



RELATÓRIO INFRAESTRUTURA



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

DESTAQUES DO MÊS

Governo prevê arrecadar R\$ 20 bilhões com 25 leilões até o fim do ano

O Governo prevê levantar cerca de R\$ 20 bilhões até o final do ano com 25 leilões de privatização e concessão de acordo com o secretário de coordenação de projetos Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), Tarcísio Gomes de Freitas. “Devemos agregar mais R\$ 20 bilhões de outorga até o final de dezembro e para o ano que vem a expectativa é que a gente faça outros 72 leilões com mais R\$ 40 bilhões de outorga pelo menos”, disse o secretário. Em um momento de arrecadação fraca e de forte rombo nas contas públicas, o Governo anunciou no final de agosto a inclusão de mais 57 bens estatais na carteira de projetos do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI). Dos outros 89 bens estatais incluídos nas primeiras etapas do programa lançado pelo governo Temer, 49 já foram concluídos e já garantiram uma arrecadação extra de R\$ 7 bilhões desde 2016. O Governo conta com a arrecadação dos leilões para garantir o cumprimento da meta fiscal, de déficit primário de R\$ 159 bilhões em 2017 e 2018. Entre os



leilões previstos para ocorrer ainda este ano estão os de 4 usinas hidrelétricas da Cemig, os da 2ª e 3ª Rodada do pré-sal, os de 11 linhas de transmissão, o da Lotex, além da renovação de 6 concessões de terminais portuários. No final de agosto, o governo anunciou um novo pacote de privatizações com a inclusão de mais 57 bens estatais na carteira de projetos do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI). Entre as maiores privatizações previstas para 2018 estão a da Eletrobras, de 14 aeroportos, incluindo Congonhas, e a da Casa da Moeda. (Baseado em G1 – 12.09.2017).

PAINEL

ANEEL abre Audiência Pública para obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Amapá

ANEEL abre Audiência Pública para obter subsídios para aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA. Os interessados podem enviar contribuições até o dia 30 de outubro de 2017.

Saiba mais: www.aneel.gov.br

ANP quer royalties menores para campos maduros

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pretende publicar uma resolução que permitirá a redução das alíquotas de royalties para campos maduros que passem por investimentos em revitalização, disse o Diretor-Geral do Órgão Regulador, Décio Oddone. A ideia, segundo ele, é que a produção adicional gerada por projetos de recuperação de campos em declínio passe a se sujeitar ao pagamento de alíquotas de até 5%. Hoje, esses campos pagam 10% de royalties. O diretor da ANP argumentou que a medida deve trazer efeitos imediatos sobre a recuperação desses ativos maduros. O aumento potencial de investimentos, segundo ele, pode compensar a redução das alíquotas e gerar até um aumento das receitas das unidades federativas. O Diretor-Geral da ANP explicou que o incentivo tem que ser justificado e que as companhias terão que apresentar planos para aumento da produção. Ainda de acordo com o Diretor, a redução de royalties para campos maduros pode estimular novos investimentos pelas petroleiras. Segundo ele, o plano de investimentos da Petrobras para a Bacia de Campos, de US\$ 10 bilhões, até 2021, pode ser ainda maior. “Se a ANP entrar com essa resolução, podemos trazer mais investimentos. E esse investimento é rápido”, afirmou. “Quando se fala em contratação de bens e serviços para campos maduros, o nível de conteúdo local é muito maior.” Oddone disse, ainda, que a ANP prevê publicar entre outubro e novembro a resolução com as novas regras do conteúdo local, que permite retroagir os novos percentuais de nacionalização para contratos existentes, assinados entre 2007 e 2013. *(Baseado em Valor Econômico – 22.08.2017).*

Concessões de rodovias terão duas fases

O Governo se prepara para fazer uma alteração na concessão das rodovias federais. A mudança valerá para os leilões do setor em 2018. Os novos contratos serão divididos em dois períodos independentes: uma fase inicial, com prazo de 1 a 2 anos, e outra com o tempo restante para completar 30 anos de vigência. As futuras concessionárias só poderão passar da fase provisória para a definitiva quando tiverem o financiamento de longo prazo dos projetos. Se não conseguirem fechar as operações na primeira “perna” do contrato, sem empréstimos subsidiados do Banco Nacional de Desenvolvimento Econô-



mico e Social (BNDES), a rodovia será retomada pelo Governo e terá nova licitação. Com isso, o Governo busca evitar problemas verificados nas concessões de estradas realizadas entre 2013 e 2014, na administração da ex-Presidente Dilma Rousseff. Vários grupos vitoriosos nos leilões viram seus pedidos de financiamento bloqueados pelo BNDES. O Banco de Fomento reduziu significativamente sua oferta de empréstimos subsidiados, incentivando a emissão de debêntures e forçando os grupos privados a buscar outras alternativas de financiamento privado. Porém, se a empresa ou consórcio vencedor do leilão tiver dificuldade em fechar essas operações, como solução, o contrato será dividido em duas fases. Na primeira, haverá apenas a prestação de serviços mais básicos e melhorias pontuais na qualidade do pavimento. Intervenções mais pesadas, como duplicação de pistas, só começam na segunda fase. *(Baseado em Valor Econômico – 23.08.2017).*

Plano de desenvolvimento prevê mais 15 hidrelétricas

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) trabalha com a possibilidade de construção de 15 novas hidrelétricas no País, além das já contratadas, até 2026. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026, os empreendimentos totalizam uma capacidade instalada de 3.066 Megawatts (MW). Os dois principais projetos da lista são os das usinas de Itapiranga, no rio Uruguai, na fronteira entre Rio Grande do Sul e Santa Catarina, de 725 MW, e Bem Querer, em Roraima, de 708 MW. Ambos projetos estão previstos para entrar em operação apenas em 2026. O Presidente da EPE, Luiz Augusto Barroso, explicou que os projetos hidrelétricos incluídos no plano são aqueles cujo estágio de estudo está mais avançado. Considerando as questões ambientais e o custo de investimento, a EPE traçou a data mínima para o início de operação de cada hidrelétrica. Considerando o prazo de entrada em operação para os projetos participantes do leilão de energia nova, marcado para o fim deste ano, de 2023, existe a possibilidade de essas usinas serem ofertadas no certame, caso estejam com a licença prévia emitida pelos respectivos órgãos ambientais. O PDE não incluiu o projeto de São Luiz do Tapajós no horizonte até 2026. A configuração atual do projeto teve o processo de licenciamento ambiental arquivado pelo Ibama. *(Baseado em Valor Econômico – 05.09.2017).*

Governo quer mudar concessão de gasoduto

O Governo pretende abolir os leilões para a construção de gasodutos de transporte no País. O modelo de licitações de gasodutos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural, e Biocombustíveis (ANP), nos moldes dos leilões de linhas de transmissão da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), está previsto na legislação atual. Na prática, porém, nenhum leilão do tipo foi realizado, por ausência de necessidade. A ideia do Governo é alterar o regime de concessão por um regime de autorização de gasodutos, porém diferente do que era praticado antes da Lei 11.909, de 2009, a “Lei do Gás”. Anteriormente, um transportador interessado em construir um determinado gasoduto precisava apenas apresentar o pleito à ANP, que, caso aprovasse, emitia uma autorização. Com a “Lei do Gás”, o gasoduto precisa estar incluído no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat) para ser leiloado. O novo modelo em estudo prevê que o transportador interessado em construir um gasoduto apresente o pleito à ANP. E, caso surja outra empresa com plano de construção do gasoduto com um menor custo e maior benefício à malha atual, esta terá o direito de implantar o empreendimento. A avaliação dos custos e impacto na malha será feita pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “O processo de concessão de um gasoduto de transporte passará a ser por autorização e não mais concessão. É uma autorização, mas tem possibilidade de contestação”, afirmou o Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, José Mauro Coelho. O modelo em estudo “é diferente do método anterior à Lei do Gás, que era de autorização pura, completou Marcelo Alfradique, Superintendente Adjunto de Gás e Biocombustíveis da EPE. Segundo o Diretor, o próprio Pemat, principal estudo de longo prazo da infraestrutura de gás natural, sofrerá modificações, a começar pelo nome, que ainda não foi definido. *(Baseado em Valor Econômico – 11.09.2017).*

MP vai elevar de 5 para 14 anos prazo para duplicar rodovias, diz ministro

O Ministro dos Transportes, Portos e Aviação Civil, Maurício Quintella, afirmou que o Governo está concluindo o texto de uma medida provisória que vai permitir a mudança nos contratos de concessão de rodovias. Segundo o Ministro, entre as medidas que a MP deve prever está a possibilidade de aumentar para até 14 anos o prazo

para duplicação das rodovias. “As empresas que aderirem à nova medida provisória terão seus contratos reavaliados pela agência reguladora e reequilibrados. Esse reequilíbrio se dará ou por diminuição de prazo ou diminuição de tarifa. Cada caso é um caso”, disse o Ministro. *(Baseado em G1 – 12.09.2017).*

Trens ficam mais lentos e ferrovias perdem eficiência

O Governo Federal anunciou um pacote de 57 projetos que serão incluídos no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) para serem colocados à venda ou concedidos ao setor privado. Estão na lista aeroportos, linhas de transmissão de energia elétrica, e terminais portuários, entre outros. No total, o Conselho do PPI aprovou a inclusão de R\$ 44 bilhões de investimentos a serem contratados até final de 2018. A decisão do

Governo ainda inclui a desestatização da Casa da Moeda – com publicação do edital no segundo trimestre de 2018 e leilão no quarto trimestre de 2018 – e da Lotex (raspadinha da Caixa) – com edital e leilão no quarto trimestre deste ano. Nas duas primeiras reuniões, o Conselho havia aprovado 89 projetos, dos quais 49 já tiveram leilões realizados. *(Baseado em Valor Econômico – 23.08.2017).*

BNDES fará contrato de US\$ 900 milhões com BID em energia sustentável

A Diretora da Área de Energia, Transporte Socioambiental e Saneamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Marilene Ramos, afirmou na quinta-feira 31 de agosto deste ano que a Instituição deve assinar em breve contrato com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) de US\$ 900 milhões para projetos de energia sustentável. Sem dar

detalhes, Marilene destacou que a parceria entre os dois bancos “é longa” e que o total de projetos ativos decorrente dessa dobradinha soma R\$ 10 bilhões. As informações foram dadas pela Diretora durante apresentação na conferência Infrainvest – Infraestrutura Sustentável para o Brasil, promovida pelo BID, no Rio de Janeiro. *(Baseado em Valor Econômico – 31.08.2017).*

1. ENERGIA ELÉTRICA

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

**Previsão para Entrada em Operação (em MW)
de 15 de agosto de 2017 até 31 de dezembro de 2021**

Usinas Hidrelétricas (UHE)						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	611	3.444	3.203	1.833	0	9.091
Otimista	611	3.472	3.235	1.833	221	9.373
Usinas Termelétricas (UTE)*						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	62	98	340	1.801	50	2.351
Otimista	62	398	350	1.828	50	2.689
Fontes Alternativas - PCHs, Biomassa e Eólica (F.A.)						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	1.683	1.284	442	38	0	3.447
Otimista	1.754	2.233	1.757	1.608	344	7.695
Somatório de UHE, UTE, F.A.						
Cenário	2017	2018	2019	2020	2021	Σ
Conservador	2.356	4.827	3.984	3.672	50	14.889
Otimista	2.427	6.104	5.342	5.269	615	19.757

Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

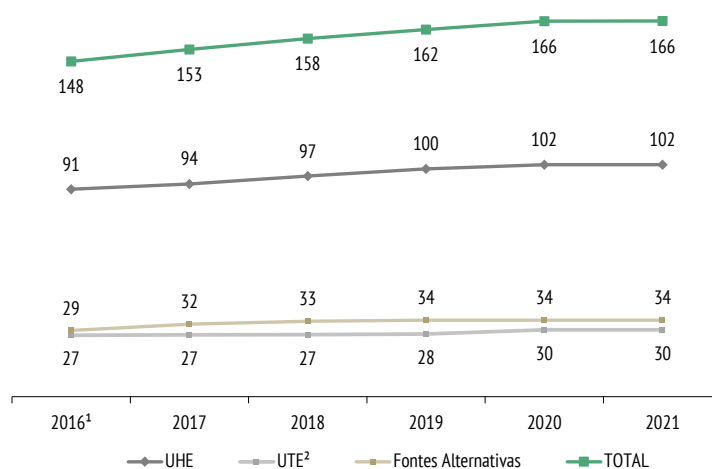
Cenário conservador: considera somente as usinas sem restrições à entrada em operação.

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.

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 15 de agosto de 2017 e 31 de dezembro de 2021.

No cenário otimista, a previsão de expansão é de aproximadamente 19,8 mil MW no período 2017-2021. Nesse cenário, a taxa média de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica seria de 2,8% ao ano.

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



Fonte:
Elaboração própria com dados da Aneel.

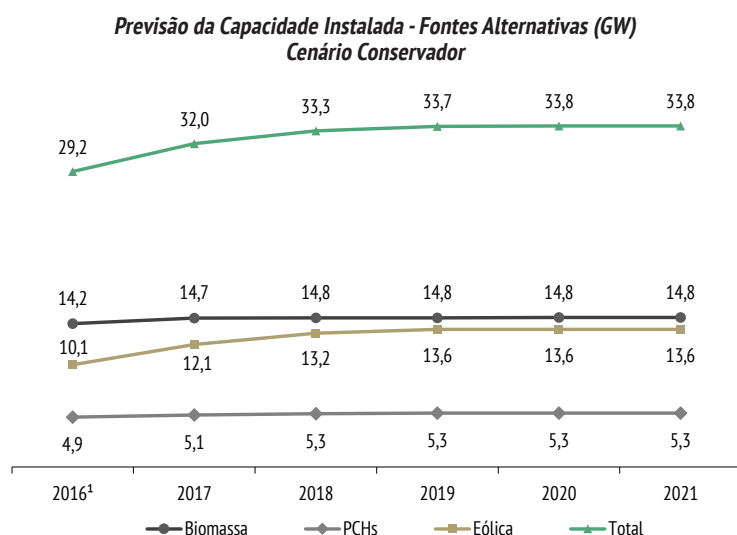
Notas:

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.



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, 3,6% e 0,3%.

Entre 2017 e 2021, no cenário conservador, estima-se o crescimento de 11,8% da capacidade instalada no Brasil de usinas hidrelétricas (UHEs). O crescimento da geração térmica (UTEs), também no cenário conservador, deve ser de 9,1% 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 9,4 mil MW de UHEs até 2021 e a previsão conservadora prevê uma entrada de 9,1 mil MW para o mesmo período. Em outras palavras, cerca de 97% da potência prevista não apresentam restrição ao andamento dos trabalhos.

Em relação às termelétricas, prevê-se a entrada em operação no cenário otimista de 2,7 mil MW até 2021. Cerca de 87% 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, 488 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 5,1 mil MW, apenas 53% da potência (2,7 mil MW) não apresenta restrições para entrada em operação até 2021.

As diretrizes para cooperação no âmbito do projeto da usina de Três Gargantas na China foram plasmadas em ata de conversações entre a pasta de energia do Brasil e o comitê para construção do empreendimento, vinculado ao Conselho de Estado daquele país. O acordo foi celebrado em setembro de 1994. Quais os principais pontos do entendimento sobre a implantação da gigantesca obra no Rio Yangtzé? Primeiramente, a parte brasileira expressou interesse no projeto, que era então a maior usina hidrelétrica em construção no mundo, com capacidade de 22.400 MW. Dispôs-se, ademais, a compartilhar com a parte chinesa experiências adquiridas na implantação de Itaipu, cuja capacidade cifra 14.000 MW.

A representação governamental brasileira registrou que apoiava o novo consórcio constituído pelas empresas responsáveis pela construção de Itaipu, bem como ações de transferência de tecnologia e assistência técnica. Declarou que se empenharia em prover o suporte financeiro requerido para esse fim. Acordou-se que a parte brasileira incentivaria essas empresas a colaborar com os homólogos chineses em especial nas áreas de construção, gerenciamento de projeto, gerenciamento financeiro, gerenciamento de operação da usina, aquisição de material pertinente, e supervisão de fabricação de equipamentos. Os chineses expressaram acolhida aos brasileiros para participação ativa nas licitações internacionais. Seguiram-se numerosas missões técnicas à China de modo a garantir a excelência do apoio técnico assim delineado.

A obra foi concluída em maio de 2006. Tem por fim geração de energia bem como prevenção de enchentes e facilitação do transporte fluvial. Diversas empresas brasileiras participaram no projeto, tanto na consultoria quanto nas obras civis. Puderam os técnicos estrangeiros

testemunhar a complexidade da obra, cujas principais características são indicadas a seguir. A comparação com Itaipu justificava a presença da engenharia brasileira no empreendimento chinês.

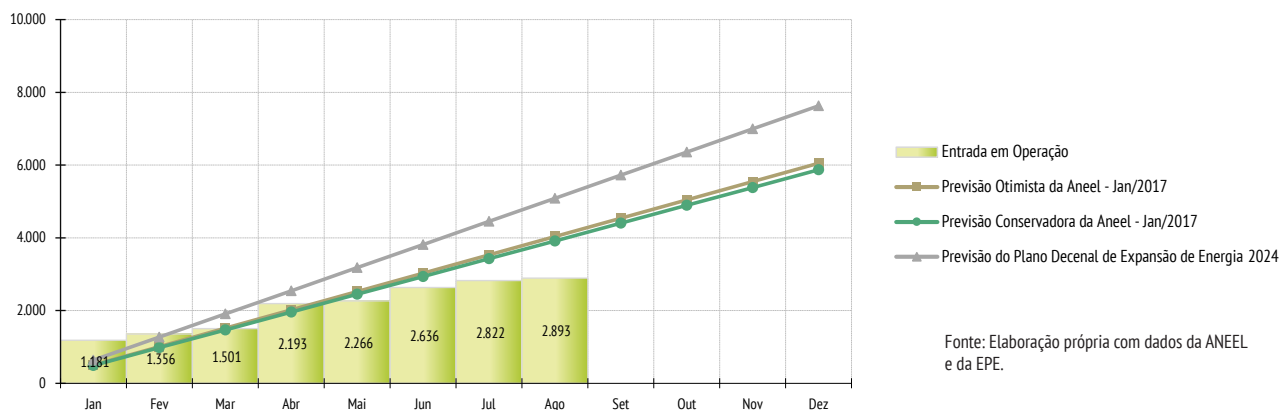
Altura da barragem: 181 metros. No caso de Itaipu a altura da barragem monta a 196 metros. Comprimento da barragem: 4.149 metros, sendo 2.309 metros em concreto. Itaipu conta com barragem de 7.744 metros em concreto, enrocamento e terra. Trinta e duas turbinas. Itaipu tem vinte turbinas. Potência nominal unitária: 700 MW, o mesmo que Itaipu. Volume de concreto utilizado: 28 milhões m³. Em Itaipu foram lançados 13 milhões m³. Volume escavado: 134 milhões m³. Itaipu, por sua vez, registra 64 milhões m³ de escavações. Reservatório com área de 1.084 km² e 39 bilhões m³ de armazenamento. Já Itaipu cifra 1.350 km² de espelho d'água e 29 bilhões m³ de armazenamento.

A produtividade das usinas, vale dizer, produção por área alagada, expressada em energia gerada por área, é de 78 GWh/ km² em Três Gargantas e 73 GWh/ km² em Itaipu. Esses dados técnicos das duas usinas diferem consideravelmente. Contudo, o que mais ressalta nessa comparação é o indicador de reassentamento populacional. A construção de Itaipu resultou em 40 mil pessoas reassentadas. Em Três Gargantas o número de pessoas reassentadas chegou a 1,13 milhão. Por certo viram os chineses por ocasião das suas primeiras missões de conhecimento do setor elétrico brasileiro os números grandiosos de Itaipu. Índice que mais deve ter sensibilizado aos visitantes é que o Brasil teria de queimar 536 mil barris de petróleo por dia para obter de termelétricas a mesma energia gerada em Itaipu. A geração térmica a carvão na China explica cerca de 65% do abastecimento final de eletricidade.

1.1.3. Expansão da Capacidade de Geração

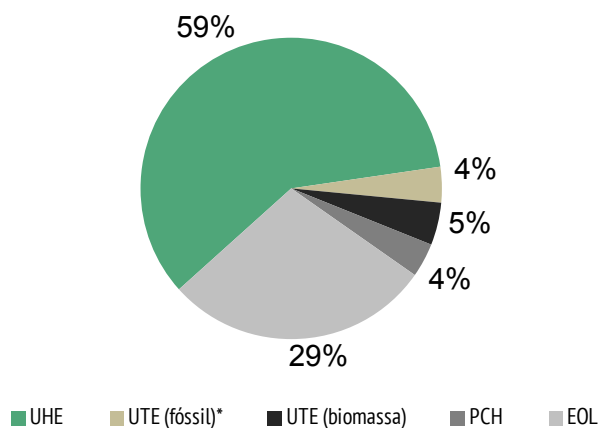
O gráfico apresentado a seguir ilustra os acréscimos mensais de capacidade geradora no sistema interligado nacional. As linhas representam uma média teórica de entrada uniforme de capacidade geradora para que a previsão seja atingida.

Expansão da Capacidade de Geração em 2017 (MW) De 1º de janeiro a 15 de agosto



Em 2017, até 15 de agosto, entraram em operação 2.893 MW. Desse total, as UHEs representaram 59% da potência total que entrou em operação totalizando 1.717,4 MW. As EOLs representaram 29%, totalizando 827,3 MW. As UTEs fósseis representou 4% (110,3 MW), as PCHs apenas 4% (106,1 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 a 15 de agosto de 2017



1.2. Consumo de Energia Elétrica (EPE)

O mercado nacional de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres e cativos atingiu, em julho de 2017, 37.085 GWh, apresentando um valor 1% superior ao observado em julho de 2016.

O consumo industrial de energia elétrica foi de 13.953 GWh, valor 1% superior ao observado no mesmo mês de 2016. O consumo industrial de energia elétrica representou 38% do total de energia elétrica consumida em junho de 2017.

Consumo de Energia Elétrica por Classe (GWh)

Classe	Julho 2016	Julho 2017	Var. %	Jan-Jun 2016	Jan-Jun 2017	Var. %
Residencial	10.380	10.389	0	78.208	78.482	0
Industrial	13.860	13.953	1	95.223	95.195	0
Comercial	6.706	6.653	-1	52.233	51.868	-1
Outras	5.887	6.090	3	43.796	44.084	1
Total	36.833	37.085	1	269.460	269.629	0

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

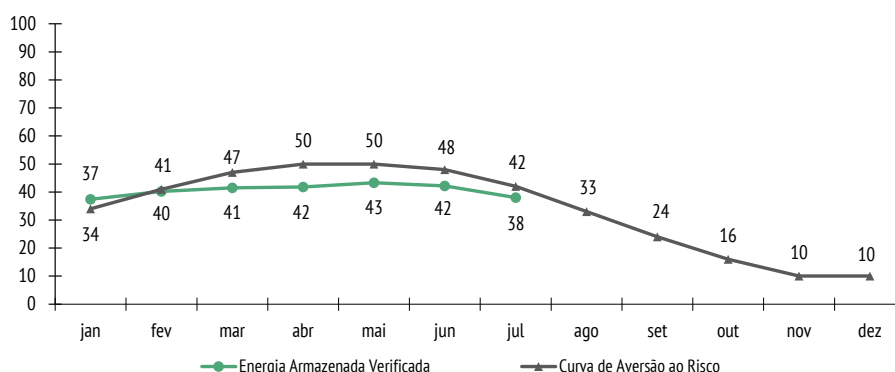
Desde abril/17, a demanda de energia das indústrias no acumulado dos últimos 12 meses se manteve estável em relação ao mesmo período do ano anterior, após taxas cada vez menos negativas a partir de maio/16. Ajudada por um efeito estatístico de base baixa em 2015 e 2016, a série de taxas do acumulado dos últimos 12 meses da produção industrial deixou de cair em julho/16, evoluindo de maneira lenta e gradual.

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

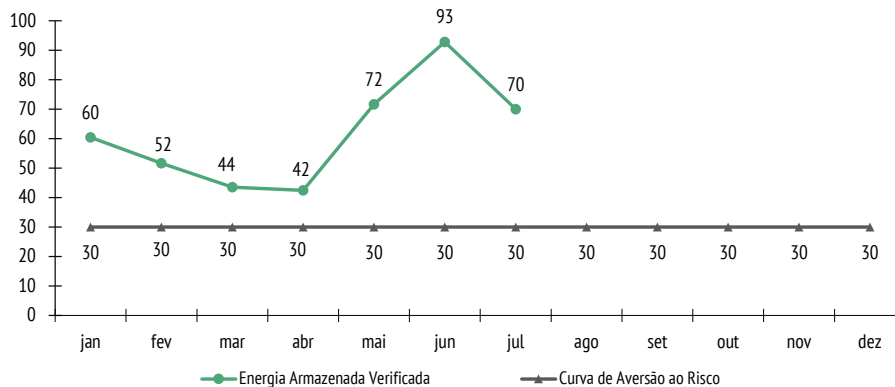
As Curvas de Aversão ao Risco (CAR) estabelecem níveis de energia armazenada, vale dizer, requisito mínimo de armazenagem de energia, em base mensal, adotados como referência de segurança para o atendimento do Sistema Interligado Nacional. Abstraído o intercâmbio inter regional de energia, para garantir 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 julho de 2017, todas as regiões apresentaram queda em relação ao mês anterior. A região Nordeste apresentou a menor queda, de apenas três pontos, passando de 18% para 15%, enquanto a região Sul apresentou a maior queda, de 93% para 70%. Somente a região Sul apresentou a energia armazenada acima da CAR (70%). As regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram a energia armazenada abaixo da CAR (38%, 15% e 59%) 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.

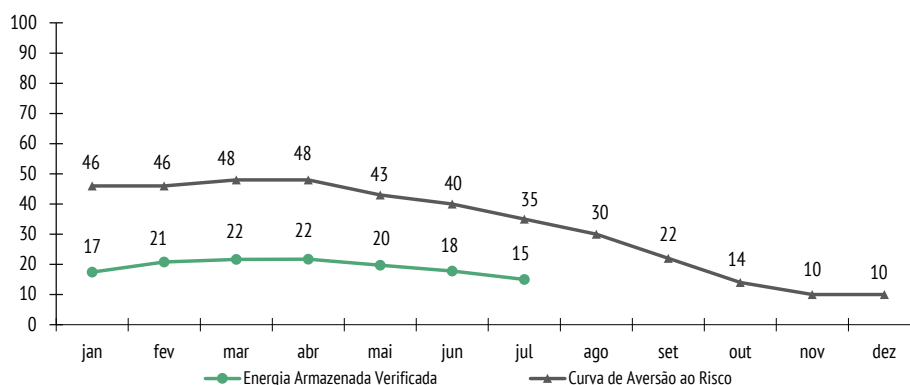
**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Sudeste e Centro-Oeste (%)**



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



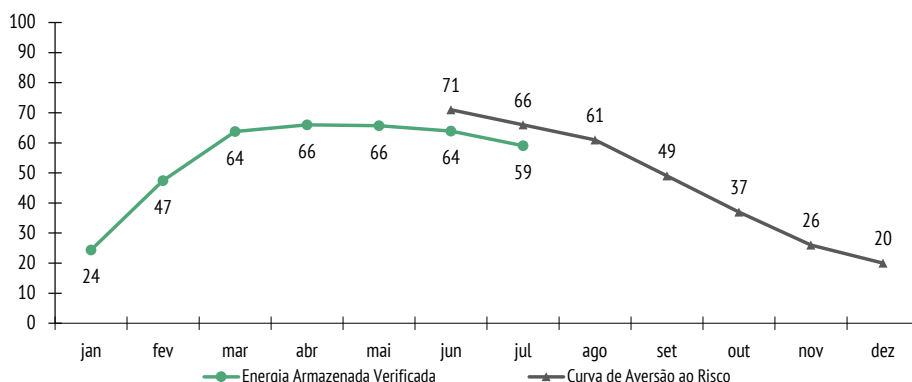
**Curva de Aversão ao Risco e Energia Armazenada Verificada 2017
Nordeste (%)**



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

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS.

* A Curva Bianaual de Aversão ao 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 quarta semana de julho de 2017, o PLD atingiu o valor de R\$ 272,74/MWh para todas as regiões para carga pesada e média, valores abaixo do valor máximo para 2017, para carga leve o PLD atingiu o valor de R\$ 264,53/MWh também para todas as regiões.

**Preço de Liquidação das Diferenças - PLD (R\$/MWh)
Semana 4 – Julho 2017 (Período: 22/07/2017 a 28/07/2017)**

Carga	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Pesada	272,74	272,74	272,74	272,74
Média	272,74	272,74	272,74	272,74
Leve	264,53	264,53	264,53	264,53

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 julho de 2017, todas as regiões apresentaram PLD médio de R\$ 280,81/MWh. Para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul a média representou um aumento de 237%, para a região Norte representou um aumento de 165% e para região Nordeste 158%, todos esses valores têm como base em relação o valor atingido no mesmo mês do ano anterior.

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

Região	Julho	Julho	Variação
	2016	2017	(%)
Sudeste/Centro-Oeste	83,43	280,81	237
Sul	83,43	280,81	237
Nordeste	108,68	280,81	158
Norte	106,13	280,81	165

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

2. PETRÓLEO

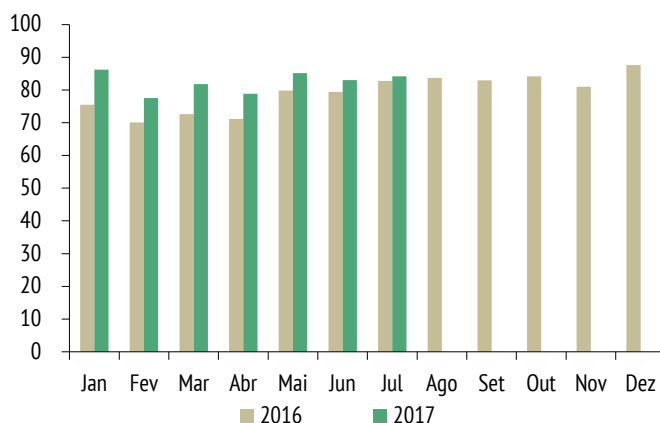
2.1. Produção, Comércio Exterior e Processamento de Petróleo (ANP)

A produção nacional de petróleo, no mês de julho de 2017, foi de 84,2 milhões de barris equivalentes de petróleo (bep), volume 2% superior ao produzido no mesmo mês do ano anterior. No acumulado do ano, a produção foi 9% superior ao ano anterior.

O grau API (escala que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo) médio do petróleo produzido em julho de 2017 foi de 26,7°, sendo que 36,1% da produção foi considerada óleo leve (maior ou igual a 31°API), 47,2% foi considerada óleo médio (entre 22°API e 31°API) e 16,6% foi considerado óleo pesado (menor que 22°API).

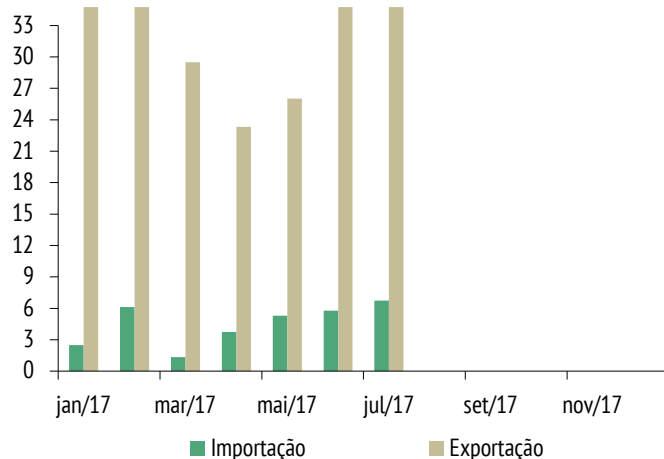
O volume correspondente ao processamento de petróleo nas refinarias nacionais, em julho de 2017, foi de 52,8 milhões bep. Esse volume foi 9% inferior ao observado em julho de 2016. No acumulado do ano, o volume de processamento foi 8% inferior.

Produção Nacional de Petróleo
(milhões bep)



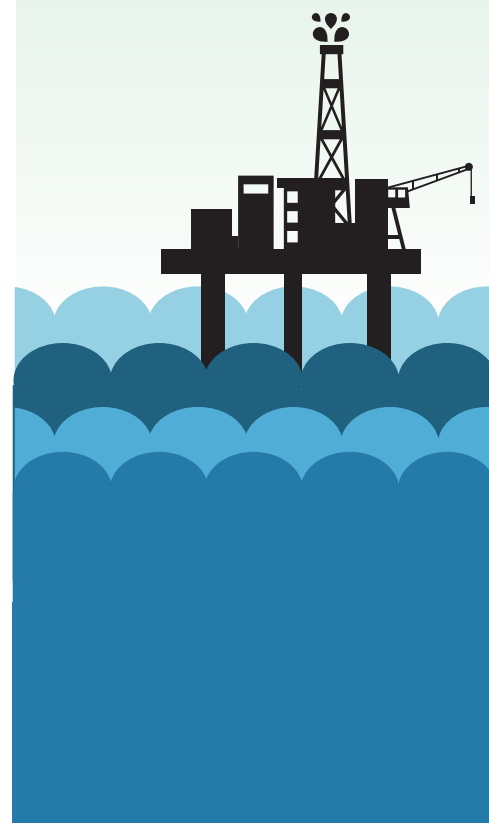
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação vs. Exportação de Petróleo
(milhões bep)

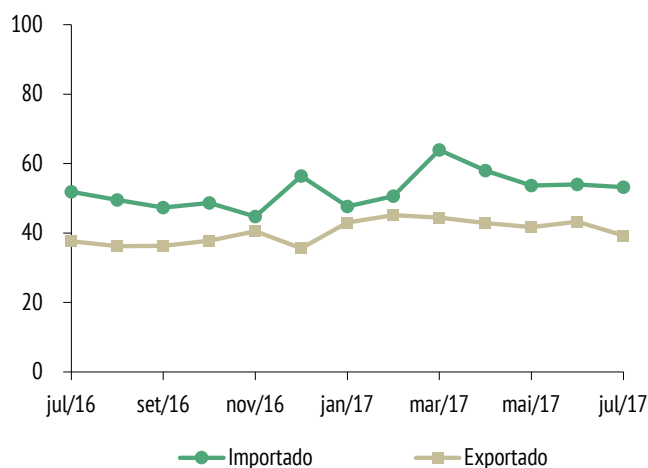


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

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 julho de 2017, foi de 39,7 milhões de bep, volume 64,8% superior ao exportado em julho de 2016. No acumulado do ano, o volume de petróleo exportado foi 48,1% superior ao observado no mesmo período de 2016.

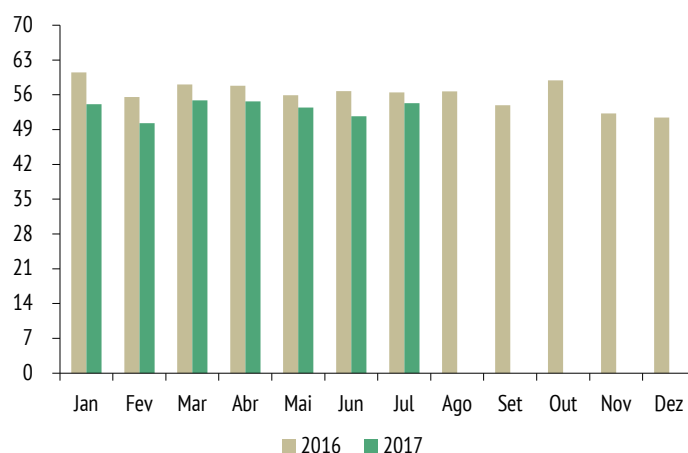
O preço médio do petróleo importado pelo País, em julho de 2017, foi de US\$ 53,19/barril, valor 2,5% superior ao observado em julho de 2016.

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

Em julho de 2017, a produção nacional de derivados de petróleo foi de 54,3 milhões bep (1 bep equivale a 0,16 m³), volume 3,8% inferior ao produzido em julho de 2016. No acumulado do ano, a produção nacional de derivados foi 6,9% inferior ao mesmo período do ano passado.

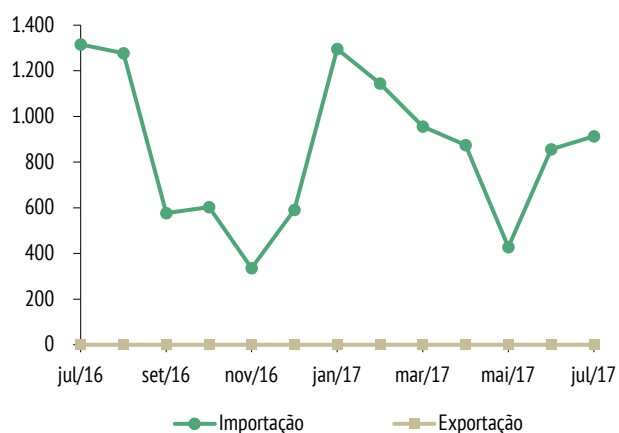
A importação de derivados de petróleo, em julho de 2017 foi de 17,7 milhões bep, valor 2,4% superior ao registrado em julho do ano anterior. No acumulado do ano, a importação observada foi 29,2% superior ao mesmo período do ano passado.

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



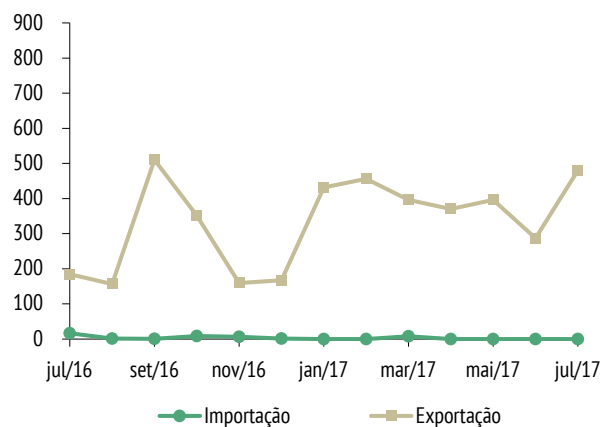
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Importação e Exportação de Nafta
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

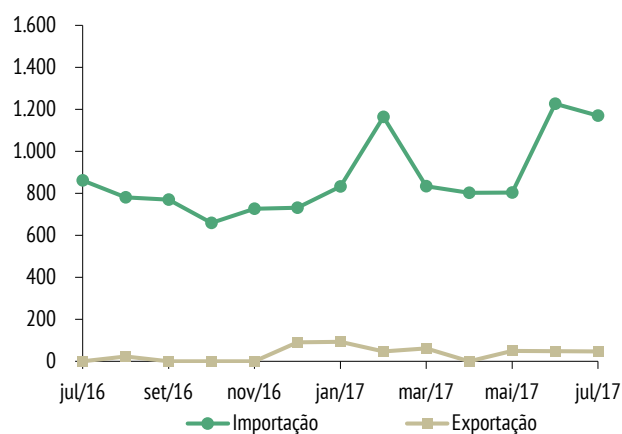
Importação e Exportação de Óleo Combustível
(mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

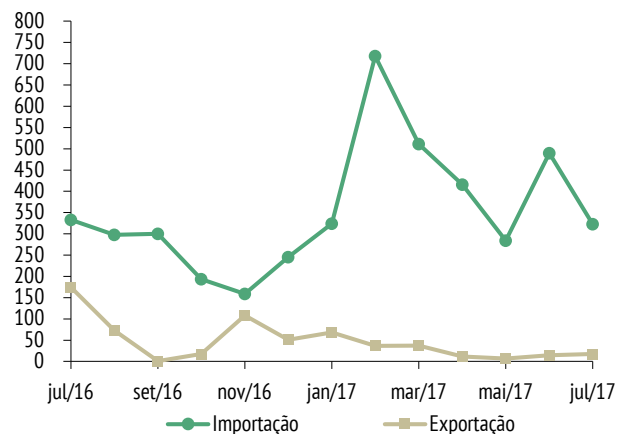
Com respeito à exportação de derivados de petróleo, em julho de 2017, foi constatado um total de 7,9 milhões bep, o que representa um volume 28,7% superior ao observado no mesmo mês de 2016. No acumulado do ano, a exportação foi 11% superior.

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 julho de 2017, o Brasil registrou uma dependência externa negativa de 38% na balança comercial de petróleo e derivados. A importação de petróleo e derivados foi 23 milhões bep inferior à exportação de petróleo e derivados frente a um consumo aparente de 61 milhões de bep. Em julho de 2016, a dependência externa foi negativa em 12%. No acumulado do ano de 2017, foi observada uma dependência negativa de 35%.

Dependência Externa de Petróleo e Derivados (milhões bep)

	Julho/2016	Jan-Jul/2016	Julho/2017	Jan-Jul/2017
Produção de Petróleo (a)	83	531	84	577
Imp. Líq. de Petróleo (b)	-20	-126	-33	-219
Imp. Líq. de Derivados (c)	11	47	10	69
Consumo Aparente (d)=(a+b+c)	74	452	61	426
Dependência Externa (e)=(d-a)	-9	-79	-23	-150
Dependência Externa (e)/(d)	-12%	-18%	-38%	-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 julho de 2017, apresentou saldo positivo de US\$ 577 milhões FOB. Ou seja, o Brasil exportou US\$ 577 milhões FOB a mais do que importou. No mesmo mês do ano anterior, esse saldo foi positivo de US\$ 84 milhões FOB. No acumulado do ano, a balança comercial de petróleo e derivados apresentou saldo positivo de US\$ 4.678 milhões FOB.

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

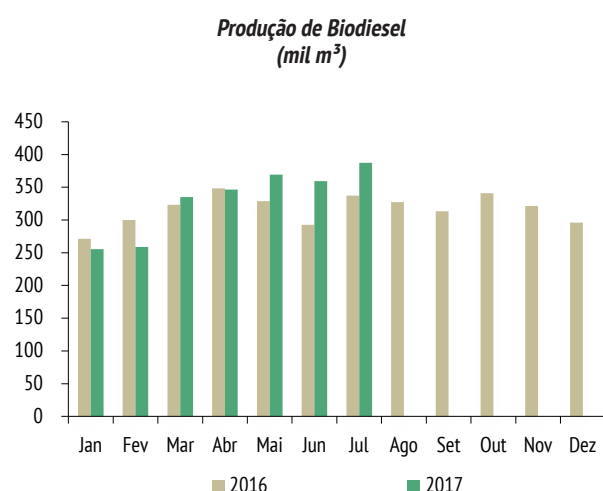
	Julho/2016	Jan-Jul/2016	Julho/2017	Jan-Jul/2017
Petróleo				
Receita com exportação (a)	907	4.941	1.559	10.767
Dispêndio com importação (b)	211	1.871	358	1.687
Balança Comercial (c)=(a-b)	696	3.071	1.201	9.081
Derivados				
Receita com exportação (d)	318	1.966	435	2.948
Dispêndio com importação (e)	930	4.601	1.059	7.350
Balança Comercial (f)=(d-e)	-612	-2.635	-624	-4.402
Petróleo e Derivados				
Receita Total com exportação (g)=(a+d)	1.225	6.908	1.994	13.716
Dispêndio Total com importação (h)=(b+e)	1.141	6.472	1.417	9.037
Balança Total (i)=(g)-(h)	84	436	577	4.678

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

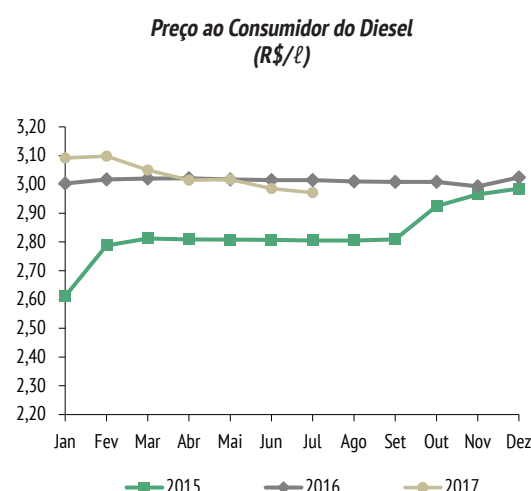
3. BIOCOMBUSTÍVEIS

3.1. Produção de Biodiesel (ANP)

A produção nacional de biodiesel, em julho de 2017, foi de 387 mil m³, montante 14,8% superior ao produzido em julho de 2016. No acumulado do ano, a produção de biodiesel foi 5% superior. O preço do óleo diesel (misturado com biodiesel), em julho de 2017, foi de R\$ 2,971/ℓ, valor 17% inferior ao observado em julho 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 31 de julho de 2017, 11,9 milhões de m³ de álcool, sendo 6,9 milhões de m³ referentes à produção de álcool etílico hidratado (58%). Em relação ao mesmo período da safra 2016/2017, houve uma redução de 13% na produção de álcool hidratado. A produção total de álcool caiu 10% em relação ao mesmo período da safra anterior.

A produção de açúcar se manteve em crescimento em relação ao mês anterior, até 31 de julho, produziu-se 17,5 milhões de toneladas de açúcar, volume 4% superior ao observado no mesmo período da safra 2016/2017.

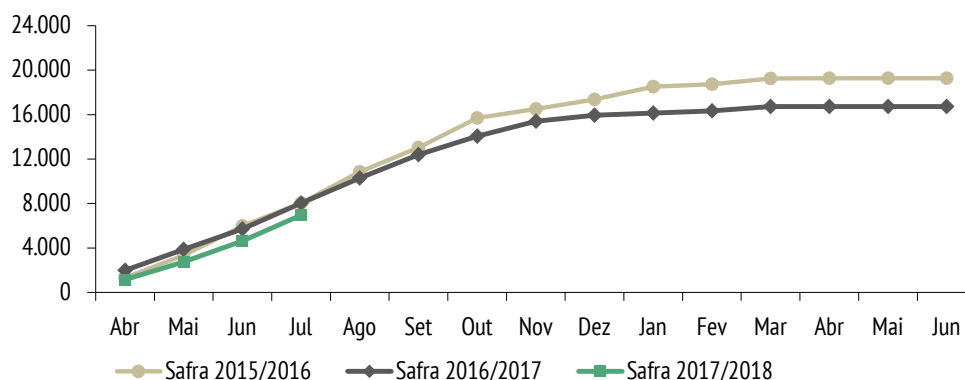
As safras se iniciam em abril e se encerram em junho do ano posterior. Assim, durante 3 meses se observam duas safras paralelas nos diferentes estados brasileiros.

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)	5.151	4.942	-4
Álcool Hidratado (mil m ³)	8.031	6.955	-13
Total Álcool (mil m³)	13.181	11.897	-10
Açúcar (mil ton)	16.806	17.480	4

Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

Produção de Álcool Etílico Hidratado (mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados do MAPA.

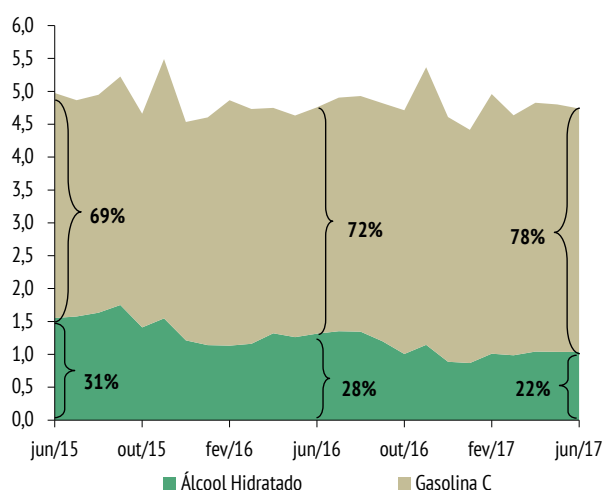
3.2.2. Vendas de Álcool Etílico Hidratado (ANP)

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

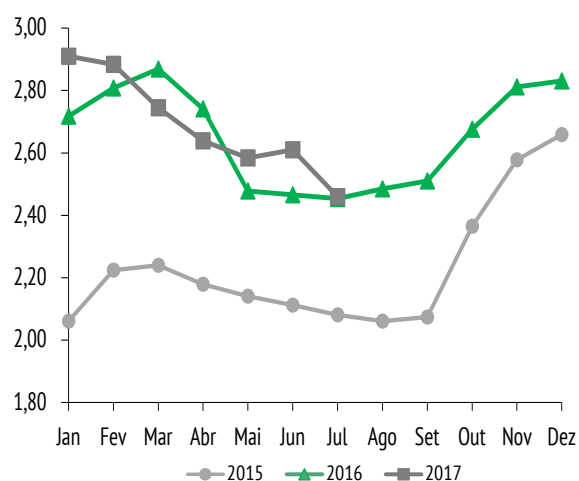
As vendas de álcool etílico hidratado representaram 22% do universo de vendas do álcool e da gasolina em julho de 2017. Essa participação foi 6 pontos percentuais inferior ao observado em julho de 2016.

Em julho de 2017, o preço médio ao consumidor do álcool etílico hidratado foi de R\$ 2,460/ℓ, valor 0,2% superior ao registrado no mesmo período de 2016.

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



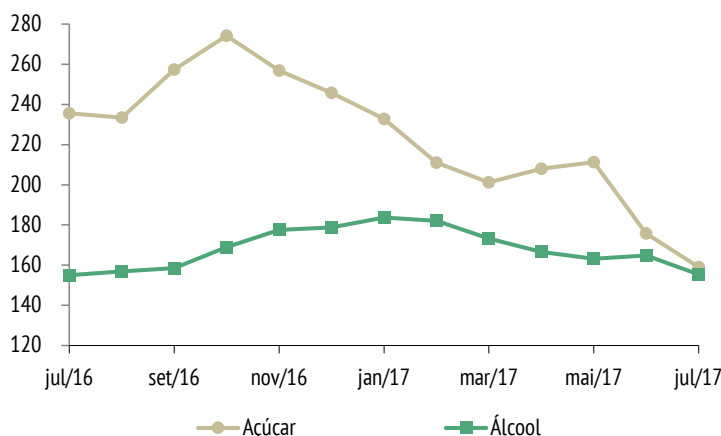
Preço ao Consumidor do Álcool Etílico Hidratado (R\$/ℓ)



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
(JAN/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 julho de 2017, foi de 115 milhões m³, representando um aumento de 7% comparado à média verificada em julho de 2016.

A importação de gás natural realizada pelo País, em julho de 2017, foi de 29,5 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 97,1 milhões m³/dia. Este montante é 17% superior ao observado em julho de 2016.

A proporção de gás natural queimado, perdido, reinjetado e consumido nas unidades de exploração e produção (E&P) foi de 41% em julho de 2017. Em julho de 2016, essa proporção havia sido de 49%.

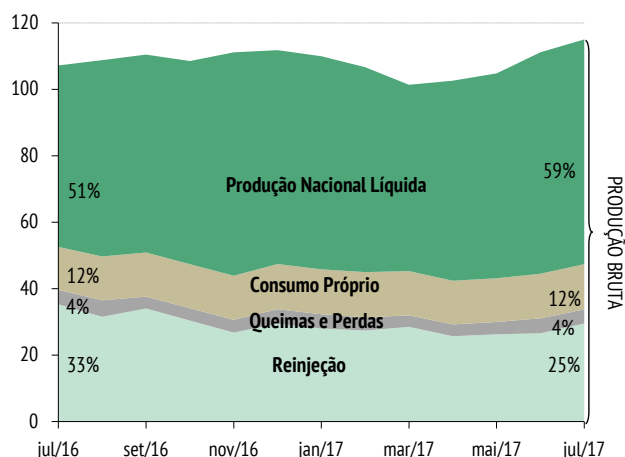
Balanço do Gás Natural no Brasil (mil m³/dia)

	Média em Julho/2016	Média do período Jan-Jul/2016	Média em Julho/2017	Média do período Jan-Jul/2017	Varição (%)
Produção Nacional¹	107.173	99.294	115.006	107.347	7%
- Reinjeção	35.243	30.249	29.509	27.412	-16%
- Queimas e Perdas	4.378	4.053	4.226	3.958	-3%
- Consumo Próprio	12.920	12.650	13.624	13.397	5%
= Produção Nac. Líquida	54.632	52.343	67.646	62.580	24%
+ Importação	28.148	41.127	29.451	25.450	5%
= Oferta	82.780	93.470	97.098	88.030	17%

¹ Não inclui Gás Natural Liquefeito.

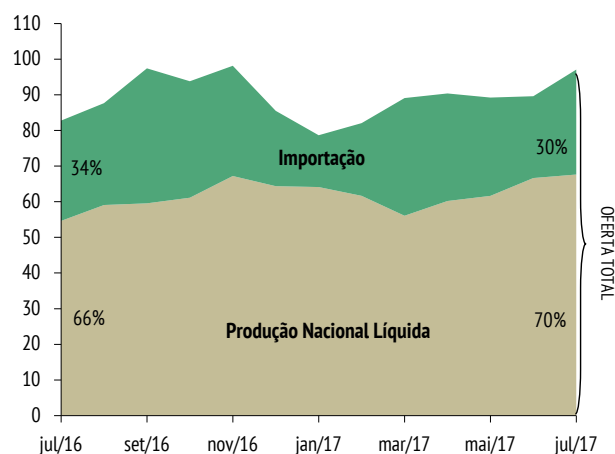
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Produção Nacional Bruta de Gás Natural
(milhão m³/dia)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

Oferta Total de Gás Natural
(milhão m³/dia)



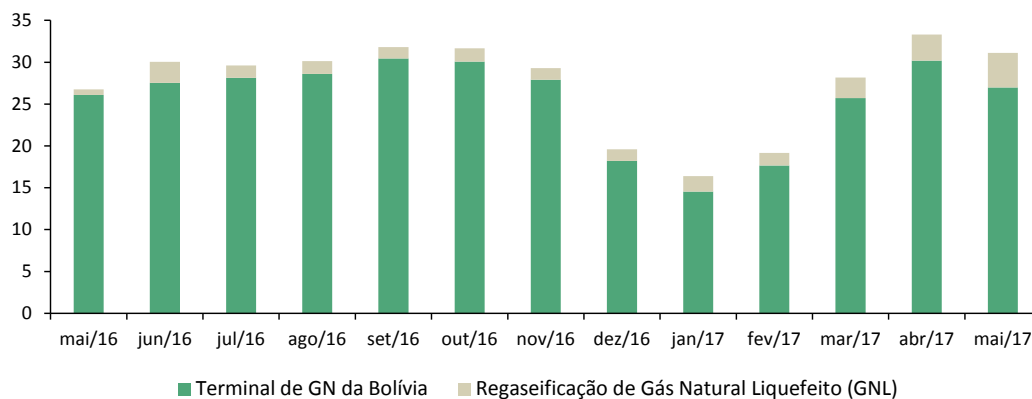
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

4.2. Importação Média de Gás Natural (MME)

A importação média de Gás Natural da Bolívia, em maio de 2017, foi de 26,9 milhões de m³/dia, volume 3% superior ao observado no mesmo mês de 2016.

Em maio de 2017, a importação média de Gás Natural Liquefeito (GNL) totalizou 4,1 milhão m³/dia, volume 523% superior ao montante observado em maio do ano anterior.

Importação de Gás Natural (milhões m³/dia)



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 junho de 2017 foi, em média, cerca de 58,6 milhões de m³/dia. Essa média é 1% inferior ao volume médio diário consumido em junho de 2016.

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

Consumo de Gás Natural por Segmento

	Médio (mil m ³ /dia)		Variação %	
	Junho/2016	Junho/2017	Jun-2017/Jun-2016	Acumulado no Ano
Industrial	28.558	27.378	-4	1
Automotivo	4.853	5.213	7	9
Residencial	1.394	1.390	0	9
Comercial	862	800	-7	-6
Geração Elétrica	15.137	15.672	4	-6
Co-geração*	2.370	2.522	6	5
Outros	5.931	5.626	-5	-46
Total	59.105	58.601	-1	-5

Fonte: Elaboração própria com dados da Abegás.

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

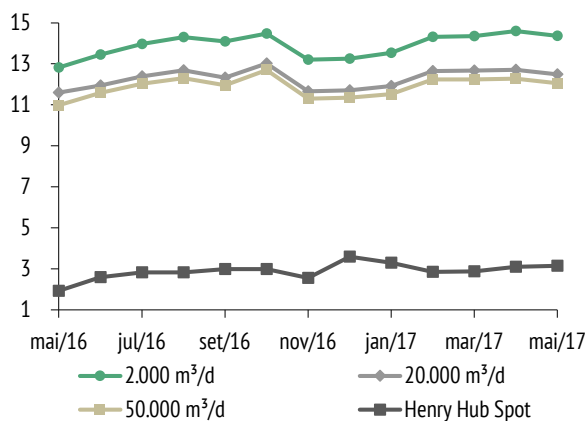
O setor industrial foi responsável por 47% do consumo de gás natural em junho de 2017. A geração elétrica foi o segundo setor em consumo, responsável por 27% do volume total de gás consumido no mesmo mês.

4.4. Preço do Gás Natural (MME)

O preço médio do gás natural ao consumidor industrial, em maio de 2017, foi de US\$ 12,9/MMBTU, valor 10% superior ao observado em maio de 2016 (US\$ 11,8/MMBTU). Esse valor inclui impostos e custos de transporte.

Em maio de 2017, o preço médio do gás natural no mercado spot Henry Hub foi de US\$ 3,15/MMBTU, valor 64% superior ao apresentado em maio 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.

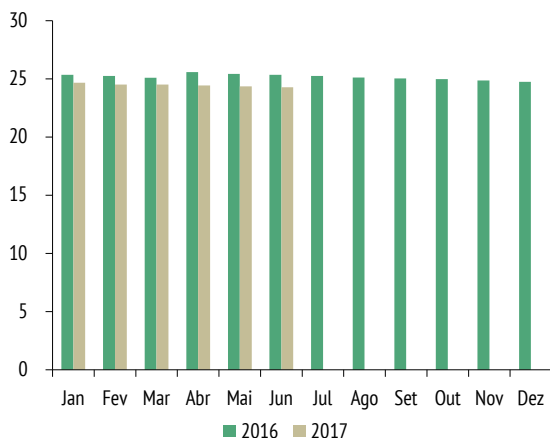
² Preço sem impostos e custo de transporte. Média ponderada mensal das cotações diárias.

5. TELECOMUNICAÇÕES

5.1. Indicadores do Serviço de Telefonia Fixa (ANATEL)

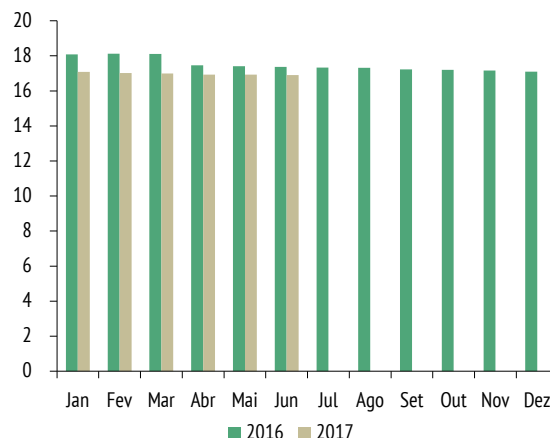
Os acessos fixos instalados são o conjunto formado pelo número total de acessos em serviço, inclusive os destinados ao uso coletivo, mais os acessos que, embora não ativados, disponham de todas as facilidades necessárias à entrada em serviço. O total de acessos fixos instalados em 2017 tiveram uma queda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

Acessos Fixos Em Serviço (milhões)



Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

Acessos Fixos Instalados (milhões)

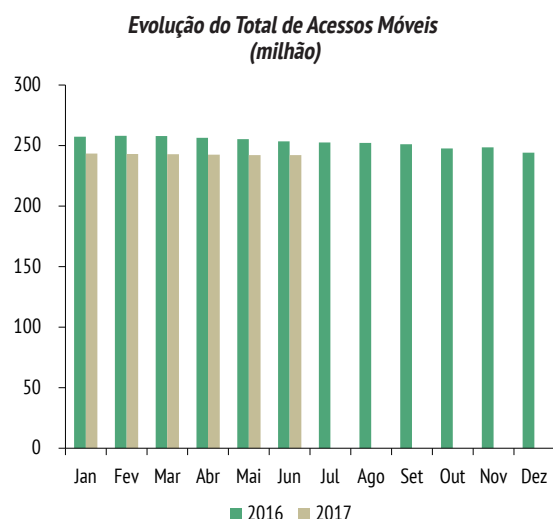


Fonte: Elaboração própria com dados da Anatel.

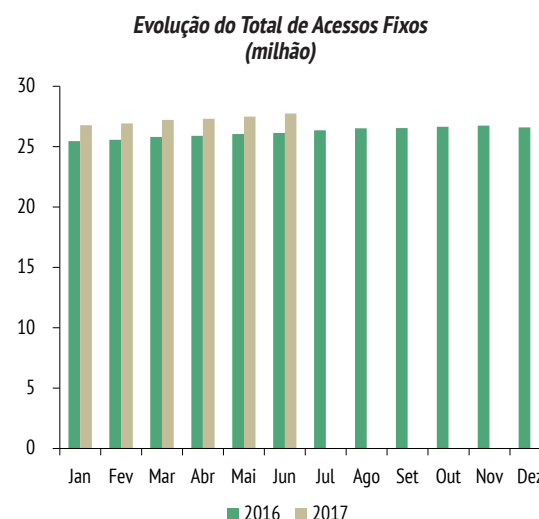
5.2. Serviços Contratados Ativos de Internet Móvel e Fixa (ANATEL)

O número total de acessos via telefonia móvel em junho de 2017 foi de 242,1 milhões, montante 4% inferior ao observado no mesmo período de 2016.

Os acessos totais de internet fixa tiveram um crescimento de 6% se compararmos com os valores de junho de 2016. Em junho de 2017 tivemos aproximadamente 27,7 milhões de acessos fixos enquanto que no mesmo período do ano anterior esse valor foi de 26,1 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 julho de 2017, a movimentação de granel sólido nos portos públicos e nos terminais de uso privativo (TUPs) apresentou um aumento de 7% em relação a julho de 2016. A movimentação de granel líquido foi 2% superior ao movimentado no mesmo mês do ano anterior, enquanto a carga geral apresentou uma queda de 32%.

Os TUPs representaram 67% da movimentação total de carga nos portos e terminais em julho de 2017. A movimentação total nos TUPs foi de 61.888 mil toneladas, volume 7% superior ao observado em julho de 2016. Os portos públicos movimentaram 31.025 mil toneladas, o mesmo volume em comparação com mesmo mês do ano anterior.

A quantidade de contêineres movimentados em todos os portos organizados e terminais privados do país, em julho de 2017, foi de 809 mil TEUs (twenty-foot equivalent unit), montante 9% superior em relação ao mesmo mês do ano anterior.

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

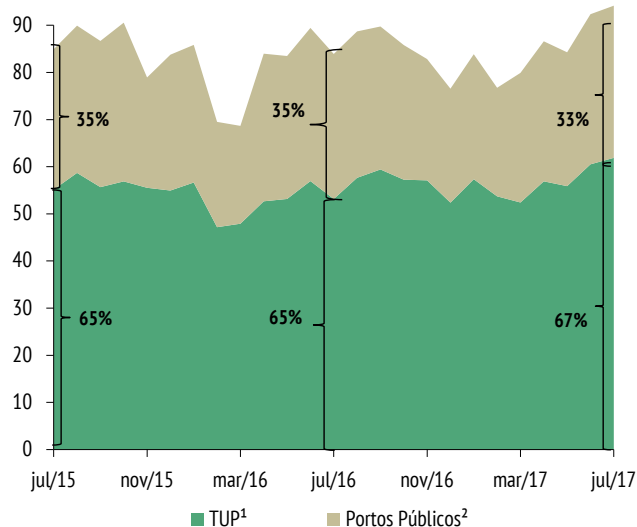
	Período		Variação %
	Jul/2016	Jul/2017	Jul-2017 / Jul-2016
Granel Sólido (a)	56.023	59.969	7%
Portos Públicos	18.314	18.061	-1%
TUPs	37.710	41.908	11%
Granel Líquido (b)	18.947	19.296	2%
Portos Públicos	5.019	4.834	-4%
TUPs	13.929	14.462	4%
Carga Geral Solta (c)	13.726	9.325	-32%
Portos Públicos	7.718	6.592	-15%
TUPs	6.008	2.733	-55%
Total (a+b+c)	88.697	92.913	5%
Portos Públicos	31.050	31.025	0%
TUPs	57.646	61.888	7%

Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.

* Terminais de uso privativo (114 instalações).

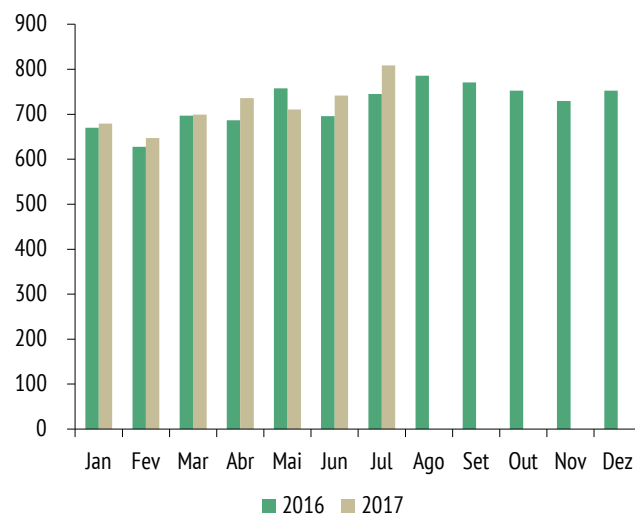
Portos públicos (33 instalações).

**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)**



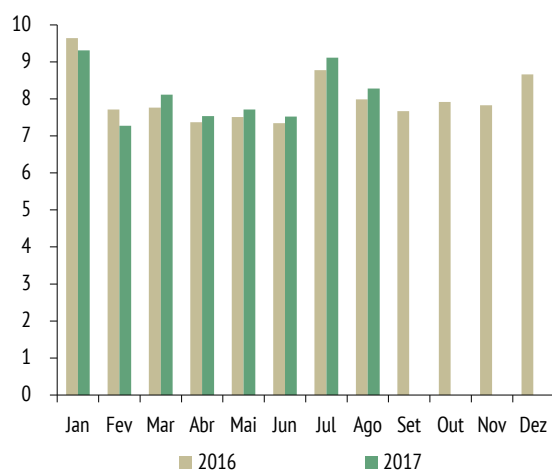
Fonte: Sistema de Informações Gerenciais da ANTAQ. Dados sujeitos a alteração.
*Terminais de uso privativo (114 instalações).
Portos públicos (33 instalações).

6.2. Transporte Aéreo (ANAC)

A movimentação de passageiros pagos em agosto de 2017, somando mercado nacional e internacional, foi de 8,3 milhões de passageiros, valor 6,1% inferior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. Os passageiros nacionais representam 91% da movimentação total de agosto de 2017.

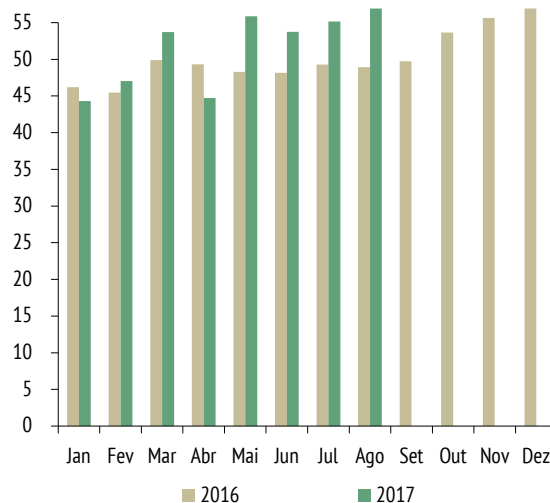
A movimentação de carga aérea total no País em agosto de 2017, somando mercado nacional e internacional, foi de 57,9 mil toneladas, montante 4,9% inferior ao averiguado no mesmo mês do ano anterior. A carga doméstica respondeu por 65% do total de cargas movimentado no período.

**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 julho de 2017, foi de 46,7 milhões de toneladas úteis (TUs), valor 2% superior ao observado no mesmo período de 2016. A indústria siderúrgica foi a que apresentou maior crescimento na movimentação de mercadorias transportadas por ferrovias (60%) enquanto que a indústria cimenteira e construção civil, e contêiner apresentaram maior retração (-31%). O minério de ferro correspondeu a 76% do total movimentado em julho de 2017.

Movimentação de Mercadoria nas Ferrovias

Ano	2016	2017	Variação (%)
Mercadoria	Julho (mil TU)	Julho (mil TU)	Jul-17 / Jul-16
Minério de Ferro	35.956	35.299	-2
Soja e Farelo de Soja	3.176	4.050	28
Indústria Siderúrgica	1.367	2.189	60
Carvão/Coque	1.233	1.296	5
Combustíveis e Derivados de Petróleo e Álcool	804	842	5
Produção Agrícola (exceto soja)	737	803	9
Graneis Minerais	632	648	3
Extração Vegetal e Celulose	503	541	8
Contêiner	455	314	-31
Adubos e Fertilizantes	321	337	5
Cimento	264	230	-13
Indústria Cimenteira e Construção Civil	194	133	-31
Carga Geral - Não Containerizada	4	6	52
Total	45.644	46.687	2

Fonte: Elaboração própria com dados da ANTT.

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

Em julho de 2017, a movimentação total de exportação e importação realizada no Brasil foi de 72,2 milhões de toneladas, volume 11% superior ao averiguado em julho de 2016. As exportações totalizaram 59,5 milhões de toneladas, 74% do total.

Movimentação Total (exportação e importação) por modo

Modo	mil t		Variação (%)	
	Jul/2016	Jul/2017	Jul-2017 / Jul-2016	Acumulado do ano
Marítimo	61.551	69.097	12	6
Fluvial	1.379	1.315	-5	-9
Aéreo	77	102	32	12
Ferroviário	26	16	-39	-27
Rodoviário	1.088	971	-11	-1
Outros*	870	660	-24	-29
Total	64.992	72.161	11	5

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 julho 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\$ 2,2 bilhões, valor 27% superior ao aportado em julho de 2016.

Ao longo de 2017, o BNDES desembolsou R\$ 13,3 bilhões em infraestrutura, volume 39% inferior ao desembolsado em 2016 (R\$ 21,7 bilhões). O setor com maior queda foi o de telecomunicações com queda no investimento de 94%.

Desembolso mensal BNDES

Setor	Julho/2016 R\$ milhão	Julho/2017 R\$ milhão	Variação (%)	Participação (%)
Refino e Álcool	33	20	-38	1
Energia Elétrica e Gás Natural	625	1.273	104	58
Saneamento	104	39	-63	2
Telecomunicações	334	20	-94	1
Transporte	638	858	35	39
Aéreo	0	0	-100	-
Aquaviário	78	94	20	-
Terrestre	559	764	37	-
Total Infraestrutura	1.733	2.209	27	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\$ 56,5 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\$ 22,6 bilhões, cerca de 40% da dotação autorizada até agosto. No mesmo período foram liquidados R\$ 7,4 bilhões. Foram pagos do orçamento aproximadamente R\$ 6,3 bilhões. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, soma R\$ 19 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 agosto, cerca de R\$ 7,4 bilhões (61% da dotação autorizada) e liquidados R\$ 2,8 bilhões. Até agosto de 2017, foram pagos do orçamento cerca R\$ 2,2 bilhão. Já o pagamento total, incluindo os restos a pagar pagos no período, somam R\$ 5,1 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, 37% foram pagos em 2017 (excluídos os cancelamentos). No caso da União, os pagamentos correspondem a 22% do total de restos a pagar inscritos.

ANEXOS

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

Valores em final de período - atualizados até 31/08/2017

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	133	30	8	2	8	2	136	144	562
MAPA	1.017	174	17	2	0	2	0	196	198	655
MCTI	1.006	237	24	140	14	91	9	170	261	438
MDIC	105	4	4	2	2	2	2	7	9	223
MME	70	6	9	4	5	4	5	16	20	18
M. Transportes	12.156	7.359	61	2.850	23	2.228	18	2.830	5.058	4.797
M. Comunicações	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MMA	200	16	8	4	2	3	2	35	38	47
MDA	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0
M. Defesa	9.618	6.054	63	1.965	20	1.738	18	1.743	3.481	1.620
M. Int. Nacional	5.170	1.677	32	424	8	374	7	1.034	1.409	3.742
M. das Cidades	6.132	2.520	41	761	12	761	12	970	1.731	11.078
Outros**	20.601	4.448	22	1.195	6	1.050	5	5.616	6.665	22.935
Total	56.527	22.629	40	7.354	13	6.261	11	12.757	19.018	46.117

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 31/08/2017

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	2	0	2	0	12	15	129
Ferrovário	893	607	68	154	17	153	17	191	344	377
Hidroviário	212	85	40	21	10	20	9	21	41	194
Portuário	588	124	21	0	0	0	0	143	143	455
Rodoviário	9.418	6.157	65	2.580	27	1.973	21	2.292	4.265	3.398
Outros	520	323	62	93	18	80	15	170	250	244
Total	12.156	7.359	61	2.850	23	2.228	18	2.830	5.058	4.797

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 31/08/2017

R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	307	1	221	86
União	4.495	211	1.092	3.193

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

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

Restos a Pagar Não-processados

Valores em final de período - atualizados até 31/08/2017

R\$ milhão

Órgão	Inscritos	Cancelados	Pagos	A Pagar
M. Transportes	7.572	252	2.608	4.712
União	56.260	1.671	11.665	42.924

Fonte: Elaboração própria com dados do SIAFI.

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