

EDITORIAL*

O Balanço Energético Nacional: resultados de 2017 e expectativas para 2018

Desde 2006, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável pela publicação do Balanço Energético Nacional[1] - BEN - que tem como objetivo apresentar a contabilização relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, importação e exportação, distribuição e uso final.

Nesse sentido, além de agregar extensa pesquisa para a sua elaboração, tornou-se uma das mais completas base de dados estatísticas e continuadas sobre e para o setor energético no Brasil. Logo, este documento é uma das principais referências disponíveis para qualquer estudo de planejamento do setor energético nacional.

Sabendo da importância do BEN, a **FGV Energia** destaca os principais pontos apresentados no relatório de 2018 – ano base 2017 - e sua evolução na matriz energética, por meio de uma análise detalhada de oferta e demanda, e perspectivas, entre os setores de petróleo e derivados, gás natural, biocombustíveis e setor elétrico.

PETRÓLEO E DERIVADOS

Com o incremento de 4% da produção anual em relação a 2016, o país atingiu a média de 2,62 milhões de barris produzidos diariamente, dos quais 95,0% são de origem *offshore*, principalmente advindos da região Sudeste, responsável por 93,8% da produção nacional. A entrada e o *ramp up* de sistemas de produção no pré-sal da

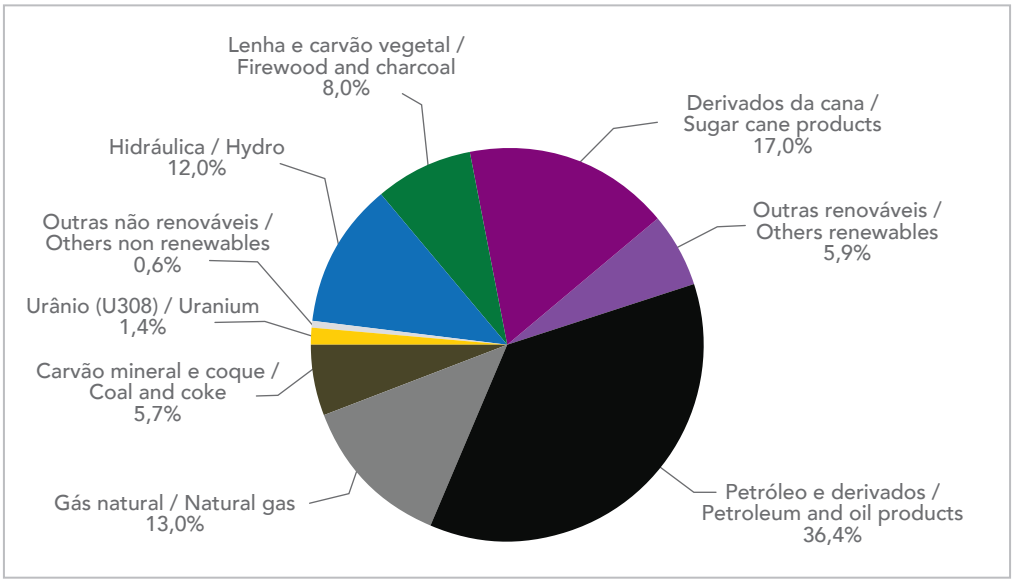
[1] Disponível em: http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018

bacia de Santos são os maiores responsáveis pelo incremento observado. Já a produção terrestre, em queda vertiginosa no país, continua sendo liderada pela Região Nordeste, em especial pelos estados do Rio Grande do Norte e da Bahia.

Ainda que a região Sudeste seja a maior produtora do país, ela convive com um dilema cada vez mais evidente: o declínio dos ativos da bacia de Campos diante do *ramp up* daqueles do pré-sal da bacia de Santos. O programa de desinvestimentos da Petrobras perpassa pela reoferta desses campos, o que pode implicar na extensão da sua vida útil e até mesmo no incremento da produção nacional. No entanto, os incentivos à produção em campos maduros também devem ocorrer simultaneamente, pois esses ativos necessitam de um incremento em seu CAPEX para viabilizar a produção.

O petróleo e seus derivados são a principal fonte energética no país, respondendo por 36,4% da oferta interna de energia (Figura 1). Apesar da produção nacional de petróleo representar 45% da energia primária produzida no país, a participação na oferta de energia é menos representativa, pois aproximadamente 40% do óleo é exportado, não sendo utilizado para a geração de energia dentro do país.

Figura 1 – Oferta interna de energia



Fonte: EPE, 2018

Em 2017, as exportações de petróleo brasileiro aumentaram 23% em relação ao ano anterior, enquanto as importações reduziram 6,5%. As reservas provadas de petróleo apresentaram leve aumento em relação a 2016, atingindo 12,8 bilhões de barris. Considerando os leilões realizados em 2018 e o calendário previsto para os próximos anos, espera-se o crescimento destes números nos próximos levantamentos.

A regularidade vista em 2017 e 2018 em relação ao calendário de leilões de áreas de petróleo possibilitou não somente uma maior atratividade do capital estrangeiro no país como também uma expectativa

maior em relação aos próximos certames, o que auxiliou na aprovação pelo CNPE, ainda em 2018, dos leilões a serem realizados em 2019 e 2020, tanto sob o regime de partilha como sob o de concessão. Ainda que os blocos mais preeminentes já tenham sido licitados, o bloco de Aram, incluído na 6ª rodada de partilha é um bom exemplo de que ainda há bons prospectos a serem ofertados.

Outra oportunidade com grande potencial tem como foco os ativos da cessão onerosa, em processo de revisão de contrato[2]. O eventual mega-leilão do excedente dos campos representam uma possibilidade de ampliar as reservas brasileiras, gerar ganhos de infraestrutura e emprego e transformar o país em um dos grandes produtores mundiais de óleo. Uma expectativa moderada para a produção nacional já aponta para 5 MMbpd até 2030, incluindo essa revisão de contrato, a manutenção do calendário de leilões e os declínios de bacias maduras, como Campos.

No que tange aos derivados de petróleo, o Brasil segue como importador líquido, com destaque para o óleo diesel e a nafta. As refinarias do país registraram queda nos seus principais produtos (óleo diesel e gasolina automotiva), mas apresentaram uma recuperação em relação a 2016, quando a retração em relação ao ano anterior foi brusca. A capacidade instalada de refino, em 2017, permaneceu constante em relação a 2016.

Analisando o consumo final de energia no país, os derivados de petróleo respondem por 42,6% da energia consumida, com o óleo diesel e a gasolina representando 18,1% e 9,6% do consumo, respectivamente. Na comparação com 2016, o ano de 2017 registrou um aumento de 0,6% na demanda por óleo diesel e de 2,6% por gasolina automotiva.

Em 2018, no entanto, já foram registradas mudanças consideráveis. A nova política de preços de derivados atrelados à cotação internacional, praticados pela Petrobras desde meados de 2017[3], teve como consequência a redução em 13,5% das vendas de gasolina acumuladas de janeiro a outubro de 2018, em comparação ao mesmo período de 2017. Como resultado da perda de competitividade, essa demanda que passou a ser suprida pelo etanol hidratado, que registrou aumento de mais de 40% em suas vendas no período mencionado. No caso do óleo diesel, a demanda acumulada nos dez primeiros meses de 2018 está 1,4% acima do ano anterior, mas cumpre ressaltar que os reajustes de preços deste derivado motivaram a greve dos caminhoneiros, ocorrida em maio de 2018, e que causou uma crise de abastecimento de derivados no país. Os números do BEN, referentes a 2017, já sinalizavam uma pequena recuperação do consumo de derivados em relação a 2016, e em 2018 os resultados são ainda mais positivos, indicando uma maior atenuação dos efeitos da crise de 2014.

GÁS NATURAL

A média de produção de gás natural, em 2017, foi de 109,9 milhões de m³/dia. Com isso, a participação do gás natural na oferta interna de energia foi de 13,0%. Entre 2016 e 2017, a energia produzida por esta fonte aumentou de 35,6 para 37,9 MM tep. Em 2018, a produção do gás foi em média de 112 milhões de m³/dia, sendo que da produção indis-

2 Vide coluna interna deste boletim: Matizes político-econômicas brasileiras, a cessão onerosa e o excedente da cessão onerosa

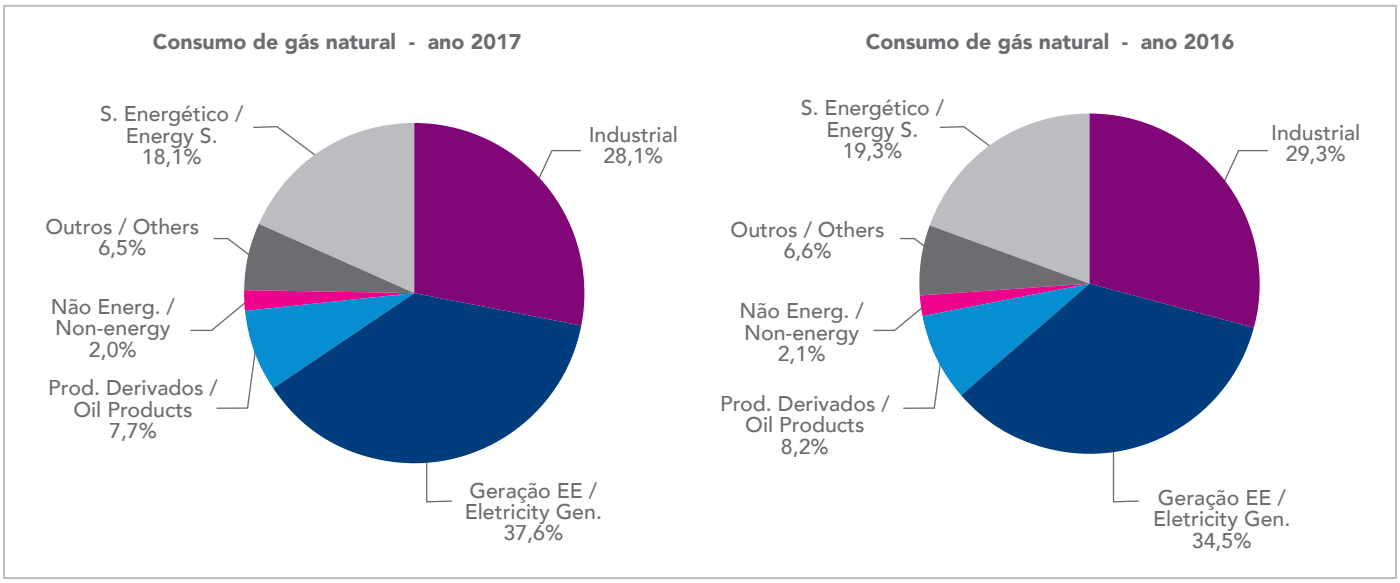
3 Disponível em: http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-diretoria-executiva-aprova-revisao-da-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.

ponível a maior parte foi para reinjeção, referente a 60%, 25% são para consumo interno em E&P, 8% em absorção em UPGN's e 7% em queima. Cerca de 80% de produção de gás natural é provinda do *offshore*, e este número tende a crescer com o desenvolvimento dos campos de pré-sal com áreas de grande potencial de gás. Porém, não se pode esquecer do gás *onshore*, que ainda tem grande potencial para exploração além de ter um papel social nos municípios com produção. Para isso foi criado o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) que tem o objetivo de tornar a indústria de E&P mais competitiva, crescente e com mais operadores.

Na matriz elétrica brasileira, o gás natural tem uma participação de 10,5%. A demanda industrial por gás natural, em 2017, registrou um avanço de 1,4% em relação ao ano anterior, devido principalmente ao crescimento da atividade siderúrgica.

Em relação ao consumo de gás natural, verifica-se um pequeno aumento de 0,2%, entre 2016 e 2017. O consumo total foi de 106,89 milhões de m³/d, em 2017. A Figura 1 mostra que a representatividade da demanda por gás natural para a geração de energia elétrica aumentou de 34,5%, em 2016, para 37,6%, em 2017, como resultado de um maior despacho das termelétricas, chegando a uma média de 40,1 milhões m³/dia.

Figura 2: Consumo de gás natural



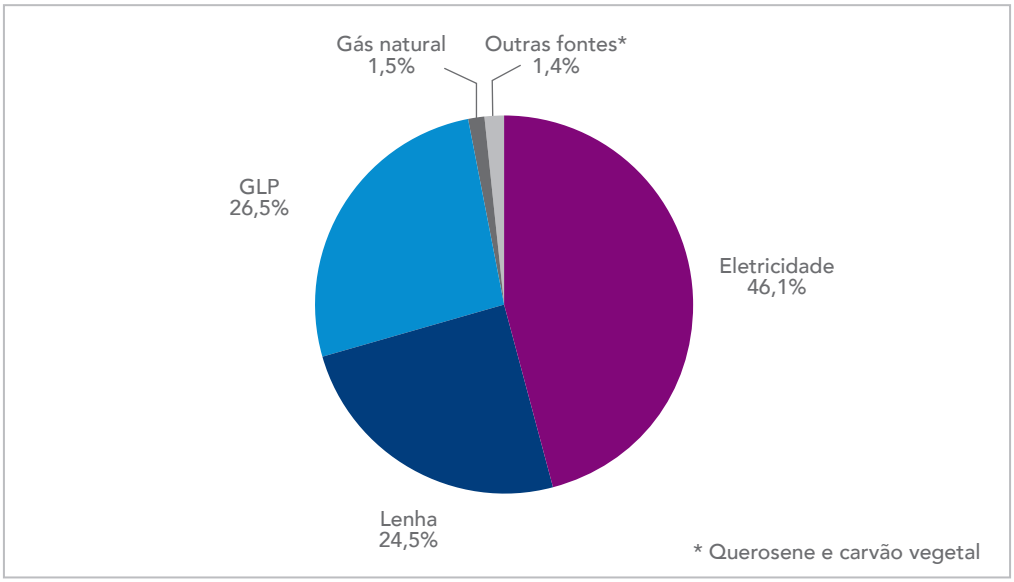
Fonte EPE, 2018

Em 2018, o consumo de gás natural continua a crescer, o setor industrial permanece sendo o maior consumidor seguido da geração de energia elétrica. Como o consumo para as termelétricas foi alto nos últimos meses, houve uma grande necessidade de importação de GNL, chegando a importação de 23 milhões de m³/dia.

Em relação ao setor de transportes, o gás natural é responsável por 2,1% do consumo de energia, tendo uma participação ainda pequena. Verificando a matriz de consumo energético em residências, o gás natural responde por 1,5% da demanda, enquanto o GLP (gás de cozinha) responde por 26,5%, como mostrado na Figura 3. Percebe-se

que há uma heterogeneidade no consumo do setor residencial. As famílias com maior poder aquisitivo aumentaram o consumo de GLP e eletricidade, enquanto famílias de renda mais baixa, principalmente em áreas rurais, ainda são dependentes da biomassa tradicional.

Figura 2: Consumo de gás natural nas residências



Fonte EPE, 2018

O volume de gás natural importado, em 2017, foi de 29,4 milhões de m³/dia, quantidade que vinha diminuindo desde 2014. Com isto, a dependência externa de energia de gás natural caiu de 32,4% para 28%. Porém, em 2018, a partir de junho, este valor cresceu consideravelmente, chegando a patamares de 47 milhões de m³/ dia de importação. A capacidade instalada de plantas de gás natural é de 95,650 milhões de m³/d, sendo 56,3% no Sudeste, 23% no Nordeste e 1,9% no Sul.

As reservas provadas de gás natural são de 369.188 milhões de m³, a maior parte vinda do Amazonas, Maranhão, Rio de Janeiro, São Paulo e Espirito Santo. No Sul, não é considerada nenhuma reserva de gás, apesar de estudos em reservas de gás não convencional nesta área. A região Sudeste é responsável por 79% das reservas de gás natural, boa parte vinda do pré-sal.

Para o setor, espera-se a expansão da malha de gasodutos de transporte, estudo feito pela EPE e que será concluído em 2019 e uma regulação para pôr fim no monopólio natural dos gasodutos. Percebe-se, ainda, que há a necessidade de proposta de um novo desenho de mercado para manter o adequado funcionamento do setor de gás com a diversificação dos agentes do setor, e um mercado mais aberto e competitivo, mediante a iniciativa do "Gás para crescer". Para essa transição, é necessário o fim do monopólio do transporte e separação do setor, regulação de preços para que o mercado seja competitivo e aberto a terceiros, implementação dos modelos de independência e transparência na oferta e contratação de serviços.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Os produtos derivados da cana, que incluem o bagaço utilizado para a geração de energia elétrica,

e os combustíveis etanol anidro e etanol hidratado, representaram 17,0% da oferta interna de energia, em 2017. Enquanto o bagaço de cana respondeu por 11,3% do consumo final de energia, o etanol correspondeu a 5,5%. Em relação ao consumo de energia no setor de transportes, o etanol respondeu por 16,4% do consumo de energia, em 2017, enquanto em 2016, havia correspondido a 16,8%. Em 2017, foram produzidos 27,7 bilhões de litros do biocombustível, volume 2,1% inferior ao produzido em 2016. A produção de etanol hidratado, 16,0 bilhões de litros em 2017, ficou 3,3% abaixo de 2016, enquanto o etanol anidro (adicionado à gasolina) registrou uma queda de 0,3%.

Em 2018, o cenário foi diferente, com um maior destaque para o biocombustível. A redução das cotações internacionais do açúcar estimulou os produtores a destinarem uma quantidade maior da cana para a produção de etanol, em especial o hidratado. Nesse sentido, a produção acumulada de janeiro a outubro de 2018 de etanol total já soma 29,5 bilhões de litros, sendo que o volume de hidratado supera em 40,7% a produção do mesmo período de 2017. Os aumentos de preços da gasolina, praticados pela Petrobras, também contribuíram para o aumento da destinação da cana para a produção do biocombustível, uma vez que elevou a competitividade do hidratado em relação ao derivado fóssil nos postos de combustíveis. A maior procura pelo hidratado fez com que as vendas acumuladas de janeiro a outubro registrassem um aumento de 42,1% entre 2017 e 2018, enquanto a demanda por gasolina caiu 13,5%. Para a safra 2019/20 de cana-de-açúcar, estima-se que seja mantido o mix mais alcooleiro.

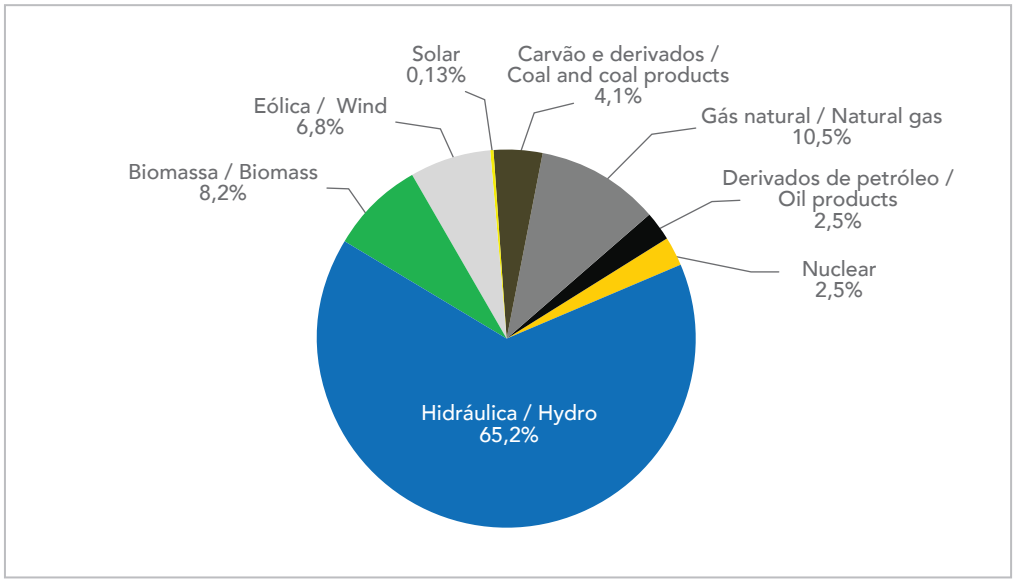
A participação do biodiesel na matriz energética ainda é pouco expressiva, com aproximadamente 1% da oferta interna. Em relação ao consumo de energia no setor de transportes, a representatividade do biodiesel se manteve em 3,3% em 2016 e 2017. A produção do biocombustível cresceu 12,9% em relação ao ano anterior, atingindo o volume de 4,3 milhões de litros (em 2016, foram produzidos 3,8 bilhões). O percentual de biodiesel adicionado ao diesel mineral elevou-se de 7% para 8%, em março de 2017.

Em 2018, a oferta de energia advinda do biodiesel também deverá ter um papel maior na matriz energética nacional. De janeiro a outubro 2018, já foram produzidos 4,4 bilhões de litros de biodiesel, volume 24,5% acima do mesmo período de 2017. O consumo também acumula um aumento de 25,0% entre 2017 e 2018, como resultado do aumento do percentual de mistura, que passou de 8% para 10% em março de 2018. A Abiove (Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais) estima uma produção de 5,5 bilhões de litros de biodiesel em 2018, o que representa um aumento de quase 30%, em relação aos 4,3 bilhões produzidos em 2017. Além disto, já está aprovado um calendário de evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel: a partir de junho de 2019, todo o diesel comercializado no Brasil deverá conter 11% de biodiesel, e em março de 2020, a mistura obrigatória passa a ser de 12%, devendo ser incrementada em 1% ao ano até alcançar o B15 em 2023.

SETOR ELÉTRICO

Sobre a oferta de eletricidade no Brasil, cerca de 80% do total disponível é provido por fontes renováveis. Isso é possível graças a geração hidráulica, principal fonte da matriz elétrica com 65,2%, seguido da biomassa com 8,2% e a eólica com 6,8%. Apesar da elevada incidência solar brasileira, a energia fotovoltaica centralizada representa apenas 0,13% da oferta interna de energia elétrica – vide Figura 4.

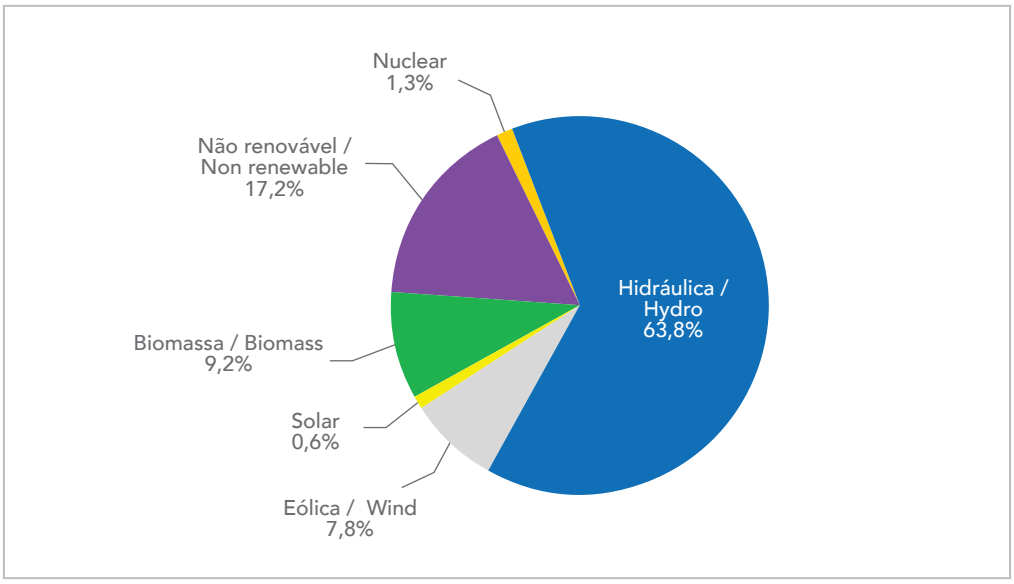
Figura 4 – Oferta[4] interna de energia elétrica



Fonte: EPE, 2018

Na comparação com 2016, deve-se destacar que o percentual de participação renovável na matriz elétrica caiu 1,3%, explicado em parte pela redução de 10 TWh na geração hidráulica e maior participação do gás na operação do sistema térmico. Também colaborou para evitar uma redução ainda maior da matriz elétrica renovável o avanço da energia eólica.

Figura 5 – Capacidade instalada por fonte

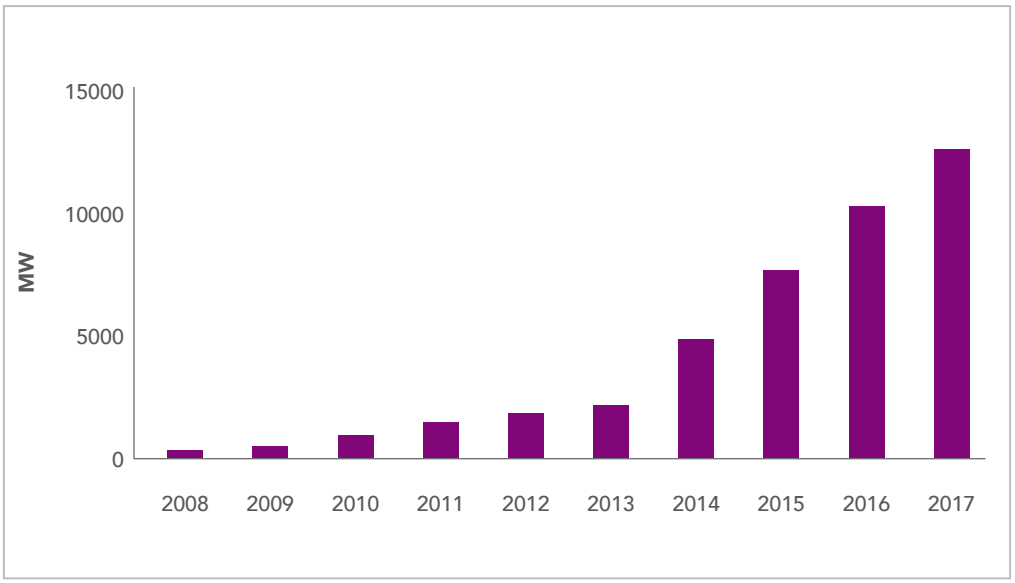


Fonte: EPE, 2018

2 Inclui gás de coqueira, importação de eletricidade, lenha, bagaço de cana e outras recuperações

Nesse sentido, a eólica foi um dos destaques do BEN 2018. Embora represente somente 7,8% da capacidade instalada do setor elétrico, como mostra a Figura 5, a oferta interna de eletricidade proveniente da eólica aumentou 26,5% em 2017. A Figura 6 explica este movimento, em pouco menos de 10 anos, a capacidade instalada saiu de 398 MW para 12.283 MW. A tendência é que esta fonte continue expandindo sua participação, uma vez que o Brasil possui excelentes ventos.

Figura 6 – Crescimento da capacidade instalada eólica



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2018.

Além disso, o aumento da energia solar fotovoltaica centralizada também merece destaque. Em apenas 8 anos, a capacidade instalada passou de 1 MW para 935 MW, se comparado com 2016, houve um acréscimo de 911 MW e espera-se que esse número aumente ainda mais.

MMGD – MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Desde a publicação da resolução normativa ANEEL nº 482/2012, foi permitida a disseminação da micro e mini geração distribuída (MMGD) pelos consumidores brasileiros, por meio do sistema de compensação de créditos de energia chamado "*net-metering*".

Esta resolução está em debate e já passou por mudanças regulatórias para melhorar o seu desempenho e atratividade no mercado. Os impactos dessas mudanças foram positivos e a Geração Distribuída expandiu 239% na comparação com 2016.

Tabela 1. Capacidade Instalada de Micro e Mini Geração Distribuída por fonte energética.

CAPACIDADE INSTALADA	2017	%	2016	%	2017/2016
SOLAR	174,5	70,9%	56,9	78,5%	206,7%
EÓLICA	10,3	4,2%	0,2	0,3%	5050,0%
TÉRMICA	24,0	9,8%	11,0	15,2%	118,2%
HIDRÁULICA	37,3	15,2%	4,4	6,1%	747,7%
TOTAL	246,1	100,0%	72,5	100,0%	239,4%

Fonte: ANEEL, 2018.

Além de contribuir com 359,1 GWh de redução da demanda energética, a MMGD já representa o equivalente a 12,4% da capacidade instalada da energia nuclear, com previsão de ultrapassa-la até 2021.

A fonte solar domina este segmento entre os consumidores, com uma participação de 70,9%. Apesar das boas perspectivas, esta geração a partir de MMGD representa apenas 0,2% da matriz elétrica brasileira. No próximo ano, a expectativa é que ocorra ajuste regulatório sobre a resolução nº 482, modificando ou preservando o atual sistema de compensação dos créditos de energia, o que poderá acelerar ou então freiar essa expansão entre os consumidores.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getulio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.