

OPINIÃO

O FINANCIAMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NO BRASIL

Gabriel G. Fiuza de Bragança,
coordenador/pesquisador do IPEA e
professor do IBMEC e FGV

O aumento global de investimentos na área de energia sustentável é fundamental para a mitigação de problemas associados às mudanças climáticas e se constitui numa grande oportunidade de desenvolvimento econômico e tecnológico para os países receptores. Além disso, a diversificação da matriz energética é questão de segurança estratégica para muitos países. Embora ainda pequenos quando comparados aos investimentos em combustíveis fósseis, o investimento mundial em novas fontes renováveis adquiriu uma magnitude considerável e tem aumentado substancialmente nos últimos anos. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2017), os investimentos novos em energias renováveis totalizaram 297 bilhões de dólares mundialmente em 2016, representando 17,5% do total de 1,7 trilhões de dólares investidos em energia no mesmo ano. Esses investimentos foram multiplicados por quatro de 2004 a 2016, crescendo a uma média anual de 13,4%, segundo (FS-UNEP, 2017). Levando em conta as previsões da IEA, esses investimentos continuarão crescendo robustamente ao menos pela próxima década. Ou seja, o cenário mundial é bastante favorável para investimentos nessa área.

Em linha com essa tendência internacional e também em razão de seu grande potencial eólico e solar, o Brasil obteve investimentos bastante significativos em novas energias renováveis nos últimos anos. FS-UNEP (2017) aponta que esses totalizaram cerca de 34,4 bilhões de

dólares nos últimos cinco anos. Em termos relativos, no entanto, esse valor constitui apenas 2,6% do total mundial investido no mesmo período, o que sinaliza um grande potencial de expansão.

Ao olhar para esse futuro potencial, o novo Plano Decenal de Energia (PDE 2026) acena para uma política ambiciosa de investimentos em projetos de energia renovável alternativa. O Brasil demandará R$ 242 bilhões para incrementar a capacidade de geração em 64,1 GW nos próximos dez anos e mais de 40% dessa expansão virá das fontes eólica e solar. No entanto, diante da previsão de forte restrição fiscal do setor público para os próximos anos e consequente redução de subsídios governamentais, o sucesso desse plano dependerá de acesso ao financiamento privado e de condições de mercado melhores do que aquelas dos últimos dois anos.

A viabilização de projetos de infraestrutura no Brasil, sobretudo devido à sua natureza de longo prazo, teve o suporte significativo do BNDES na última década. Ilustrativamente, o total de desembolsos do BNDES cresceu em todos os anos, saindo de um total anual de R$39 bilhões em 2004 para o ápice de R$190 bilhões em 2013. Cerca de um terço desses montantes correspondem a desembolsos para projetos de infraestrutura. Esse modelo de empréstimos fartos e baratos foi aprofundado entre os anos de 2009 e 2014 no esteio de aportes do Tesouro Nacional totalizando quase R$450 bilhões. No entanto, em função da crise econômica nos últimos anos e da consequente necessidade de redução do déficit fiscal, desde então, os aportes do Tesouro ao banco cessaram e o crédito do BNDES se tornou mais restritivo tanto em termos de condições de financiamento quanto em termos de participação máxima do banco. Nesse contexto, o montante total desembolsado caiu significativamente nos anos de 2015 e 2016, voltando aos patamares de R$ 136 bilhões e R$88 bilhões respectivamente. Os números de 2017 apontam para uma retração do banco ainda maior nesse ano. Surpreendentemente, os desembolsos para o setor elétrico e de gás mostraram resiliência em 2015, se mantendo em torno de R$ 20 bilhões, mesmo nível de 2012 a 2014, mas acabaram cedendo à crise e caíram para aproximadamente metade desse valor no acumulado de 2016. Estimativas do Banco dão conta de que esse número deve subir para R$ 14 milhões em 2017.

Dentro desse quadro geral, os projetos vinculados a fontes alternativas de energia renovável mantiveram condições de financiamento relativamente privilegiadas quando comparados com projetos relacionados a outros setores de infraestrutura ou mesmo com projetos ligados a fontes mais tradicionais de geração de energia elétrica ou a demais seguimentos da indústria como distribuição e transmissão. A participação máxima do BNDES em itens financiáveis para energia eólica e solar permaneceu alta durante os últimos cinco anos, variando entre 70% e 80% ao longo do período. No entanto, as condições de financiamento e do mercado mudaram bastante no mesmo intervalo de tempo.

Tomemos, como referência, um típico projeto de grande porte no setor elétrico. Esses são geralmente financiados a partir da modalidade conhecida como *project finance*, onde os participantes do consórcio ganhador de um leilão constituem uma empresa (sociedade de propósito específico - SPE) especificamente para tocar o projeto. Esses projetos têm como principais fontes de financiamento os recursos próprios dos acionistas da SPE, o BNDES, e, em proporção menor, porém crescente, a emissão de debêntures. A atratividade de um projeto tem relação inversa com o custo do capital investido. Simplificadamente, esse poderia ser entendido como uma média do custo do financiamento (capital de terceiros), descontado da tributação, e do custo do capital próprio da empresa ponderados pelas respectivas participações de cada um na estrutura de capital do projeto. No jargão de finanças, deixando algumas nuances técnicas de lado, esse é o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC).

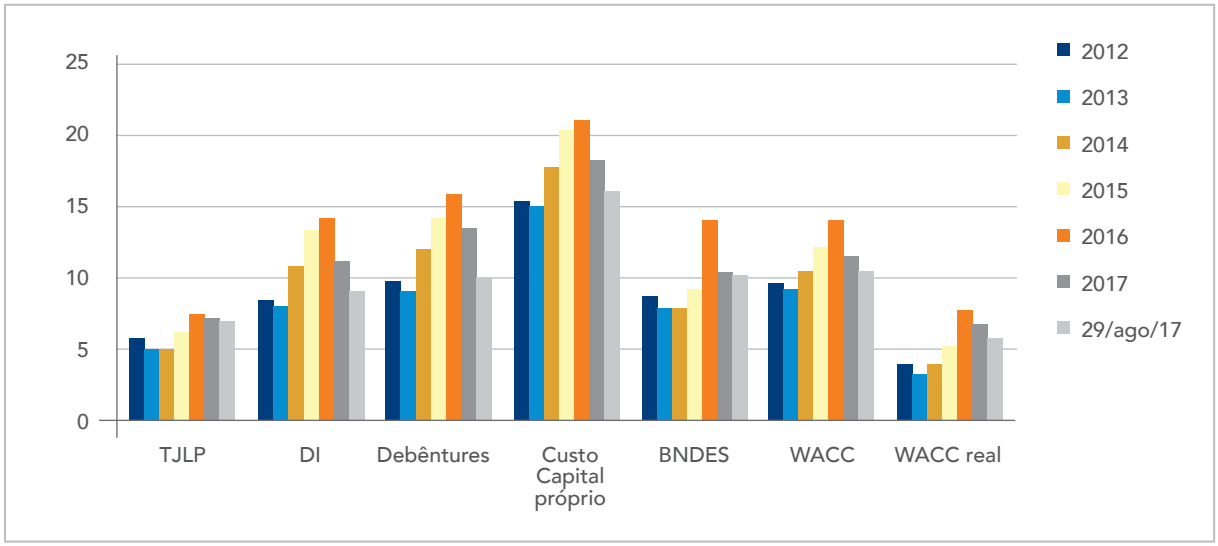
Grosso modo, o custo de capital próprio de um empreendimento pode ser representado a partir da soma de uma taxa livre de risco mais os prêmios de risco associados ao empreendimento. Notadamente, utiliza-se o risco de mercado, mas alguns consideram fontes adicionais de risco como, por exemplo, o risco regulatório. A taxa de financiamento de operações diretas de empréstimos do BNDES, como é em geral o caso em grandes projetos de infraestrutura, tem três componentes fundamentais: o custo financeiro, a remuneração do banco e o risco de crédito. Desde o final de 2016, os dois últimos passaram a se chamar taxa do

BNDES e deixaram de ser discriminados. As operações indiretas, para projetos de menor vulto, envolvem custos adicionais com a intermediação de outras instituições financeiras e são mais caras. Consideremos, pois, o custo de operações diretas para a análise. O custo do financiamento de debêntures pode ser aproximado pela taxa livre de risco mais um spread associado ao risco de crédito do título.

Para efeitos meramente ilustrativos, consideremos que esse projeto típico tenha uma estrutura de capital dada por 50% de financiamento via BNDES, 40% de capital próprio e 10% de emissão de debêntures. Além disso, assuma que a taxa livre de risco pode ser aproximada pela taxa DI (taxa de depósitos interbancários), que o prêmio de risco de mercado de projetos de fontes renováveis seja de 5% (Rocha, Gutierrez e Hauser, 2012) e que o prêmio de risco regulatório brasileiro seja aproximadamente 1,9% maior do que a média de países desenvolvidos (Carrasco et Al., 2014). Ou seja, assumamos que o custo de capital próprio seja dado pela taxa DI + 6,9%. Consideremos também que o custo de capitação via debêntures observa a média geral de valorização do índice IDA-DI da Anbima, que representa uma carteira teórica de debêntures indexadas ao DI. A razão para a utilização desse subconjunto do total de debêntures emitidas é que ele isola mais adequadamente o risco de crédito, haja vista que a rentabilidade de títulos indexados à taxa livre de risco (DI) é, por definição, protegida de variações nessa mesma taxa. Pela pior média de classificação de crédito das debêntures de infraestrutura (Wajnberg, 2015), essa pode até ser considerada uma aproximação conservadora.

Para mensurar o custo de capitação do BNDES, assumamos um valor médio para o risco de crédito em 2% e observemos que, ao contrário de outras fontes energéticas, o custo financeiro de operações de fontes renováveis alternativas permaneceu igual à TJLP durante os últimos cinco anos. A remuneração básica do BNDES apresentou, no entanto, duas regras distintas durante os últimos cinco anos. De 2012 a 2014, a remuneração do banco para esses projetos foi de 0,9%. Nesses anos, consideraremos então um custo de financiamento médio anual de TJLP + 2,9%. De 2015 ao final e 2016, a remuneração básica do BNDES aumentou para 1,2% e posteriormente passou a não ser discriminada e incluída na taxa do BNDES junto com o risco de crédito. Por simplificação, assumiremos então que custo de financiamento do banco foi de TJLP + 3,2% de 2015 até o momento. Por último, considere a alíquota de 34% de impostos referentes a IR/CSLL. O gráfico abaixo ilustra a evolução da média anual das principais variáveis consideradas e um esboço simplificado para o WACC real médio confrontado por investidores em cada ano.

Gráfico 1: Evolução do custo de capital aproximado de projetos em novas fontes renováveis.



Elaboração Própria. Fontes: Anbima, Banco Central do Brasil e BNDES.

Podemos dividir o período recente em três fases bem distintas. Na fase de bonança, verificada de 2012 a 2014, tanto a TJLP quanto a taxa de mercado foram extremamente baixas, com médias de 5,2% e 9,2% respectivamente. Neste período, o custo de capital médio aproximado dos projetos no setor foi de 9,8% nominal e 3,7% real. Nos anos de 2015 e 2016, ocorreu o aprofundamento da crise e o WACC médio real cresceu para 5,3% e 7,7% respectivamente. Essa média caiu para 6,7% no início de 2017 e, no final de agosto de 2017, a estimativa simplificada de custo de capital se encontrava em 5,7%, número ainda bem superior ao do período de bonança. Se levarmos em consideração a aprovação da Taxa de Longo Prazo (TLP) instituída pela Media Provisória 777, teremos a TJLP convergindo para condições de mercado ao longo dos próximos cinco anos. Deixemos de lado, por um instante, o fato de que a TLP pode contribuir para a diminuição do déficit fiscal via redução de subsídios implícitos e explícitos do governo (IPEA, 2017a) e consideremos que as condições macroeconômicas e regulatórias se mantenham as mesmas pelos próximos cinco anos. Neste caso, teríamos o WACC real convergindo dos atuais 5,7% para o mesmo patamar médio de 6,7% real do biênio de crise mais acentuada. É importante notar duas coisas: primeiro, assume-se, neste cenário, que o BNDES terá fôlego pelos próximos anos para continuar atuante como financiador de projetos de energia renovável alternativa. Segundo, apenas projetos que dessem um retorno real médio anual superior a 6,7% acima da inflação seriam iniciados. Trata-se de um retorno requerido bastante alto para investimentos tipicamente de longo prazo.

Para que as expectativas de investimento privado vultoso em fontes alternativas nos próximos anos sejam atendidas, precisaremos ter melhora significativa no ambiente macroeconômico, microeconômico e regulatório. Com essa melhora, a partir da diminuição da taxa livre de risco e do risco regulatório, conseguiremos reduzir o custo de capital para patamares mais aceitáveis ao apetite do investidor sem a necessidade de subsídios governamentais. Do lado macroeconômico, isso significa maior controle fiscal por meio da aprovação de reformas, sobretudo, a previdenciária. Isso levaria a uma redução sustentável dos juros da economia. Do lado microeconômico, seria preciso aprofundar reformas que melhorem o ambiente de negócios, aprimorem a governança dos ministérios setoriais e de agências reguladoras de infraestrutura e que reduzam incertezas relativas à judicialização excessiva (IPEA, 2017b). Por último, em termos setoriais, é vital que haja especial atenção dos tomadores de decisão às mudanças do marco regulatório, para que não se produzam riscos adicionais que afastem ainda mais o investidor. Em um cenário benigno em que os juros do governo caiam para 7% ao ano e que tanto o risco de crédito médio dos empreendimentos e o risco regulatório brasileiro caiam pela metade, teríamos um WACC real novamente em um patamar inferior a 4,5% ao ano, mesmo sem acesso a empréstimos subsidiados.

Se não reduzirmos o custo de capital de maneira sustentável a partir da melhora das condições econômicas, a expansão em grande escala dos investimentos no setor de energia elétrica, em particular nas fontes renováveis, ficará refém de pelo menos uma das seguintes situações: primeiro, da volta dos subsídios, na forma de políticas fiscais expansivas potencialmente irresponsáveis de gastos públicos. Segundo, de investimentos feitos exclusivamente por empresas estrangeiras que tenham custo de capital muito mais baixo fruto do acesso a crédito subsidiado em seus respectivos países, como é o caso das empresas chinesas. Terceiro, de um ajuste tarifário que cubra o alto custo de capital dos projetos. A primeira situação não é sustentável economicamente e resultaria em novas altas de taxa de juros reais comprometendo os investimentos. A segunda concentraria ainda mais o setor nas mãos de poucas empresas. A terceira é tanto social quanto politicamente indesejável. Em última instância, qualquer desses caminhos se traduz em maior poder de mercado ao longo da cadeia e maiores tarifas para o consumidor, justamente no momento em que se busca uma maior liberalização do setor.

REFERÊNCIAS

CARRASCO, V., J. M. PINHO MELLO, and J. GUSTAVO. "Risco regulatório no Brasil: teoria e mensuração." Gargalos e soluções na infraestrutura de transportes. Rio de Janeiro: Editora FGV 1 (2014): 21-37.

FS-UNEP. "Global Trends in Renewable Energy Investment". Relatório da FS-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, 2017.

IEA. "World Energy Investment 2017". Relatório da International Energy Agency, 2017.

IPEA. "Capítulo 5: Financiamento do Desenvolvimento: Enfrentar os Obstáculos de Longo Prazo" em "Desafios da Nação 2017". Instituto de Pesquisa econômica e Aplicada, 2017.

IPEA. "Capítulo 13: Risco Regulatório: Sobra Regulamentação e Falta Governança" em "Desafios da Nação 2017". Instituto de Pesquisa econômica e Aplicada, 2017.

Rocha, Katia, Maria Bernadete GP Gutierrez, and Philipp Hauser. "A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil: Uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil". No. 1701. Texto para Discussão, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2012.



Gabriel G. Fiuza de Bragança, PhD, é doutor em economia pela Victoria University of Wellington (VUW-NZ), mestre em economia pela EPGE/FGV e mestre em métodos matemáticos em finanças pelo IMPA. É atualmente coordenador/pesquisador do IPEA e professor do IBMEC e FGV. O autor trabalha na área de regulação econômica desde 2004. Nesse período, contribuiu ativamente para o debate regulatório dos setores de energia elétrica e telecomunicações. Em especial, produziu estudos relacionados aos temas de tarifação e preços de acesso; risco regulatório, estruturas de mercado; base de ativos regulatórios; custos de capital / custos incrementais de longo prazo; rentabilidade econômica; investimentos e opções reais, e ganhos de produtividade (fator X). Gabriel tem participado de inúmeras conferências nacionais e internacionais, recebeu prêmios no Brasil e na Austrália por seus artigos acadêmicos, possui publicações em periódicos de ponta (Energy Economics, Revista Brasileira de Finanças, Energy Policy e Revista do BNDES) e participou de vários livros (Marcos Regulatórios no Brasil, Defesa da Concorrência e Poder de Mercado no Agronegócio, Regulação e Concorrência no Brasil - governança, incentivos e eficiência, Ajustes Fiscais: Experiência de Países Selecionados e Forest Valuation under Carbon Price). Foi também pesquisador associado do Instituto de Regulação e Defesa da Concorrência da Nova Zelândia (ISCR), com o qual manteve vínculos de 2008 até o seu encerramento em 2015. Suas áreas de interesse incluem economia da energia, finanças e investimentos, regulação econômica e infraestrutura.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.