

Energias Renováveis

14

Definir Políticas
para o Setor

Energias Renováveis¹

As energias renováveis têm sido, nos anos recentes e em todo o mundo, a opção prioritária para expandir a geração elétrica, aproveitando a difusão de novos conhecimentos técnicos, em especial, as fontes de energia eólica e solar. Em 2015, as fontes renováveis representaram a maior parte (61%) da capacidade de geração adicionada no mundo. Nesse cenário, o Brasil é um caso de sucesso: 85% da sua matriz de geração vem dessas fontes, principalmente de hidrelétricas, cuja tecnologia é amplamente conhecida e aplicada aqui.

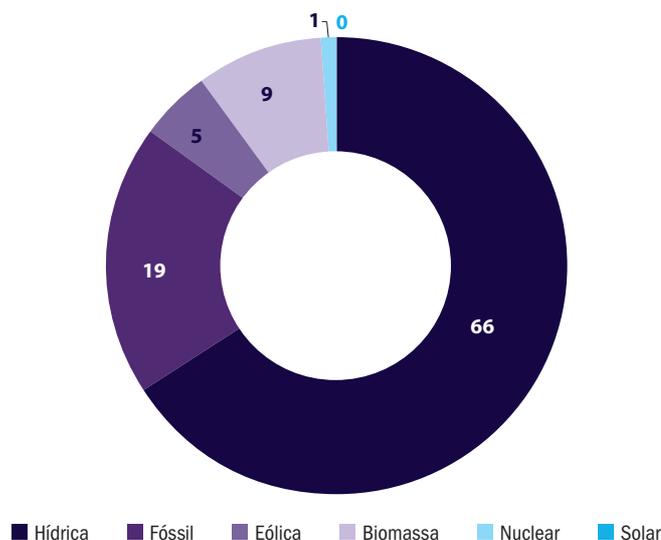
Em matéria de energia limpa, o Brasil está à frente da média global, posição que não pode perder e deve ampliar. Na XXI Conferência das Partes (COP-21), da Organização das Nações Unidas (ONU), o país se comprometeu a reduzir a emissão de gases de efeito estufa em 37% até 2025 e em 43% até 2030, a partir dos níveis registrados em 2005. No Acordo de Paris, aceitou cumprir três metas até 2030: *i*) ter 45% de energias renováveis

na matriz energética; *ii*) aumentar para 18% a participação de bioenergia, via expansão do consumo de biocombustíveis, da oferta de etanol (inclusive de segunda geração) e da parcela de biodiesel na mistura do diesel; e *iii*) expandir para 33% o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia.

O sistema elétrico brasileiro possui três características básicas: preponderância hidrelétrica (70% da capacidade instalada), estocagem em reservatórios hídricos (211 terawatt-hora, ou pouco menos de cinco meses da carga anual) e intercâmbio elétrico-energético pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que atende a 98% da carga do país. Funcionam também usinas térmicas, que foram instaladas para complementar a oferta das hidrelétricas em períodos críticos, como os de seca. No entanto, desde 2013, seu uso se intensificou, aumentando custos e emissões de gás carbônico (CO²).

Gráfico 1

Matriz energética brasileira (2015)
(Em %)



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Em resumo: o Brasil dispõe de um sistema dinâmico, com crescimento elevado projetado para o longo prazo, e apto a adotar a geração de fontes renováveis a custos de integração reduzidos. Ante seu potencial eólico e solar, já foram criados e funcionam alguns mecanismos de incentivo ao uso dessas fontes energéticas – entre eles, linhas de financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e contratos de longo prazo estabelecidos por leilões.

Energia dos ventos

Por enquanto, a expansão da energia eólica está mais adiantada que a da energia solar. Em 2002, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), para contratar 3,3 gigawatt (GW) de capacidade de geração de três fontes renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e eólica, por meio de tarifas incentivadas – regime *feed in*). Ainda que as contratações, por problemas diversos, tenham ficado abaixo da meta, o programa conferiu nova dinâmica ao setor.

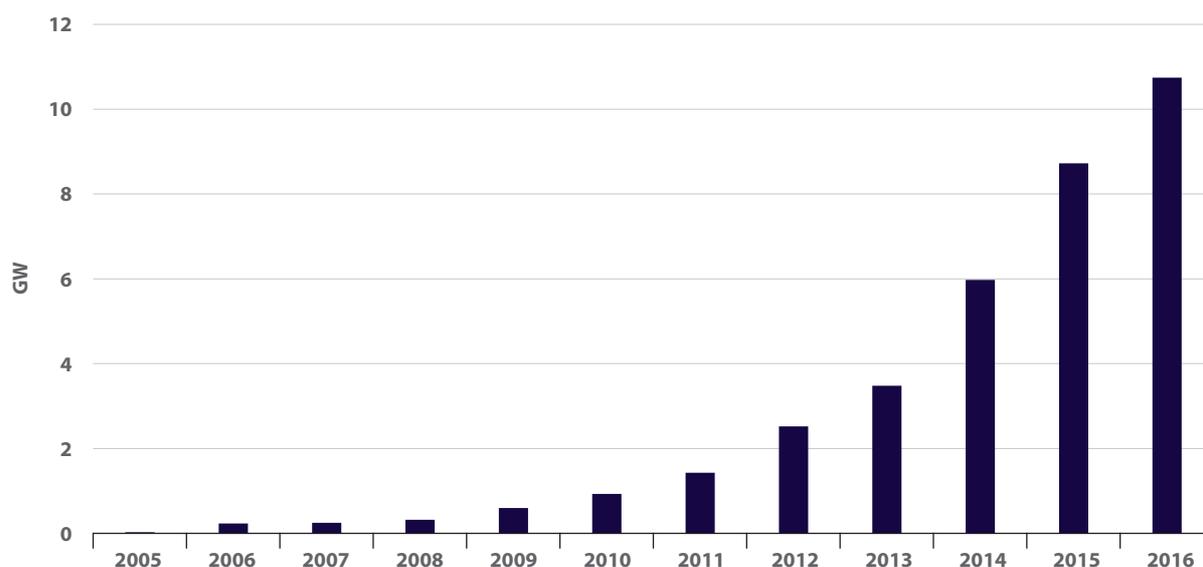
Também a realização de leilões consolidou a expansão da energia eólica: ao final de 2016, a capacidade instalada era de 10,7 GW, ou 7% de todo o parque gerador. Com isso, o país ficou no nono lugar entre os detentores de maiores capacidades instaladas de energia eólica no mundo. No Nordeste, ventos constantes e intensos favorecem a produção de eletricidade, e isto resulta em alto fator de utilização (38%) no Brasil, bem superior à média mundial (24%).

Dois outros pontos influíram para a dianteira do segmento: primeiro, a complementariedade da fonte energética dominante (a hidrelétrica) com a eólica. Períodos de maior incidência hidrológica correspondem a períodos de ventos desfavoráveis e vice-versa. Ou seja, ventos e chuvas apresentam uma correlação negativa que contribui para a segurança do abastecimento. Segundo, a intermitência eólica pode ser regularizada por meio de água acumulada nos reservatórios no Brasil. De certa forma, os reservatórios acomodam a intermitência estocando a geração sob a forma de água.

Gráfico 2

Avanço da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (2005-2016)

(Em GW)



Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica).

O Brasil dispõe de um sistema dinâmico, com crescimento elevado projetado para o longo prazo, e apto a adotar a geração de fontes renováveis a custos de integração reduzidos.

As ações a favor da energia eólica têm, também, fortes elementos de política industrial. O BNDES estabeleceu uma política própria de conteúdo local, específica para financiar projetos de novas energias. Benefícios fiscais foram criados pelo governo federal e alguns estaduais – como o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura (Reidi) e isenções de impostos estaduais para certos equipamentos de aerogeradores, com a finalidade de atrair parques eólicos e fornecedores.

Além disso, a Aneel isenta a cláusula que obriga geradores a dedicarem 1% da receita líquida para pesquisa e desenvolvimento, dando vantagem aos empreendimentos eólicos (e outras novas energias renováveis) em relação às fontes convencionais de geração. Esse benefício também é válido para centrais a biomassa, a energia solar e pequenas centrais hidrelétricas. O Fundo Setorial CT-Energia, criado em 2000, apoia o desenvolvimento de tecnologias para fontes renováveis, mas o setor só se tornou prioridade na chamada pública em 2006. Em 2013, foi lançado o Inova Energia, para financiamento de projetos de energias alternativas.

Depoimentos de agentes do setor foram recentemente analisados² para se avaliar a política de conteúdo local (PCL) do BNDES.

Foram indicados, entre os pontos de vantagem, o caráter não compulsório da PLC, tendo o empreendedor a chance de buscar outras fontes de financiamento, e o fato de a definição das metas ter sido feita com participação da cadeia produtiva. Também as regras para credenciamento ficaram mais claras e com fixação de datas para todas as etapas, desde sua implementação.

A flexibilidade e a progressividade são outras características: a primeira, pelo estabelecimento de metas alternativas para cumprimento dos requisitos de conteúdo local; a segunda, pelo aumento dos compromissos em linha com a capacidade dos fornecedores locais.

Entre as deficiências e lacunas apontadas, estão a falta de foco na competitividade em termos de preço dos equipamentos em relação aos produtos importados e a falta de análise da relação custo-benefício, ou seja, a comparação dos benefícios da política com os custos que significam para a sociedade.

Também foram feitas críticas ao fato de a política de promoção de renováveis não ter sido articulada à política de conteúdo local do BNDES. O ritmo de contratação de energia eólica, com picos e vales, dificulta o estabelecimento de fornecedores domésticos.

Mesmo com problemas, uma cadeia produtiva local de aerogeradores vem se formando: são seis as montadoras credenciadas no BNDES, e empresas estrangeiras se instalaram no país, interessadas no setor. Em 2012, a WEG, empresa nacional de competitividade global em equipamentos elétricos – ainda com pequena participação de mercado –, iniciou a produção de aerogeradores. Já operam vários fornecedores de pás e de componentes para aerogerador. Dos 24 equipamentos incluídos na PCL do BNDES, dezoito têm fabricantes domésticos.

Energia do sol

É grande o potencial da energia solar no Brasil, embora sua participação na matriz ainda seja insignificante. Na Europa, os países com maior potencial instalado de energia fotovoltaica são Alemanha, Itália e França (energia descentralizada); e Espanha e Reino Unido (energia centralizada). São dois os tipos de desenvolvimento tecnológico dessa energia: a geração distribuída e a geração centralizada. A primeira é aquela utilizada em residências, estabelecimentos comerciais e industriais conectados à rede de distribuição. A segunda, a centralizada, é produzida em parques de geração e conectada à rede de transmissão. No Brasil, o desenvolvimento mais significativo da fonte solar se deu através da contratação de parques de geração solares em leilões de energia de reserva, cujo objetivo consiste em aumentar a segurança no fornecimento de eletricidade.

Dessa forma, o governo determina as quantidades a serem adquiridas de cada tipo de tecnologia, criando nichos de mercados para energias renováveis. No caso da energia solar, cabe mencionar a realização de três leilões entre 2014 e 2015. Apesar destas iniciativas, a participação da energia solar na matriz energética brasileira ainda é inferior a 1%.

O ritmo da evolução da energia fotovoltaica é mais lento que o da eólica, segundo analistas, devido a questões conjunturais e estruturais que dificultam a apresentação e execução de projetos de geração centralizada (GC). Em relação às questões conjunturais, o último leilão de contratação de fornecimento centralizado de energia solar ocorreu em 2015, não houve em 2016, e, em 2017, autorizou-se, por decreto, a realização de leilões de descontração (ou seja, para reduzir projetos de produção contratada ou projetada).

De seu lado, os cenários macroeconômico e cambial geram incerteza quanto aos custos para os contratos de GC cuja remuneração é feita em moeda nacional. Por isso, fica mais difícil obter financiamentos externos, o que aumenta a dependência do setor de infraestrutura e da indústria de energia em relação

ao BNDES. Também para financiar a energia solar, o BNDES impõe limites de conteúdo local, e há um esforço para adaptar o mecanismo da energia eólica à solar, embora seja grande a diferença técnica e econômica entre as duas.

No mundo, 90% dos painéis solares têm tecnologia a partir de silício, segundo dados de 2015. Isso confere ao sistema grande economia de escala e baixos custos de transporte. A China produz 80% dos componentes centrais das placas e, desde 2011, a capacidade ociosa do setor tem níveis considerados relevantes pela Agência Internacional de Energia (AIE). Disso resulta queda substancial de preços e, conseqüentemente, pouco interesse em internalizar a produção dos equipamentos no Brasil. Há duas empresas que se destacaram nos leilões de energia solar: a Enel (cujos projetos equivalem a 24% do total contratado) e a Canadian Solar (13% desse total). A primeira usa recursos próprios; e a segunda obteve financiamento do BNDES para instalar um complexo em Minas Gerais.

A outra forma de uso de energia solar é a geração distribuída (GD), a que está mais próxima dos consumidores. A vantagem da geração distribuída sobre a geração central reside em economizar investimentos em transmissão e reduzir as perdas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica. A importância da GD é grande em países europeus, como no caso da Alemanha, em que representa mais de 80% da capacidade de energia solar instalada. No entanto, na América Latina, onde os leilões têm sido os impulsionadores da tecnologia, a GD ainda pode ser considerada marginal.

O ritmo de contratação de energia eólica, com picos e vales, dificulta o estabelecimento de fornecedores domésticos.

A GD se define como a produção de energia elétrica (de qualquer potência) conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou mediante instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, e despachada ou não pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Apesar de a GD incluir diferentes fontes de energia, são as características da energia solar que vêm aumentando sua importância. Alguns estudos sobre o assunto chamam a atenção para as mudanças substanciais na caracterização do uso e da economia da rede da energia elétrica que podem decorrer desse aumento.

O modelo centralizado de energia (GC) é organizado técnica e economicamente partindo-se do princípio de que os fluxos seguem dos produtores para os consumidores de energia, que são agentes separados conectados pela rede. Um modelo de organização do sistema elétrico com grande participação da geração distribuída deverá partir do princípio de que o mesmo agente pode ser consumidor e produtor de energia (os *prosumers*, neologismo em inglês para *produtor mais consumidor*). No modelo, os fluxos se tornarão cada vez mais bidirecionais.

Embora haja crescimento, a geração distribuída tem importantes desafios a serem enfrentados. Um deles é o fato de que a regulação e os incentivos governamentais podem ter papel central como promotores ou como barreiras à sua evolução.

No Brasil, a regulamentação da GD conectada à rede é relativamente nova. Em abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482 da Aneel, referente à microgeração e à minigeração distribuída de energia elétrica, que estabeleceu o sistema de compensação de energia. Nesse arranjo, a energia ativa injetada por unidade consumidora/produtora distribuída é cedida, por meio de um empréstimo, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Os créditos de energia elétrica gerados continuam válidos por sessenta meses.

A mesma resolução permite a instalação de GD em locais diferentes do ponto de consumo. Pode ser no local de geração ou em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios). A opção de deslocação abre oportunidades de modelos de negócios diferenciados para a implantação de GD. No entanto, ainda há restrições e incertezas quanto aos arranjos.

Embora haja crescimento, a GD tem importantes desafios a serem enfrentados. Um deles é o fato de que a regulação e os incentivos governamentais devem equilibrar os incentivos entre a energia centralizada e a descentralizada, de modo a favorecer a eficiência do setor.

Como a energia descentralizada não tem acesso a financiamento de bancos de desenvolvimento, como o BNDES, tende a ser financiada sob condições inferiores às da energia centralizada. Há um esforço do BNDES para, através de fundos a bancos comerciais, atingir o financiamento de GD de energia solar, mas isso ainda é muito

recente e limitado para seus efeitos podem ser avaliados. Existe também o risco de remuneração menor para projetos de GD em relação aos de GC, pois os preços de GD dependem do preço final da energia, que são incertos, enquanto os de GC são fixados em leilões, cuja duração é de longo prazo.

Por fim, o desenvolvimento de GD também impactará e será atingido pela regulação da distribuição de eletricidade. Se a regulação não for elaborada considerando essa interação, poderão surgir distorções importantes na indústria.

Impasses a superar

Em que pese o sucesso do avanço da energia eólica no Brasil, colocando-o entre os países com maior instalação de capacidade do mundo, e das iniciativas para desenvolvimento da energia solar, o caminho para as novas energias renováveis dependerá da solução de alguns desafios, elencados a seguir.

Adequação e consistência entre os objetivos das políticas energética, ambiental e industrial.

Os objetivos de políticas de introdução de renováveis no Brasil precisam estar mais claramente definidos. Os leilões de expansão constituíram-se em mecanismos efetivos para a introdução das novas energias renováveis, mas o ritmo de contratação está condicionado à situação de suprimento de eletricidade, resultando em picos e vales de contratação. A descontinuidade pode gerar custos, principalmente se o objetivo é criar uma cadeia de produção nacional de equipamentos.

O uso mais recente dos leilões de reserva ilustra bem a subordinação do objetivo de difusão de energias renováveis ao objetivo de segurança do abastecimento. O instrumento, criado para garantir a seguridade do sistema, não pode ser creditado como a

única forma de introdução de novas energias renováveis.

A atuação apenas do BNDES como mecanismo de política industrial, em um contexto de política energética de renováveis pouco definida, tende a gerar custos relativamente altos. A questão dos subsídios, dados por condições vantajosas de financiamento, é elemento central na expansão da geração de eletricidade no Brasil, em razão da ampla e histórica participação do BNDES nas diferentes fontes de energia.

As condições para o financiamento das novas fontes renováveis podem impactar fortemente a escolha tecnológica, considerando-se que outras fontes de geração, em geral, são atendidas pelo BNDES.

As condições para o financiamento das novas fontes renováveis podem impactar fortemente a escolha tecnológica.

Outro desafio é o desenvolvimento de instrumentos transparentes para análise de custo-benefício e das políticas de conteúdo local na promoção e financiamento de renováveis.

Além disso, há risco de as cláusulas de conteúdo local, comuns nos financiamentos do banco ao priorizar tecnologias nacionais, resultarem em maior uso de tecnologias maduras (as de pouca inovação e já internalizadas). Isso pode impactar a composição da matriz energética nacional.

Por outro lado, dispositivos como esse tipo, quando bem ajustados, são capazes de gerar a internalização de parte da cadeia, favorecendo a queda de custos no longo prazo (que, idealmente, pode ser suficiente para cobrir os custos de curto prazo).

Diante dos potenciais efeitos positivos e negativos, é necessária a avaliação periódica da relação custo-benefício e seus impactos. É de se esperar que os efeitos não sejam os mesmos para *todo* o conjunto de fontes renováveis, nem para todas as partes da cadeia desta indústria. Assim, as metas e os mecanismos de PCL via financiamento precisam ser específicos para cada fonte energética e diferenciados pelos equipamentos, conforme os benefícios esperados e os custos associados.

Adequação dos mecanismos de incentivo para geração descentralizada e readequação do desenho de mercado elétrico, a fim de se compatibilizar a formação de preço com as características de intermitência das energias renováveis.

Ainda que o sistema elétrico brasileiro conte com elevada participação de fontes de geração renováveis tradicionais (hidrelétrica e biomassa), a difusão das novas fontes renováveis muda o perfil de geração. Enquanto as variações relevantes das fontes hídrica e de biomassa ocorrem em períodos longos (estações e anuais), as novas fontes têm variações importantes no curtíssimo prazo (intermitência intradiária). Por isso, há necessidade de se adaptar o atual modelo segundo essas variações.

Atualmente, o regime de operação é guiado por programas computacionais e por custos esperados de geração que não levam em conta a intermitência de curto prazo da geração. O preço é calculado em base semanal e diferenciado por patamares de carga (consumo) de eletricidade. O valor da água, que é a variável mais influente para determinar a operação no Brasil, deveria incorporar o impacto da flexibilidade de curto prazo.

Enquanto as variações relevantes das fontes hídrica e de biomassa ocorrem em períodos longos, as novas fontes têm variações importantes no curtíssimo prazo.

Como a água contida nos reservatórios hídricos é a forma menos custosa de se complementar a intermitência das novas fontes renováveis, os sinais de preço devem refletir esse serviço. Ou seja, com a difusão das energias renováveis, o valor da água precisa ser mais elevado, a fim de se orientar um armazenamento que reserve quantidades suficientes para complementar a geração intermitente renovável no curto prazo.

Do ponto de vista estrutural, o desenho de mercado precisa evoluir para compatibilizar uma massiva introdução de novas energias renováveis e *prosumers*. No novo modelo, a flexibilidade deverá ser valorizada, permitindo a interação entre a geração dos *prosumers*, a geração centralizada, as preferências dos consumidores e o uso dos sistemas de rede e de confiabilidade de suprimento.

Por fim, o novo arranjo deve considerar as restrições na capacidade de pagamento enfrentadas por grande parte dos consumidores brasileiros. Como a parcela mais pobre da população tende a continuar sendo suprida via rede tradicional, a solução não deve onerar excessivamente as tarifas de consumo.