

REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

A ENERGIA EÓLICA E A MUDANÇA ESTRUTURAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO¹

WELINTON CONTE FERREIRA²

¹Aceito para Publicação no 2º Trimestre de 2017.

²Bacharel e Mestre em Economia pela Universidade Federal FLuminense.
welintonconte87@gmail.com.

RESUMO

A recente crise do setor elétrico brasileiro teve como principais fatores os baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas e a utilização contínua das centrais térmicas com elevados custos variáveis de operação. Esses fatores são decorrentes, principalmente, de uma mudança estrutural que vem ocorrendo no setor elétrico nacional: a perda da capacidade de regularização dos reservatórios. Por ser estrutural, tal mudança exige alterações na forma de operação do setor elétrico. Neste contexto e aliado aos objetivos da política energética nacional, o presente artigo sugere uma alternativa para a operação do setor elétrico, tendo como principais destaques o aumento da participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira e a mudança na forma de utilização dos reservatórios.

Palavras-chave: *Setor Elétrico Brasileiro, Energia Eólica, Política Energética.*

WIND POWER AND THE STRUCTURAL CHANGE OF THE BRAZILIAN ELECTRIC SECTOR

ABSTRACT

The main factors of the recent Brazilian's electric sector crisis are the low levels of the hydroelectric reservoirs and the continued use of thermal power plants with high operating costs. These factors are derived mainly from a structural change that has taken place in the national electric sector: the loss of reservoir storage capacity. This change is structural thus it requires changes in the electric sector operation. In this context and allied to the national energy policy objectives this paper suggest an alternative to the electric sector operation. This alternative requires the increasing participation of wind power in the Brazilian electric matrix and the change in reservoir management.

Keyword: *Brazilian Electric Sector, Wind Power, Energy Policy.*

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro foi construído considerando o aproveitamento do potencial hidráulico nacional. Para dar consistência e amplitude à utilização do potencial hidráulico as usinas hidrelétricas foram construídas com grandes reservatórios, que são utilizados como forma de armazenar energia para regularizar os fluxos de geração hidrelétrica. Desse modo, buscou-se coordenar a gestão dos reservatórios presentes em uma mesma bacia com o intuito de maximizar seu potencial. Ademais, devido à diversidade hidrológica existente entre as regiões do país e ao fato de estarem conectadas por extensas linhas de transmissão, houve a possibilidade de utilizar os reservatórios para regularizar o regime pluviométrico em escala nacional. No entanto, devemos destacar que a extensa dimensão territorial gera restrições de transmissão e por isso o setor elétrico brasileiro é constituído por quatro subsistemas - Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste -, que formam o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

O sistema elétrico nacional é, em princípio, considerado um sistema hidrotérmico. Esse sistema funciona de modo que a geração hidráulica é utilizada na base, enquanto as centrais térmicas atuam fundamentalmente em momentos de dificuldade de produção hidráulica, como em períodos de escassez de chuvas e baixo nível dos reservatórios. Sendo assim, neste sistema hidrotérmico as térmicas atuam de forma esporádica e teriam o papel de ser o recurso final a garantir a oferta de eletricidade ao sistema, isso graças à alta confiabilidade de sua geração, uma vez que as térmicas não possuem o problema da intermitência e podem ser despachadas a qualquer momento e de forma imediata (Bicalho, 2014). Dessa maneira, em um sistema hidrotérmico fatores como o valor da tarifa de energia e o nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE) dependerão do quanto a geração hidrelétrica e os reservatórios serão capazes de atender a demanda de energia elétrica ou do quanto necessário será o uso das térmicas para atender esta demanda.

Nos últimos anos, a dificuldade de geração hidráulica no Brasil levou a uma utilização contínua das centrais térmicas, o que vem comprometendo de forma significativa a segurança de abastecimento, a modicidade tarifária e a redução da emissão dos GEE no setor elétrico. Como será apresentado, o motivo da utilização contínua das térmicas decorre de uma mudança estrutural pela qual o setor elétrico brasileiro vem passando. Por ser uma mudança estrutural, exige-se uma alteração na forma de operação do setor. Neste contexto, e aliado aos objetivos da política energética nacional, este artigo tem como objetivo sugerir uma mudança na forma de operação do setor elétrico brasileiro, tendo como principal destaque a elevação da participação da geração eólica¹ na matriz elétrica brasileira.

A maior participação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira também foi sugerida pelos trabalhos de Carneiro e Cequeira (2016) e Lima e Carvalho (2016). Carneiro e Cequeira (2016) apontam que a contratação de energia eólica através dos leilões de energia promovidos pelo governo é uma importante maneira de evitar que o sistema elétrico nacional entre em colapso pelo desequilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade em tempos de baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas. Já Lima e Carvalho (2016) destacam a importância e a necessidade de diversificar a matriz elétrica

¹ A energia eólica é proveniente da energia cinética presente no vento que é transformada pelo aerogerador em energia elétrica (Miyashiro et. al., 2013). Esta é uma fonte de energia limpa e renovável, uma vez que, durante a produção de energia elétrica pelo aerogerador não há emissão de GEE, apenas ocorrendo essas emissões nos momentos da fabricação e instalação do aerogerador.

nacional, visando à construção de um sistema elétrico mais renovável e com maior segurança no abastecimento. Assim sendo, os autores sugerem a energia eólica como a principal fonte para diversificar a matriz elétrica brasileira, que tem predominância das centrais hidrelétricas.

O presente trabalho pretende ir além das afirmações dos trabalhos de Carneiro e Cequeira (2016) e Lima e Carvalho (2016) e buscará mostrar que a contratação de energia eólica nos próximos anos, além de ser importante para atender a demanda crescente por energia elétrica, aumentar a segurança no abastecimento e tornar a matriz elétrica mais renovável, será crucial para fazer frente à mudança estrutural atualmente em curso no setor elétrico nacional.

Sendo assim, para cumprir seu objetivo, este artigo está dividido em cinco seções, incluindo a presente introdução. A seção dois aborda as principais características do setor elétrico brasileiro. A seção três mostra que a atual crise do setor elétrico brasileiro é causada por uma mudança estrutural que está ocorrendo no setor. A seção quatro, por sua vez, apresenta uma alternativa de operação do setor elétrico nacional, visando a fazer frente à mudança estrutural que se apresenta no setor. Por fim, na última seção, são apresentadas as considerações finais do trabalho.

O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

OS OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA E A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O novo modelo do setor elétrico estabelecido no Brasil no período 2003-2004 apresenta como pilares fundamentais a segurança do abastecimento, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento. Além disso, a política energética nacional persegue uma série de diretrizes, como a integração nacional e regional, a redução da emissão de GEE e a diversificação da matriz energética, tendo como principal diretriz de expansão do parque gerador nacional a priorização da participação das fontes renováveis de energia (EPE, 2015).

Com relação à matriz elétrica nacional, ela é formada em grande medida por fontes renováveis de energia. Em 2011, cerca de 89% da matriz elétrica era renovável, sendo a energia hidráulica responsável por 81,9%, a biomassa por 6,6% e a eólica por 0,5% (EPE, 2012). Já em 2015, a participação das renováveis na matriz elétrica se

reduziu, alcançando o valor de 75,5%: 64% proveniente da fonte hidráulica; 8% da biomassa; e 3,5% da eólica (EPE, 2016). Desse modo, as fontes renováveis perderam participação na matriz elétrica em função da menor atuação das hidrelétricas por a uma série de fatores como a piora da hidrologia entre 2012 e 2014 e os baixos níveis dos reservatórios no período. Em contrapartida, outras fontes renováveis elevaram sua participação, com destaque para a fonte eólica.

O potencial de geração eólica instalada no país aumentou de 1,4 GW em 2011 para 9,19 GW em março de 2016 e a expectativa é que alcance ao menos 18,76 GW em 2019 e 24 GW em 2024 (EPE, 2015a; EPE, 2015b). Para 2024, estima-se que a energia eólica alcance uma participação de 8% na matriz elétrica (EPE, 2015a). Devemos destacar que o aumento da geração eólica resulta da competitividade que esta fonte de energia vem apresentando nos leilões, sendo hoje a segunda fonte mais competitiva do setor elétrico nacional, atrás apenas das grandes centrais hidrelétricas (Melo, 2013)².

Com a reforma do sistema elétrico no biênio 2003-2004, a expansão do parque gerador passou a ser feita principalmente por meio de leilões de energia e de transmissão coordenados pelo governo³. O modelo de leilões vem se mostrando eficiente no sentido de permitir a competição entre os *players* e gerar como resultado preços mais competitivos para a energia elétrica. Entretanto, como veremos, a utilização do mecanismo do Índice de Custo Benefício (ICB) nos leilões gerou algumas dificuldades para o setor elétrico nacional.

² Podemos demonstrar a competitividade da energia eólica frente às demais fontes de energia pelo resultado de alguns leilões de energia. No leilão de fontes alternativas de 2015, enquanto o preço médio da energia eólica foi de R\$177,47/MWh, as térmicas e a biomassa tiveram um preço médio de R\$ 209,91/MWh (EPE, 2015c). No leilão A-3 de 2015 o preço médio da energia eólica foi de R\$181,14/MWh, enquanto o preço médio das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) foi de aproximadamente R\$205/MWh (EPE, 2015d). No leilão A-5 de 2014, enquanto a energia eólica apresentou um preço médio de R\$136/MWh, as termoeletricas e as PCHs tiveram um preço médio de, respectivamente, R\$205,19/MWh e R\$161,89/MWh (EPE, 2014).

³ Existem no setor elétrico brasileiro dois ambientes para contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACL, a contratação de energia ocorre livremente por um acordo bilateral entre gerador e demandante de energia. Somente grandes demandantes de energia podem atuar no ACL. Já no ACR, a contratação de energia elétrica ocorre de acordo com a demanda das distribuidoras por energia e via processo de leilões, organizados pelo governo. Os leilões podem ser voltados para novos empreendimentos de geração, como os leilões A-3 e A-5, ou para empreendimentos já existentes, como os leilões de ajuste. Além disso, há a possibilidade da realização de leilões específicos para uma fonte específica ou para fontes renováveis de energia e leilões em que todas as fontes podem concorrer entre si. O tipo de leilão a ser realizado em cada momento é definido pelo Ministério de Minas e Energia.

OS LEILÕES DE ENERGIA E A UTILIZAÇÃO DO ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO (ICB)

Para expandir a matriz elétrica é necessário que se faça uma escolha entre as diversas tecnologias de geração existentes. Essa escolha é feita por critérios elaborados pelos *policy makers*, que devem ter como intuito a contratação de fontes mais adequadas para a expansão da matriz, buscando sempre comparar os custos (operacionais e de capital) e os benefícios de cada tecnologia. No Brasil, a contratação de energia é feita principalmente por leilões governamentais, utilizando o critério conhecido como ICB.

O ICB (R\$/MWh) é definido como a razão entre o custo global do empreendimento e o benefício energético de sua integração ao sistema (EPE, 2011). O benefício energético é dado pela garantia física, ou seja, pelo acréscimo observado na energia assegurada ao sistema, decorrente da entrada da planta no sistema. Já o custo global inclui o custo fixo da planta, o valor esperado do custo de operação e o valor esperado dos custos econômicos de curto prazo, em que incorre o comprador. Portanto, com exceção dos custos fixos, os demais componentes do custo global do projeto dependem basicamente de uma previsão dos futuros custos marginais de operação (CMO) do sistema. Os valores esperados do custo de operação e dos custos econômicos de curto prazo são calculados com base em uma amostra de CMO disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), obtida do resultado de simulação do funcionamento mensal do SIN para um período futuro de cinco anos (Romeiro e Almeida, 2014).

O ICB foi elaborado considerando a perspectiva de operação do sistema elétrico brasileiro, qual seja dada a elevada capacidade de armazenagem dos reservatórios, a geração térmica complementar deve ser flexível de tal forma a entrar em operação apenas em situações hidrológicas desfavoráveis, atuando como *backup* complementar à reserva hídrica. Destarte, o cálculo do ICB privilegia projetos de térmicas com baixo custo fixo e alto custo variável de operação (CVO), uma vez que tal mecanismo superdimensiona a garantia física atribuída às térmicas.

O resultado da utilização do ICB nos leilões foi a maior contratação de térmicas, em especial das centrais com menores custos fixos e maiores CVO, como as que utilizam óleo combustível e diesel. Entre 2005 e 2014, foram realizados dezesseis leilões utilizando o ICB como mecanismo de seleção, e cerca de 60% de toda a energia contratada nesses leilões foi de fonte térmica, sendo o maior volume (26%) de térmicas

movidas a óleo combustível e diesel (Romeiro e Almeida, 2014). De acordo com o Plano da Operação Energética 2013-2017 (ONS, 2013), as térmicas que utilizam óleo combustível são as que apresentam os maiores CVO, que variam entre R\$ 310,41/MWh e R\$ 1.116,69/MWh.

A MUDANÇA ESTRUTURAL E A CRISE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Entre 2012 e 2014, a hidrologia se mostrou desfavorável, principalmente na região nordeste. Em 2012 e 2013, por exemplo, a hidrologia no subsistema Nordeste correspondeu a, respectivamente, 73% e 55% da média histórica (Losekann, 2014). Segundo dados do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC)⁴ sobre a precipitação nas Bacias do Parnaíba, São Francisco e Tocantins, bacias onde estão localizados os principais reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte, o nível de precipitação nessas localidades esteve abaixo da média nos anos de 2013, 2014 e 2015.

Além da baixa hidrologia, o período entre 2011 e 2014 apresentou forte crescimento da demanda por eletricidade, que saltou de 480.968 GWh em 2011 para 531.080 GWh em 2014, um crescimento de 10,42% no período. Para fazer frente a esta demanda, a capacidade de geração elétrica instalada no Brasil se elevou de 117.135 MW em 2011 para 133.914 MW em 2014, um crescimento de 14,32% no período, portanto, superior ao crescimento da demanda (EPE, 2015b).

A piora da hidrologia e o aumento da demanda por energia elétrica entre 2011 e 2014 geraram consequências importantes para o setor elétrico brasileiro. A piora da hidrologia causou redução de 12,82% da geração hidráulica entre 2011 e 2014, saindo de 428.333 GWh em 2011 para 373.439 GWh em 2014. Para atender a demanda de eletricidade, houve aumentos da geração térmica (133%), com a produção saltando de 75.451 GWh em 2011 para 175.861 GWh⁵ em 2014. Tanto as térmicas a carvão quanto as que utilizam óleo combustível, diesel, gás natural e biomassa elevaram a produção e

⁴ Os dados do CPTEC sobre a precipitação nas principais bacias e rios que têm grandes reservatórios pode ser obtido no Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia. Os boletins mensais estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>>.

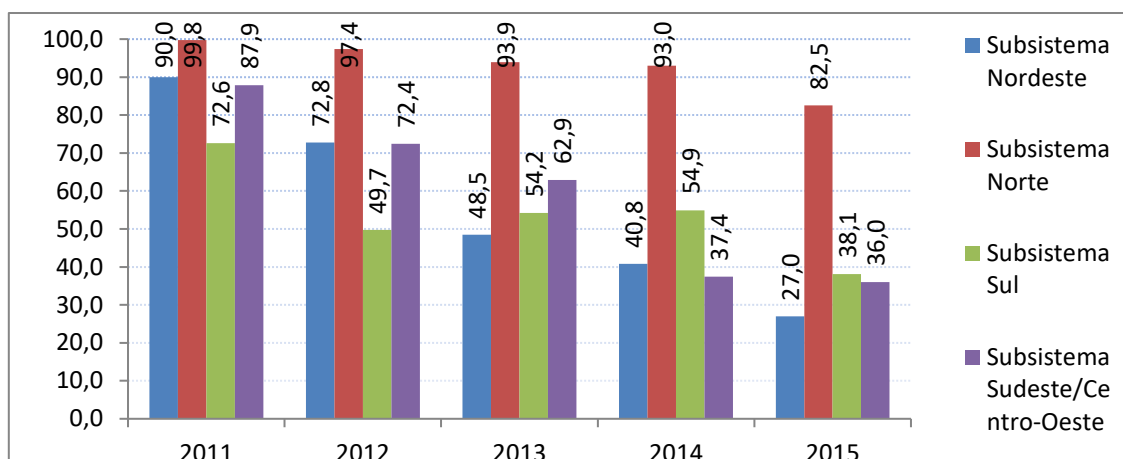
⁵ Dados referentes às centrais térmicas movidas a óleo combustível, diesel, gás natural, carvão e biomassa.

a participação na matriz elétrica entre 2011 e 2014. No entanto, devemos destacar o aumento de 158,77% da geração térmica a óleo combustível e diesel, que saiu de 12.238 GWh em 2011 para 16.214 GWh em 2012, para 22.090 GWh em 2013 e para 31.668 GWh em 2014, elevando a participação dessas térmicas na matriz elétrica de 2,5% em 2011 para 6,8% em 2014 (EPE, 2015b). O ponto crucial aqui é destacar a utilização contínua e crescente das centrais térmicas, inclusive daquelas que têm elevados CVO, em geral as centrais movidas a diesel e óleo combustível. É importante lembrar que entre 2005 e 2014, pela forte influência do ICB, a maior parte dos projetos contratados via leilões foi de térmicas com elevados CVO, que não foram planejadas para atuarem de forma contínua. Sendo assim, a dificuldade de geração hidráulica levou a uma utilização contínua e crescente de centrais térmicas com elevados CVO. Entre os resultados desse processo podemos citar os aumentos tanto das tarifas de energia elétrica quanto das emissões de GEE no Brasil.

Dessa forma, o que se observou no Brasil entre 2011 e 2014 foi uma piora na hidrologia, que levou a uma redução da geração hidráulica e ao aumento da geração térmica, com destaque para as térmicas com alto CVO, baixo custo fixo, que foram contratadas graças ao “incentivo” que o ICB concede a estas geradoras. A consequência desse processo foi a deflagração de uma crise no setor elétrico brasileiro, tendo como consequência principal o aumento das tarifas de energia. Mas seria o problema da baixa hidrologia o principal responsável pela crise do setor elétrico brasileiro?

Há outro importante ponto que deve ser destacado ao analisar a recente crise do setor elétrico brasileiro. Apesar da redução da geração hidrelétrica entre 2011 e 2014, a energia armazenada nos reservatórios dos quatro subsistemas se reduziu no período (Figura 1). Isso indica que, antes de ter sido iniciado o problema hidrológico em 2012, os reservatórios já vinham sendo utilizados acima do ideal para atender a demanda e garantir modicidade tarifária, pois bastou um pequeno período de baixa hidrologia para que os níveis dos reservatórios se reduzissem drasticamente e não conseguissem se recuperar, como podemos ver em 2015.

Figura 1: Energia Armazenada nos Reservatórios (%) por Subsistema no mês de maio.



Fonte: ONS⁶.

Entre 2014 e 2015, ocorreram tanto uma redução da demanda por energia elétrica no Brasil, saindo de aproximadamente 532 TWh para 522,8 TWh, quanto uma redução da geração hidráulica, saindo de 373.439 GWh para 359.743 GWh (EPE, 2016). Portanto, esperava-se uma recuperação nos níveis dos reservatórios em 2015, mas, como mostrado na Figura 1, tal fato não ocorreu.

A sobreutilização e a não recuperação dos reservatórios são explicadas principalmente por uma mudança estrutural que vem ocorrendo no setor elétrico brasileiro, qual seja, a perda da capacidade de regularização dos reservatórios⁷. Na última década, a capacidade de regularização dos reservatórios foi consideravelmente reduzida em função de fatores como o aumento da demanda por eletricidade e a não construção de hidrelétricas com grandes reservatórios. Tais fatores tendem a ser permanentes considerando perspectiva de crescimento da demanda por eletricidade e pelo fato de o potencial hidrelétrico remanescente se encontrar essencialmente na região norte, local de alta complexidade das variáveis socioambientais, o que dificulta a construção de grandes reservatórios. A capacidade de regularização dos reservatórios, que já foi plurianual, chegou a, aproximadamente, cinco meses em 2014, o que indica estar o sistema cada vez mais dependente de fontes que “cubram” a geração hidrelétrica e o baixo nível dos reservatórios (Losekann, 2014).

⁶ A porcentagem de energia armazenada nos reservatórios em cada subsistema foi calculada através da divisão da energia armazenada nos reservatórios pela capacidade total de armazenamento de energia dos reservatórios. Esses dados estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico do ONS: < http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx >. Acesso em 10 de julho de 2016.

⁷ A Capacidade de regularização indica a capacidade dos reservatórios em atender a demanda por eletricidade apenas com o volume de água presente nos reservatórios em dado momento.

Assim, o ponto central da crise do setor elétrico brasileiro está relacionado a uma mudança estrutural que está ocorrendo no setor, que é a perda de capacidade dos reservatórios em cobrir a geração hidráulica em períodos de baixa hidrologia. Destarte, a utilização dos reservatórios como garantia de suprimento e da modicidade tarifária e a utilização e planejamento de térmicas que atuem apenas em momentos em que as chuvas são escassas já não são mais sustentáveis (Bicalho, 2014). Além disso, a maior utilização de térmicas, em especial aquelas com CVO elevado, vai contra objetivos da política energética, como a modicidade tarifária e a redução da emissão de GEE. Dessa forma, o setor elétrico demanda uma nova forma de operação que seja menos vulnerável às mudanças hidrológicas e que garanta o suprimento de energia, a modicidade tarifária e esteja de acordo com as diretrizes da política energética nacional, como a redução da emissão dos GEE e a diversificação da matriz energética com foco em fontes renováveis de energia. Posto isto, este trabalho sugere uma mudança no modo de operação do setor elétrico, tendo como base o aumento da participação da geração eólica na matriz elétrica nacional.

A MUDANÇA NA OPERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: O PAPEL DA ENERGIA EÓLICA

A mudança estrutural pela qual o setor elétrico vem passando exige uma nova forma de operação do setor. Levando em consideração as características do setor elétrico e os objetivos da política energética nacional, uma opção para mudar o modo de operação do setor seria a adoção de um modelo que tivesse as seguintes características: (i) forte atuação da geração eólica; (ii) utilização dos reservatórios das hidrelétricas como forma de combater a intermitência da geração eólica; (iii) redução significativa da contratação/utilização das térmicas com elevados CVO; e (iv) utilização/contratação de térmicas projetadas para atuar na base, com destaque para as centrais a gás natural e biomassa.

A ideia deste modelo é que a fonte eólica cresça significativamente na matriz elétrica brasileira de modo a reduzir a utilização e a contratação de térmicas com elevados CVO, diminuindo, assim, as emissões de GEE e os custos de geração de energia. Tal processo, no entanto, exige mudanças tanto na forma de atuação dos reservatórios quanto no cálculo do ICB. Além disso, para manter a segurança do abastecimento, o modelo sugere a contratação de térmicas a gás natural e biomassa para

atuar na base, pois são combustíveis relativamente mais limpos e baratos que os derivados do petróleo.

Além de ser uma fonte limpa de energia, a fonte eólica tem algumas características que a tornam estratégica para o funcionamento deste modelo. A primeira característica é o fato de a geração eólica ser complementar à geração hídrica, uma vez que o maior potencial eólico ocorre durante o período do ano de menor disponibilidade hídrica⁸. Outra característica é a existência de um elevado potencial eólico ainda inexplorado no Brasil. Em março de 2016, a capacidade eólica instalada no Brasil era de 9,19 GW e estima-se que somente o potencial eólico *onshore* nacional seja de 350 GW (ABEEOLICA, 2015). Por fim, devido a uma série de fatores como a qualidade dos ventos e o elevado fator de capacidade dos parques eólicos brasileiros⁹, a energia eólica é atualmente a segunda fonte mais barata de geração de energia no Brasil¹⁰.

Apesar dessas importantes características, é preciso destacar que a fonte eólica é intermitente, ou seja, sua geração depende de condições naturais, não da vontade do gerador, o que dificulta sua utilização em larga escala para atendimento da demanda¹¹. Entretanto, o problema da intermitência pode ser reduzido no Brasil, caso os reservatórios sejam utilizados para “guardar energia eólica”, ou seja, em períodos de elevada geração eólica, as hidrelétricas reduziriam a produção de forma a manter energia nos reservatórios para ser utilizada em momentos de dificuldades de geração. Para tanto, é crucial que haja capacidade livre nos reservatórios para armazenar energia, o que de fato existe. Segundo dados do ONS, em maio¹² de 2015 os reservatórios do norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul tinham uma capacidade livre de armazenamento equivalente a, respectivamente, 1.736,47 GWh, 28.410,31 GWh,

⁸ Como destaca Lima e Carvalho (2016), a geração eólica também é complementar à geração fotovoltaica, uma vez que a maior produção eólica ocorre no período noturno.

⁹ O fator de capacidade dos parques eólicos brasileiros está entre os mais elevados do mundo. Em 2014, enquanto o fator de capacidade médio mundial foi de 23,8%, o brasileiro foi de 38%. Neste mesmo ano, os quatro países com maior potência eólica instalada apresentaram fator de capacidade inferior ao do Brasil. O fator de capacidade da China foi de 16%, o dos EUA de 31%, o da Índia de 20% e o da Alemanha foi de 24% (MME, 2016).

¹⁰ Miyashiro et. al. (2013) destacam a qualidade dos ventos na região nordeste brasileira, onde apresentam velocidade média elevada, pouca variação na direção e pouca turbulência durante todo o ano.

¹¹ O fato de a energia eólica ser intermitente dificulta sua utilização em larga escala, mas não impossibilita. Alguns países já apresentam grande participação da geração eólica na matriz elétrica nacional. Em 2014, a participação da geração eólica na matriz elétrica da Dinamarca, Portugal e Irlanda foi de, respectivamente, 44,6%, 21,7% e 24,8% (MME, 2016).

¹² O mês de maio foi escolhido por ser o fim do período chuvoso e, de modo geral, ser o mês em que os reservatórios estão mais cheios.

93.645,98 GWh e 8.753,11 GWh, ou seja, um total de 132.545,87 GWh¹³. A produção eólica em 2015 foi de 21.625 GWh e, portanto, a capacidade livre dos reservatórios dos quatro subsistemas era equivalente a 6,13 vezes o total de geração eólica de 2015 (EPE, 2016).

Para que o modelo proposto funcione, é necessário que seja possível o aumento da geração eólica e que ela tenha capacidade de substituir as térmicas com elevados CVO. A possibilidade de aumento da geração eólica existe devido a fatores como o grande potencial eólico ainda inexplorado, a competitividade da geração eólica e o fato de o problema da intermitência poder ser reduzido via reservatórios. No entanto, há a possibilidade de a geração eólica substituir as térmicas com elevados CVO, em especial as que utilizam diesel e óleo combustível?

Para responder a tal questionamento, analisemos um caso hipotético. Suponhamos que em 2011 a quantidade de energia eólica produzida tivesse sido a mesma de 2015. A Tabela 1 nos mostra que caso isso tivesse acontecido a geração eólica destinada ao SIN seria suficiente para cobrir anual e mensalmente, além da própria geração eólica de 2011, a geração térmica a diesel e a óleo combustível. Além disso, haveria energia suficiente para cobrir a geração térmica a carvão de 2011 e teria sido gerado um excedente de 11.708 GWh ao SIN, energia que poderia ter reduzido a utilização dos reservatórios naquele ano.

¹³ Os dados sobre os reservatórios estão disponíveis no endereço eletrônico do ONS: < http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx >. A capacidade livre dos reservatórios foi calculada pela subtração entre a capacidade total de armazenamento dos reservatórios e a energia armazenada.

Tabela 1: Comparação entre a Geração Eólica (GWh) de 2015 e a Geração Térmica (Derivados do Petróleo e Carvão) (GWh) em 2011 destinadas ao Sistema Interligado Nacional.

	Geração Eólica (GWh)		Geração Térmica a Diesel e Óleo Combustível (GWh)	Geração Térmica (carvão) (GWh)	Resultados (Excedente de Energia) (GWh)	
	A	B	C	D	A - B - C	A - B - C - D
Mês/Ano	2015	2011	2011	2011		
Jan	1.534	71	192	390	1.271	881
Fev	1.203	109	188	403	906	503
Mar	1.102	160	221	177	721	544
Abr	978	72	180	273	726	453
Mai	1.536	103	207	284	1.226	942
Jun	1.602	162	210	253	1.230	977
Jul	1.893	213	258	208	1.422	1.214
Ago	2.503	328	312	216	1.863	1.647
Set	2.197	348	238	277	1.611	1.334
Out	2.462	357	235	533	1.870	1.337
Nov	2.054	398	229	549	1.427	878
Dez	2.203	380	278	547	1.545	998
Total	21.267	2.701	2.748	4.110	15.818	11.708

Fonte: CCEE¹⁴.

¹⁴ Os dados da CCEE sobre geração de energia eólica e térmica podem ser obtidos no Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia. Os boletins mensais estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico> >.

Análise idêntica foi feita para o ano de 2012 e os resultados estão na Tabela 2.

Tabela 2: Comparação entre a Geração Eólica (GWh) de 2015 e a Geração Térmica (Derivados do Petróleo e Carvão) (GWh) de 2012 destinadas ao Sistema Interligado Nacional.

	Geração Eólica (GWh)		Geração Térmica a Diesel e Óleo Combustível (GWh)	Geração Térmica (carvão) (GWh)	Resultados (Excedente de Energia) (GWh)	
	A	B	C	D	A - B - C	A - B - C - D
Mês/Ano	2015	2012	2012	2012		
Jan	1.534	264	286	556	984	428
Fev	1.203	283	184	422	736	314
Mar	1.102	361	70	437	671	234
Abr	978	282	310	462	386	-76
Mai	1.536	341	255	467	940	473
Jun	1.602	316	246	503	1.040	537
Jul	1.893	444	184	577	1.265	688
Ago	2.503	536	198	708	1.769	1.061
Set	2.197	553	203	667	1.441	774
Out	2.462	578	880	721	1.004	283
Nov	2.054	457	1.951	657	-354	-1.011
Dez	2.203	531	2.051	599	-379	-978
Total	21.267	4.946	6.818	6.776	9.503	2.727

Fonte: CCEE. Elaboração Própria.

A Tabela 2 mostra que a geração eólica de 2015 seria capaz de cobrir, além da própria geração eólica de 2012, a geração térmica a diesel e óleo combustível e ainda sobraria um excedente de 9.503 GWh, energia suficiente para cobrir toda a geração térmica a carvão de 2012 e ainda sobrariam 2.727 GWh de energia, que poderiam ter sido mantidas nos reservatórios. No entanto, ao contrário da análise para o ano de 2011, em 2012, a geração eólica (de 2015) não teria capacidade de cobrir durante todos os meses a geração das térmicas a diesel e óleo combustível, ainda que permanecesse superior na contabilização anual. Esse problema seria decorrente da intermitência da fonte eólica e, como dito anteriormente, pode ser solucionado caso os reservatórios sejam utilizados para “guardar energia eólica” ao longo do tempo.

Esses exemplos mostram a possibilidade de a geração eólica aumentar sua participação na matriz elétrica e substituir as térmicas que utilizam derivados do petróleo e carvão como insumos, havendo possibilidade de funcionamento do modelo proposto. Tal modelo, como demonstrado, poderia ter funcionado já em 2011 e 2012, caso a geração eólica nesses anos tivesse sido semelhante à de 2015 e os reservatórios tivessem sido utilizados para “guardar energia eólica”. Caso este modelo estivesse funcionando entre 2011 e 2014, certamente as tarifas de energia elétrica não teriam se

elevado na magnitude em que ocorreu, dado o preço inferior da energia eólica quando comparado aos preços das térmicas a diesel, óleo combustível e carvão.

Por fim, o modelo sugere a contratação de térmicas a gás natural e biomassa. Essas térmicas seriam importantes para dar mais segurança ao abastecimento de energia elétrica, principalmente pelo fato de o modelo proposto ter como base duas fontes intermitentes de energia, a eólica e a hidrelétrica. As escolhas das centrais a gás natural e biomassa estão relacionadas a fatores como disponibilidade do insumo no país e por se tratar de combustíveis mais limpos e baratos que os derivados do petróleo. Portanto, para que o modelo seja posto em prática, também é necessário que o mecanismo de ICB seja revisto de forma a priorizar a contratação da fonte eólica e de térmicas que atuem na base, movidas, preferencialmente, a gás natural e biomassa.

CONCLUSÃO

O setor elétrico brasileiro vem passando por uma mudança estrutural, que foi uma das responsáveis pela recente crise ocorrida no setor. Essa mudança estrutural do setor elétrico exige que uma nova forma de operacionalização seja adotada. Sendo assim, este trabalho propôs uma nova forma de operação do setor elétrico, tendo como bases o aumento da geração eólica, a mudança na forma de utilização dos reservatórios, a redução da utilização/contratação de térmicas com elevados CVO e a contratação de térmicas a gás natural e biomassa para atuar na base do sistema. Tal modelo foi pensado de modo a atender aos objetivos da política energética nacional, visando a estimular o desenvolvimento econômico sustentável, uma vez que o aumento considerável da contratação de energia eólica também seria importante para outros motivos não explorados por este trabalho, como a redução da emissão de GEE e a garantia de uma demanda alta e consistente ao longo dos anos para as empresas presentes na indústria eólica nacional. Neste ponto, é importante ressaltar que o setor eólico brasileiro é alvo de uma política de conteúdo local por parte do BNDES, através da linha Finame, e o sucesso dessa política também depende de a contratação de energia eólica ser considerável e constante ao longo dos anos.

O presente trabalho chegou à conclusão de que o modelo de operacionalização do setor elétrico proposto é factível e que a participação da fonte eólica na matriz elétrica nacional tem muito espaço para crescer. Além disso, a adoção deste novo modelo teria

como consequências a geração de uma energia competitiva em termos de preço e o aumento ou manutenção da participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira.

Por fim, a proposta de um modelo que exige a contratação significativa de energia eólica para seu funcionamento levou em consideração as características técnicas e econômicas desta fonte e do setor elétrico brasileiro. Além disso, como também apontaram Lima e Carvalho (2016), devemos deixar claro que outras fontes renováveis se destacam no cenário nacional (como a biomassa e a energia solar) e também podem ser francamente utilizadas de modo a proporcionar ao sistema elétrico nacional uma produção de energia mais sustentável, uma matriz energética mais diversificada e maior segurança para o sistema. Portanto, apesar de o modelo focar na fonte eólica em razão de suas características técnicas e econômicas, ele não exclui a contratação de outras fontes renováveis de energia.

REFERÊNCIAS

ABEEOLICA (Associação Brasileira de Energia Eólica). (2016). Boletim de Dados Abril 2016. Disponível em: < <http://www.portalabeeolica.org.br/images/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Abril-2016-Publico.pdf> >. Acesso em: 15/05/2016.

BICALHO, Ronaldo Goulart. (2014). A transição elétrica: muito além da falta de chuvas. Blog Infopetro. Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/> >. Acesso em: 14/05/2016.

CARNEIRO, Manasses Gruimarães; CEQUEIRA, Bruno Dantas. (2016). Participação da Geração Eólica em Leilões de Energia e sua Contribuição em Tempos de Crise Energética. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 5, n. 2, p.51-64, 2016. Disponível em: < <http://revistas.ufpr.br/rber/article/view/43051/pdf> >. Acesso em: 10 ago. 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2011). Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica – Metodologia de Cálculo. No EPE-DEE-RE-102/2008-r3. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO%20XIV%20-%20Metodologia%20do%20C%C3%A1lculo%20do%20%C3%8Dndice%20de%20Custo%20Benef%C3%ADcio%20-%20ICB.pdf >. Acesso em: 25 de julho de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2012). Balanço Energético Nacional 2012: Ano base 2011. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf >. Acesso em: 25 de julho de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2014). 20º Leilão de Energia Nova A-5. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/Resumo_Vendedor_20len_a5.pdf >. Acesso em: 10 de agosto de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2015a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> >. Acesso em 25 de julho de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2015b). Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/documents/10584/1143895/2.1+-+BEN+2015+-+Documento+Completo+em+Portugu%C3%AAs+-+Ingl%C3%AAs+\(PDF\)/22602d8c-a366-4d16-a15f-f29933e816ff?version=1.0](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1143895/2.1+-+BEN+2015+-+Documento+Completo+em+Portugu%C3%AAs+-+Ingl%C3%AAs+(PDF)/22602d8c-a366-4d16-a15f-f29933e816ff?version=1.0) >. Acesso em: 25 de julho de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2015c). Leilão de FA negocia energia de 11 usinas com deságio de 1,96%. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Fontes%20Alternativas%202015/Leil%C3%A3oFA2015negociaenergiade11usinascomdes%C3%A1giode1,96.aspx> >. Acesso em: 10 de agosto de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2015d). 22º Leilão de Energia Nova A-3. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202015/Leil%C3%A3o%20A-3%202015%20Resumo%20Vendedor%20CCEE.pdf> >. Acesso em: 10 de agosto de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2016). Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf >. Acesso em: 12 de agosto de 2016.

LIMA, Carolina Carneiro; CARVALHO, Lucas Magalhães de Oliveira. (2016). A Produção de Energia Elétrica, a Exaustão Ambiental da Fonte Hídrica e a Opção Proveniente da Base Eólica Sustentável. **Revista Brasileira de Energias**

Renováveis, v. 5, n. 1, p.65-90, 2016. Disponível em: < <http://revistas.ufpr.br/rber/article/view/43558/pdf> >. Acesso em: 10 agosto 2016.

LOSEKANN, Luciano Dias. (2014). 10 anos do “novo modelo do setor elétrico brasileiro”: sem motivos para comemorar. Blog Infopetro. Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/03/17/10-anos-do-novo-modelo-do-setor-eletrico-brasileiro-sem-motivos-para-comemorar/> >. Acesso em 14 de maio de 2016.

MELO, Elbia. (2013). Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 27, n. 77, p.125-142, jan. 2013. Disponível em: < <http://www.scielo.br/pdf/ea/v27n77/v27n77a10.pdf> >. Acesso em: 20 de junho de 2016.

MIYASHIRO, Carolina Sayury; WAKASSUGUI, Eliana Suzi; SANTOS, Kenia Gabriela dos; ARAÚJO, Carlos H. Coimbra. (2013). Dimensionamento de Sistemas Eólicos no Entorno Geográfico do Município de Marechal Cândido Rondon. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v.3, n.2, p.25-36, 2013. Disponível em: < <http://revistas.ufpr.br/rber/article/view/33805/Dimensionamento%20de%20sistemas%20eolicos%20no%20entorno%20geografico%20do%20municipio%20de%20Marechal%20Candido%20Rondon> >. Acesso em: 10 de agosto de 2016.

MME (Ministério de Minas e Energia). (2016). Energia Eólica no Brasil e no Mundo. Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eolica+-+ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eolica+-+ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2) >. Acesso em: 05 de agosto de 2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema). (2013). Plano de Operação Energética 2013/2017. Rio de Janeiro, vol. I, junho, 2013. Disponível em: < http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN%202013%20-%20Vol%201%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf >. Acesso em: 05 de agosto de 2016.

ROMEIRO, Diogo Lisboa; ALMEIDA, Edmar Fagundes de. (2014). A competitividade da geração termelétrica a gás natural no Brasil. In: *Rio Oil and Gas Conference*. Rio de Janeiro: 2014. Disponível em: < <http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/tags/tag/9-artigo> >. Acesso em: 20 de julho de 2016.