

Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico

Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico

Diretor Presidente
André Luís Ferreira

Equipe Técnica
André Luis Ferreira
Ana Carolina Alfinito Vieira
Aline Fernandes da Silva
Gabriel de Freitas Viscondi
Kamyla Borges da Cunha
Munir Soares

Autores
Kamyla Borges da Cunha
Munir Soares
Gabriel de Freitas Viscondi
André Luis Ferreira
Aline Fernandes da Silva

Revisão
Rafael Kelman - PSR

Diagramação
Leandro Guima

Apoio
Instituto Clima e Sociedade

Publicado por
IEMA - Instituto de Energia
e Meio Ambiente
energiaeambiente.org.br

São Paulo, novembro de 2016

Sumário

Apresentação	04
---------------------	-----------

Sumário Executivo	06
--------------------------	-----------

Introdução	12
-------------------	-----------

1. Características das fontes renováveis não despacháveis	14
1.1 Expansão das fontes renováveis não despacháveis	15
1.2 Características das fontes renováveis não despacháveis	17
1.2.1 Incerteza quanto à previsão da disponibilidade dos recursos energéticos	18
1.2.2 Elevado custo de investimento e baixo custo operacional	22
1.2.3 Distribuição locacional desigual	23
1.2.4 Modularidade	23
1.2.5 Patamares de tensão	24
1.2.6 Ausência de sincronismo	24

2. Alternativas de flexibilidade	25
2.1 Opções de flexibilidade	26
2.2 Suprimento - Fontes despacháveis	27
2.3 Armazenamento	28
2.4 Infraestrutura de rede	30
2.5 Gerenciamento de demanda	32
2.6 Planejamento e operação do sistema	33

Considerações finais	35
-----------------------------	-----------

Referências	37
--------------------	-----------

Apresentação

O Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), é uma organização sem fins lucrativos, que atua na interface entre os temas energia, transportes e meio ambiente, com vistas a subsidiar tomadores de decisão e organizações da sociedade civil na formulação e avaliação de políticas públicas.

No que se refere ao setor elétrico, o IEMA vem se dedicando a contribuir, no âmbito de sua atuação, a compreender e superar os desafios técnicos, regulatórios, econômicos, sociais e ambientais que se colocam para a expansão da participação das fontes renováveis não híbridas na matriz elétrica, em especial a energia eólica e a solar fotovoltaica, aqui denominadas fontes renováveis não despacháveis (FRND). Por “não despacháveis” denominamos as fontes não controladas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A energia por elas produzida é diretamente injetada na rede a partir da disponibilidade do recurso natural primário. Variações na velocidade de vento ou radiação solar - eventos que podem ocorrer em curtos intervalos de tempo - implicam em variações na produção de eletricidade. Estas variações precisam ser compensadas por fontes convencionais “despacháveis”, como as usinas hidrelétricas ou usinas a gás natural, de forma a manter a frequência do sistema elétrico em 60 Hz por meio do equilíbrio produção x consumo em tempo real.

Além da produção e sistematização de conhecimento, o IEMA vem interagindo com diferentes atores e tomadores de decisão, no âmbito do governo, dos agentes privados do setor

elétrico, da academia e da sociedade civil organizada, com vistas a refletir sobre estes desafios.

Entre as várias questões que vieram à tona neste processo, chamou-nos a atenção os desafios de curto, médio e longo prazo a serem superados para a inserção crescente das FRND no sistema elétrico brasileiro, tais como a necessidade de expansão e adaptação das redes de transmissão e distribuição, a adequação das estruturas de distribuição diante da expansão da geração distribuída, o aumento do investimento em pesquisa e desenvolvimento na área de tecnologias de armazenamento, bem como a necessidade de reacomodação dos custos associados à nova configuração da geração elétrica.

Com a intenção de trazer à luz estes desafios, o IEMA realizou, no dia 26 de outubro de 2016, uma reunião técnica com representantes do governo, da sociedade civil, da academia e de entidades dos segmentos do setor elétrico, tomando como ponto de partida uma versão anterior desta nota que levantava algumas questões para embasar a discussão e que foi compartilhada previamente com os participantes da reunião.

Com base nos estudos feitos pelo IEMA e nos resultados da discussão realizada na reunião técnica, elaboramos esta Nota Técnica. Apresentamos um mapeamento preliminar dos principais aspectos técnicos que, esperamos, norteiem as discussões e contribuam para um diálogo público amplo sobre os caminhos a serem percorridos para que efetivamente se possa garantir a expansão das renováveis de forma segura do ponto de vista do suprimento, justa do ponto de vista socioeconômico, e sustentável na perspectiva ambiental.

Sumário Executivo

Tendo como objetivo contribuir para a construção de uma matriz elétrica 100% renovável no futuro, o IEMA buscou, nos últimos anos, focar esforços para identificar os principais desafios que as chamadas fontes renováveis não despacháveis (FRND)¹, particularmente a eólica e a solar fotovoltaica, enfrentam para se estabelecer no Brasil. Entre as várias questões que vieram à tona neste processo, chamou-nos a atenção os desafios de curto, médio e longo prazo a serem superados para a integração dessas fontes na operação do sistema elétrico brasileiro.

Com a intenção de trazer à luz e discutir estes desafios, o IEMA realizou, no dia 26 de outubro de 2016, uma reunião técnica com representantes do governo, da sociedade civil, da academia e de entidades dos segmentos do

setor elétrico. Na primeira dessa reunião, houve três apresentações técnicas de Kamyla Cunha do IEMA, Rafael Kelman da Consultoria PSR e de Ricardo Gorini, diretor da Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), seguidas de discussão aberta entre os participantes. No período da tarde, o IEMA promoveu uma dinâmica que teve por finalidade provocar a discussão e, com isso, mapear as decisões e iniciativas que precisam ser tomadas no curto prazo (até 2018) para o adequado enfrentamento dos desafios colocados.

A presente nota técnica traz, assim, tanto o mapeamento dos principais desafios à integração das FRND ao sistema elétrico brasileiro quanto as ações identificadas como prioritárias para enfrentá-los.

A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ESTÁ EM TRANSIÇÃO

Diferentemente da maior parte dos países, o Brasil historicamente apresentou uma matriz elétrica renovável, muito em função da majoritária participação da hidroeletricidade na geração de eletricidade. Para lidar com a variabilidade dos regimes de chuvas, o país estruturou seu sistema elétrico a partir de três pilares fundamentais: geração hidrelétrica com reservatório, complementação térmica e um sistema de transmissão de amplitude nacional e centralizado – o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Porém, a exemplo do que ocorre em outros países, a configuração do sistema elétrico brasileiro tem passado por significativas mudanças nos últimos anos. A quase totalidade das hidroelétricas recentemente construídas, em obras e planejadas é do tipo fio d'água, sem reservatório de regularização, o que diminui a sua capacidade de suprir a energia elétrica nos períodos mais secos do ano. Este é o caso das usinas hidroelétricas (UHE) de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte

Também se tem verificado uma grande expansão das FRND, em especial, a eólica. Esta já é a terceira maior fonte no Brasil, responsável por 6% da capacidade instalada, detendo 9,5 GW da matriz elétrica nacional (BIG/ANEEL, 2016). A geração eólica só fica atrás das fontes hídricas (61%) e termoeletricidade movida a gás

natural (9,3%) (EPE, 2016a). A existência de um grande potencial a ser explorado, de cerca de 350 GW (IEA, 2013a), sinaliza que ainda há muito espaço para a eólica crescer no país, inclusive para além das projeções oficiais. Estas estimativas, constantes do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), apontam que a eólica chegará, em 2024, a 24 GW, o que representará 12% de toda a capacidade instalada brasileira (MME/EPE, 2015).

Ainda que corresponda 0,02% da capacidade instalada atual do Brasil, a geração solar fotovoltaica tem apresentado taxas positivas de crescimento, notadamente por meio da geração distribuída (pequenas unidades de geração elétrica diretamente conectadas às redes de distribuição), a qual já conta com 32 MW instalados (nas modalidades micro e minigeração) (BIG/ANEEL, 2016). Segundo o PDE 2024, espera-se que a geração solar fotovoltaica chegue a 7 GW em 2024, contribuindo com 3% da capacidade instalada do país. A modalidade distribuída também tende a crescer, somando 1,3 GWp instalados no mesmo horizonte (MME/EPE, 2015).

É preciso destacar que, no Brasil, é significativa a complementação sazonal que se verifica entre a disponibilidade do vento e o regime de chuvas. Ou seja, chove mais no verão e venta mais no inverno e na primavera. Este fato tende a ser

positivo na medida em que reduz o impacto da crescente variabilidade da matriz elétrica como um todo, já que a geração eólica nos períodos de baixa pluviosidade pode reduzir a necessidade de aproveitamento da energia armazenada nos reservatórios. Preservados, estes acabam por ter melhores condições de

prover energia, inclusive, em situações de longos períodos de seca. O mesmo raciocínio vale para a energia gerada por biomassa da cana, que se concentra entre maio e novembro, no período de menor pluviosidade, que acontece junto com o período de safra.

CARACTERÍSTICAS DAS FONTES RENOVÁVEIS NÃO DESPACHÁVEIS

O crescente aumento das FRND nas matrizes elétricas de muitos países, incluindo o Brasil, já atinge patamares que impõem desafios técnicos, operacionais e, conseqüentemente, econômicos, à operação dos sistemas elétricos. Isso se deve a algumas características dessas fontes:

Variabilidade. A disponibilidade tanto do vento quanto do sol pode variar de acordo com as condições climatológicas. Como consequência, a possibilidade de contar com a geração eólica ou solar muda ao longo do tempo e de forma muitas vezes abrupta.

Elevado montante de investimento e baixo custo operacional. A energia elétrica gerada pelas fontes eólica e solar desloca o despacho de fontes mais caras (geralmente termoelétricas), o que acaba levando à ociosidade, nos momentos de abundância de renováveis, destas usinas. Por outro lado, nos momentos de escassez das FRND, será preciso contar com a geração mais cara. Como consequência, os custos de geração passam a apresentar uma alta flutuação, o que pode gerar impactos na contabilização dos custos sistêmicos (ou seja, custos resultantes do conjunto da geração, transmissão e distribuição) e na tarifa para o consumidor.

Distribuição desigual no território. Os potenciais eólicos, de irradiação e de biomassa não se encontram homogêaneamente distribuídos no território nacional. A disponibilidade da energia eólica, ainda que concentrada em regiões específicas do país, tem variado entre

essas regiões, o que é positivo para reduzir o impacto geral da variabilidade da matriz.

Modularidade. As plantas de geração solar e eólica têm uma característica modular, ou seja, podem ser instaladas em unidades extremamente pequenas, o que as torna atrativas para a geração distribuída. Isso pode ser positivo porque existe uma possibilidade de reduzir gastos e perdas decorrentes da transmissão. Mas, há desafios atrelados à adequação dos sistemas de distribuição.

Patamares de tensão e ausência de sincronismo. Tradicionalmente, o planejamento da rede de distribuição é feito para acomodar a demanda de maneira ótima, ou seja, os níveis de tensão das redes são ajustados de acordo com uma perspectiva de fluxos médios. Porém, em cenários em que a geração distribuída cresce significativamente, será necessário adequar a rede para que ela ganhe robustez e maior capacidade de “segurar” fluxos de energia em momento de maior e menor abundância e em ambas as direções. Além disso, as FRND não têm capacidade de produzir sincronismo (ou seja, a manutenção da qualidade das ondas elétricas num nível adequado, mantendo o controle da tensão elétrica num regime permanente), exigindo tanto o desenvolvimento tecnológico para adaptação dos equipamentos solares e eólicos quanto uma nova regulação dos serviços ancilares (os quais são outros serviços prestados pelas geradores de energia para além da geração elétrica em si, que têm, em linhas gerais, a finalidade de garantir a segurança do sistema elétrico).

ALTERNATIVAS PARA GARANTIR FLEXIBILIDADE

A variabilidade natural das FRND, a incerteza quanto à previsão da sua disponibilidade, a sua distribuição desigual no território, a ausência de sincronismo, bem como sua modularidade

impõem aos planejadores e operadores dos sistemas elétricos o desafio da flexibilidade. Isso representa a habilidade de um sistema elétrico de responder rapidamente às mudanças entre

a oferta e a demanda de energia, garantindo segurança no suprimento de forma custo-efetiva. Isso significa que para garantir a expansão de fontes renováveis no Brasil, é necessário ampliar as opções de flexibilidade.

Fontes flexíveis

O que é. As fontes flexíveis congregam três características básicas – são capazes de ajustar a geração em diferentes níveis, têm velocidade na carga em rampa e rapidez no lead time (os quais, em linhas gerais, significam a rapidez de acionamento da geração elétrica). São inflexíveis as usinas térmicas nucleares e à carvão. São flexíveis alguns tipos de usinas térmicas a gás natural. São altamente flexíveis as hidroelétricas.

Desafios. O Brasil já conta com um parque elétrico bastante flexível, muito em função de parte majoritária da capacidade instalada ser composta por usinas hidrelétricas. Porém, com o crescimento da demanda e o esgotamento de áreas disponíveis para novas hidrelétricas, a tendência é que esta fonte perca participação na matriz elétrica brasileira, fazendo com que seja necessário buscar alternativas.

Armazenamento

O que é. São todas as tecnologias que conseguem absorver energia elétrica por um período e depois retornar esta energia para o sistema. O armazenamento pode ser mecânico, eletroquímico, eletrônico e químico.

Desafios. No Brasil, as hidroelétricas com reservatório têm exercido importante função de armazenamento de energia. Contudo, a expansão da capacidade instalada de hidroeletricidade a partir de usinas a fio d'água tem progressivamente reduzido o potencial de armazenamento do sistema nacional. Sem usinas capazes de reservar energia para períodos de indisponibilidade das fontes eólica e solar, fica difícil expandir essas fontes renováveis a todo o país.

Infraestrutura de rede

O que é. No Brasil, o papel da transmissão/distribuição revela-se crucial, seja porque permite ao operador do sistema tirar proveito

A seguir, apresentamos as principais alternativas de flexibilidade, os desafios existentes para sua adoção no Brasil e as sugestões de enfrentamento apontadas na reunião técnica promovida pelo IEMA em outubro.

Contribuições da reunião técnica. Foram apontadas como opções a serem avaliadas para o contexto brasileiro: (i) maior investimento em térmicas flexíveis. As opções energéticas consideradas foram a biomassa e o gás natural. Para alavancar a primeira, é preciso aprofundar a análise quanto ao seu papel para proporcionar flexibilidade na geração termoelétrica. Quanto ao gás natural, destacou-se a importância de melhorar a integração da regulação do setor de petróleo & gás com a do setor elétrico. (ii) aumento da geração termoelétrica na base, de modo a liberar os reservatórios existentes para servirem à modulação do sistema (servindo para gerar energia nos momentos de indisponibilidade das FRND); (iii) revisão da regulação de usinas híbridas (eólica-solar, eólica-biomassa); (iv) aumentar incentivos à geração destinada à ponta (nos momentos de pico de demanda por eletricidade).

Contribuições da reunião técnica. Foram apontadas como opções a serem avaliadas para o contexto brasileiro: (i) análise do potencial de adoção das hidroelétricas reversíveis, considerando os aspectos econômicos e socioambientais; (ii) necessidade de se considerar os impactos ambientais das tecnologias de armazenamento como insumo para a tomada de decisão quanto à sua adoção no Brasil; (iii) mapeamento prévio das capacidades de armazenamento dos reservatórios hidroelétricos, bem como dos potenciais impactos socioambientais a eles associados. Isso inclui inserir, nos inventários de bacia, cenários que prevejam reservatórios.

da complementariedade existente entre as fontes renováveis, seja porque promove o intercâmbio de energia entre as diferentes

regiões e mercados. Ao fazer isso, ela interconecta os polos de geração, localizados atualmente no Norte (novas hidrelétricas) e Nordeste/Sul (eólicas), aos centros de carga do país, concentrados principalmente na região Sudeste.

Desafios. Acontece que, para além de ser um desafio à integração das FRND ao sistema brasileiro, a transmissão já se configura como um grande gargalo a provocar impactos reais e cotidianos no sistema elétrico. Os problemas hoje já existentes são de vários tipos, podendo-se destacar os atrasos nas obras de interligação entre submercados e dentro destes, os altos custos de investimento e a dificuldade de captação de recursos, etc.

Contribuições da reunião técnica. Foram apontadas como opções a serem avaliadas para o contexto brasileiro: (i) adaptação dos leilões, por exemplo, de modo a integrar a expansão

Gerenciamento da demanda

O que é. Contempla medidas que buscam reduzir a carga, por meio da maior eficiência energética ou de programas de redução do consumo nos setores industrial, comercial e residencial. Isso inclui também responder mais rapidamente a demanda mesmo diante da variação da oferta de energia. Além, é claro, de assegurar respostas mais rápidas da demanda em função da variação da oferta de energia.

Desafios. No Brasil, a regulação tarifária estabelecida pela ANEEL já traz mecanismos de sinalização econômica ao consumidor com o objetivo de reduzir consumo, como as tarifas brancas. Porém, tais medidas são ainda incipientes. Além disso, pouco se avançou no

país com outras iniciativas nesta área, como as voltadas à eficiência energética.

da geração com a da transmissão; (ii) a inserção de atributos locais que permitam tirar melhor proveito da diversidade regional das fontes energéticas, diminuindo o efeito da concentração de empreendimentos de geração em poucos lugares do país e contribuindo para a redução da variância da produção agregada pelo “efeito portfólio”; (iii) inserção de tecnologias auxiliares como sensores, sistemas de transmissão de dados em tempo real, medidores inteligentes, dentre outros, que permitam a operação das redes de transmissão e distribuição de maneira mais inteligente, econômica e que, também, facilite e forneça insumos para o planejamento da expansão; (iv) mapear e avaliar, por meio de estudos e ferramentas, as necessidades dos setores de distribuição e transmissão visto o novo cenário do setor elétrico, que inclui a entrada da geração distribuída, redes inteligentes e possibilidade de armazenamento.

Contribuições da reunião técnica. Foram apontadas como opções a serem avaliadas para o contexto brasileiro: (i) Tarifa horária e mecanismos de estímulo do consumo fora da ponta; (ii) adoção de tecnologias, tais como medidores microprocessadores, inversores de sistemas de autoprodução; (iii) planejamento integrado de recursos, o qual considera a demanda e a oferta no planejamento; (iv) a eficiência energética, um dos assuntos-chave na discussão desse painel, deve ter maior prioridade no planejamento do setor.

Planejamento da expansão e da operação do sistema

O que é. Todas as opções de flexibilidade apontadas demandam planejamento e investimento. Isso representa um duplo desafio ao planejador e ao operador para estruturar o sistema de modo a organizar o investimento e, concomitantemente, gerenciar as diferentes opções de modo a garantir o menor custo operacional possível.

Desafios. O Brasil está entre os poucos sistemas elétricos do mundo mais amigáveis à expansão das FRND. Por isso, pode-se obter maior eficiência econômica ao tirar o melhor proveito da localização e do período de maior abundância de geração elétrica a partir destas fontes. Outra vantagem é o maior incentivo à configuração de uma matriz

elétrica apta a reduzir custos sistêmicos e não apenas de geração. Por isso, sob a perspectiva do planejamento e da política pública, é recomendável aumentar a geração por FRND simultaneamente com a implantação de medidas para flexibilizar o sistema elétrico.

Contribuições da reunião técnica. (i) foi dado destaque à necessidade de o Conselho Nacional de Política Energética ser mais atuante e incorporar a discussão sobre o planejamento e operação do sistema e os caminhos para a integração das FRND; (ii) a discussão sobre inserção de critérios locacionais no processo de contratação foi ampliada, colocando-se a necessidade de incorporar, no planejamento da expansão da capacidade instalada, restrições

CONCLUSÕES

Para o IEMA, uma das mensagens mais relevantes do evento foi a de que o enfrentamento dos desafios para a integração das FRND e desse cenário de incerteza pressupõe mudanças no modo como o planejamento e a operação do sistema elétrico são conduzidos. E isso significaria, por exemplo:

- aprimorar as ferramentas usadas na tomada de decisão, como os modelos computacionais e os instrumentos de previsão climáticas;
- melhor integrar o planejamento da expansão e da geração com o da transmissão, elemento fundamental para que se tire o melhor proveito das potencialidades regionais das fontes renováveis e também da complementaridade entre eólica e solar. Isso contribuiria para reduzir os impactos negativos da variabilidade. Para tanto, mostra-se necessário aprofundar a avaliação sobre sugestões dadas na Reunião Técnica, dentre as quais a inserção de critérios de localização dessas fontes nos leilões de energia;
- levantar e mapear as reservas operativas do sistema, como, por exemplo, a capacidade de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas e do parque termoelétrico flexível existentes no país;
- inserir, no planejamento da expansão da capacidade instalada, critérios socioambientais que permitam a priorização de projetos de geração com menor impacto socioambiental

socioambientais, técnicas e econômicas das diferentes opções energéticas. (iii) necessidade de tecnologias que permitam melhor previsão solar e de ventos e a decorrente integração entre os diferentes locais de geração e o Operador Nacional do Sistema; (iv) avançar no desenvolvimento e na adequação dos modelos computacionais usados para o planejamento e decorrente operação do sistema bem como a formação de preços; (v) as mudanças que já se operam no sistema elétrico, com destaque para a geração distribuída e a inserção de tecnologias de redes inteligentes, podem representar, no médio e longo prazo, uma completa redefinição da maneira como os mercados de energia brasileiros serão estruturados. Neste sentido, reafirmou-se a

como as renováveis;

- avaliar com cautela a inserção de térmicas inflexíveis na matriz elétrica, como as térmicas a carvão, lembrando de seu possível impacto futuro, particularmente no que diz respeito aos custos sistêmicos;
- mapear o potencial e medidas possíveis e necessárias para ampliar a eficiência energética e da geração distribuída.

Esses mapeamentos permitiriam avaliar mais claramente os limites do atual sistema e as alternativas de integração o país deve priorizar. Também ofereceriam insumos mais objetivos para uma necessária discussão aberta, transparente e democrática sobre os prós e contras das diferentes opções de integração, incluindo-se aí uma clareza maior sobre impactos socioambientais e econômicos.

Se bem tomadas, as decisões de planejamento e operação fortalecerão as condições ímpares que o país já apresenta para: 1- descarbonizar ainda mais sua matriz elétrica; 2- ampliar e acelerar a integração de fontes renováveis não despacháveis; 3- assegurar que os investimentos necessários em expansão já sejam concebidos e realizados num contexto de maior variabilidade da fonte; 4- reduzir custos sociais e econômicos necessários para transformar o sistema elétrico brasileiro de forma a garantir elevada presença de geração renovável.

Introdução

As fontes renováveis não despacháveis (FRND), notadamente a energia solar e a eólica, têm apresentado, nos últimos anos, uma taxa significativa de crescimento na participação das matrizes elétricas em muitos países do mundo, como Alemanha, China, EUA e Japão. No Brasil, a expansão da eólica também se mostrou rápida e digna de nota, e a expectativa é que a energia solar siga o mesmo caminho nos próximos anos.

Porém, nos países onde as FRND têm apresentado um crescimento mais acelerado, uma série de desafios de ordem técnica, operacional e econômica têm surgido. Dada a natureza variável¹ dessas fontes, tem-se tornado relevante a adoção de medidas para garantir flexibilidade aos sistemas elétricos, tais como a adição concomitante de usinas despacháveis de geração elétrica, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, o investimento em adaptação, ampliação e reforço das redes de transmissão e distribuição, previsão climática e outros.

O risco que se corre ao não adotar tais medidas apresenta três dimensões: uma operacional, atinente à perda de segurança e confiabilidade do suprimento; outra econômica, com aumento dos custos sistêmicos; e ainda outra ambiental, relativa ao potencial aumento do despacho de fontes energéticas mais poluentes. Daí que a solução adotada em muitos países tem sido investir concomitantemente na adição das FRND e na implantação de medidas de flexibilidade.

Diante disso, mostra-se crucial também investigar como os desafios da integração das FRND se concretizam no Brasil, de modo a esclarecer quais caminhos precisam ser adotados no planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico nacional. Diferentemente de outros países, o Brasil é um sistema em expansão em que os investimentos podem ser pensados para favorecer a integração de fontes renováveis, evitando, desta maneira, alguns problemas enfrentados por países com sistemas já consolidados. Além disso, o país possui ampla experiência em lidar com maiores níveis de variabilidade (ainda que em dimensão mais lenta que a das FRND) visto a predominância de usinas hidrelétricas na matriz.

De modo a cumprir este objetivo, primeiramente, o IEMA realizou uma reunião técnica, no dia 26 de outubro de 2016, que teve por escopo discutir

os principais desafios operacionais associados à integração das FRND no sistema elétrico brasileiro, e que contou com a participação de representantes do governo, da sociedade civil, da academia e de entidades representativas dos segmentos do setor elétrico brasileiro. Como subsídio à esta reunião, compartilhamos previamente uma nota para discussão, que trazia os principais pontos atinentes ao assunto.

A reunião técnica dividiu-se em dois blocos. Tendo como escopo promover a discussão sobre os desafios do país à integração das FRND, a primeira parte dedicou-se a três apresentações técnicas – Kamyla Cunha do IEMA, Rafael Kelman da Consultoria PSR e Ricardo Gorini, diretor da Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), seguidas de discussão aberta entre os presentes. No período da tarde, realizamos uma dinâmica que teve por finalidade provocar a discussão e, com isso, mapear quais as decisões e iniciativas precisam ser tomadas no curto prazo (até 2018) para o adequado enfrentamento dos desafios colocados.

Como uma forma de ampliar o debate sobre esse tema e compartilhar os resultados da reunião técnica, nós elaboramos a presente Nota Técnica, que foi estruturada da seguinte forma:

- No Capítulo 1, discutimos os principais desafios à integração das FRND e apresentamos algumas das opções de flexibilidade que têm sido adotadas e apontadas para a integração das renováveis;
- No Capítulo 2, trazemos a discussão sobre os desafios à integração das FRND para o contexto brasileiro, olhando como as alternativas de flexibilidade se concretizam no país.
- Ao final, tecemos algumas considerações e conclusões.

Vale ressaltar que os resultados e contribuições da reunião técnica receberam destaque no documento, sendo inseridos em caixas de textos ao longo do documento.

Por fim, como se trata de um documento destinado a públicos diversos, buscamos, na medida do possível, incluir notas explicativas sobre termos e conceitos. Para tanto, destacamos tais termos em **laranja** e trazemos a respectiva nota explicativa como um boxe logo ao lado do termo.

¹ Utilizamos no texto variabilidade de maneira similar a intermitência, pois assumimos que em um sistema com grandes percentuais de FRNDs a intermitência, característica individual, implicará em maior variabilidade quando inseridas no sistema (IEA, 2014)

1. Características das fontes renováveis não despacháveis

O objetivo deste capítulo é apresentar alguns aspectos conceituais e técnicos que possam contribuir para a compreensão sobre os desafios à integração das FRND. Na medida do possível, buscamos fazer um paralelo sobre como tais desafios se verificam no contexto brasileiro, destacando-se as particularidades do setor elétrico doméstico.

1.1 Expansão das fontes renováveis não despacháveis

Os últimos anos têm presenciado uma forte expansão das fontes renováveis em muitos países no mundo. Segundo o REN21 (2016), estas fontes representaram aproximadamente 77% da capacidade instalada adicionada em 2015, terminando este ano com uma participação de 23,7% na matriz global de geração elétrica.

A eólica e a solar fotovoltaica têm despontado como as renováveis que mais crescem, (ver Gráfico 1 e Gráfico 2). Para se ter uma ideia, o apro-

veitamento da energia solar representou mais de 56% de todo o investimento em renováveis (incluindo geração elétrica e combustíveis e excluindo as grandes hidrelétricas) em 2015, mobilizando recursos da ordem de US\$ 161 bilhões, enquanto o investimento em energia eólica somou US\$ 110 bilhões, ou 38,3% do total (REN21, 2016).

Entre 2010 e 2014, a participação da geração solar na geração elétrica dos países da União Europeia aumentou mais de 130 vezes - saindo de 0,7 TWh para 92,3 TWh (EuroStat, 2016). O consumo bruto de energia elétrica gerada por renováveis chegou, em 2014, a 48% na Dinamarca, 28% na Alemanha, 33% na Itália e 52% em Portugal, segundo dados da União Europeia (EuroStat, 2016). A China e os EUA têm liderado a expansão no uso de renováveis na geração elétrica (excluindo hidrelétricas), chegando, respectivamente a 153 GW e 105 GW de capacidade instalada em 2014 (REN21, 2015), ver Gráfico 3.

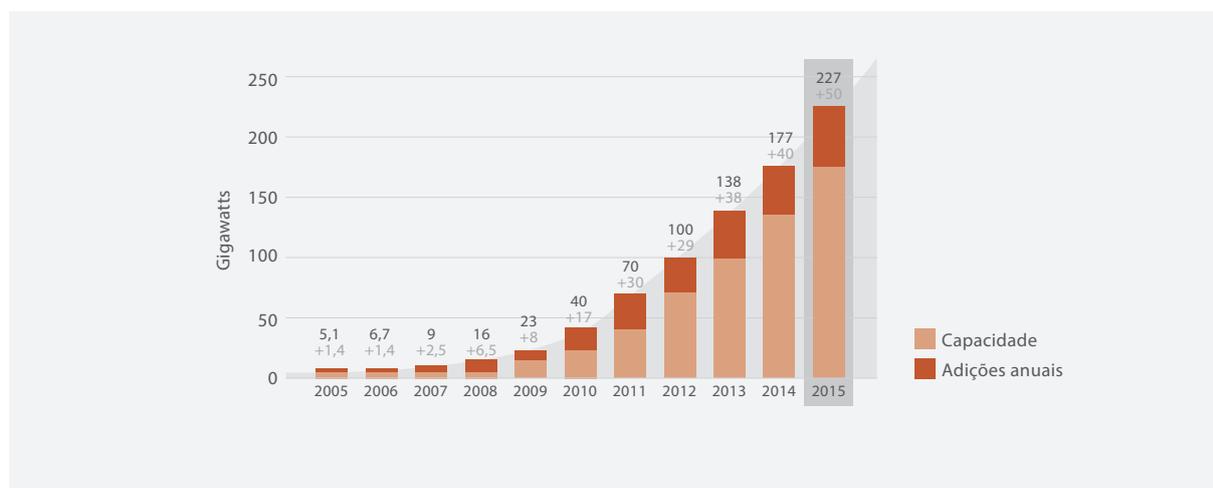


Gráfico 1 - Capacidade mundial e adições anuais de energia solar FV, 2005-2015. Fonte: REN21, 2016, p.62.

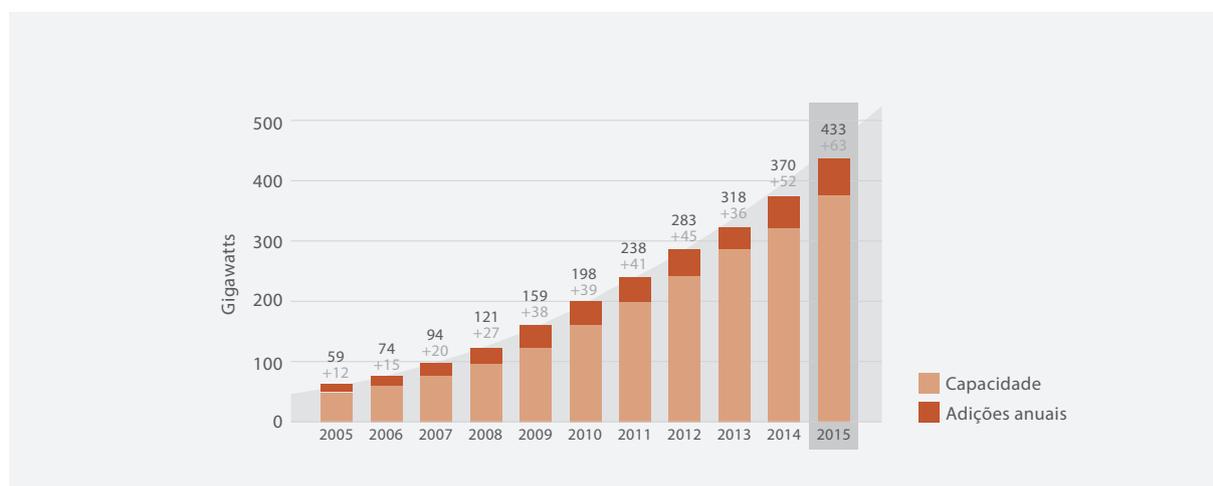


Gráfico 2 - Capacidade mundial e adições anuais de energia eólica, 2005-2015. Fonte: REN21, 2015, p.77.

O crescimento acelerado das FRND decorre, em parte, de um conjunto de políticas públicas estabelecidas visando não apenas à mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE), como também a ampliação dos mercados das tecnologias de geração renovável como oportunidades de expansão econômica e como alternativas para garantia da segurança energética².

O rápido desenvolvimento tecnológico e os ganhos de escala dessas fontes têm contribuído para a progressiva queda de seus custos, facilitando a sua adoção mesmo em países onde não são consideradas prioritárias para o investimento. Por exemplo, segundo dados da Bloomberg (2016),

projeta-se uma queda nos custos da eólica onshore (situadas em terra) da ordem de 41% até 2040.

Estes dados corroboram as mais variadas projeções que apontam o progressivo aumento da participação das renováveis não hídricas na geração elétrica em vários países do mundo (ver Gráfico 4).

Diferentemente da maior parte dos países, o Brasil historicamente apresentou uma matriz elétrica renovável, muito em função da majoritária participação da hidroeletricidade. Para lidar com a variabilidade dos regimes de chuvas, o país estruturou seu sistema elétrico a partir de três pilares fundamentais: geração hidrelétrica com reservatório, complementação térmica e um sistema de

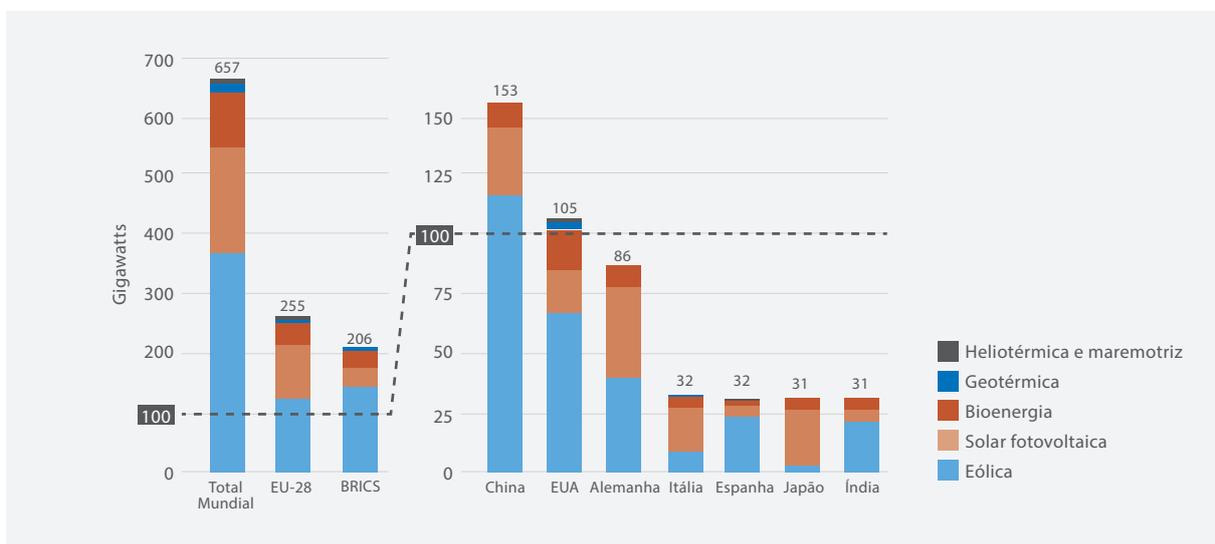


Gráfico 3 - Capacidade instalada de renováveis por fonte em 2014. Fonte: REN 21, 2015, p.33

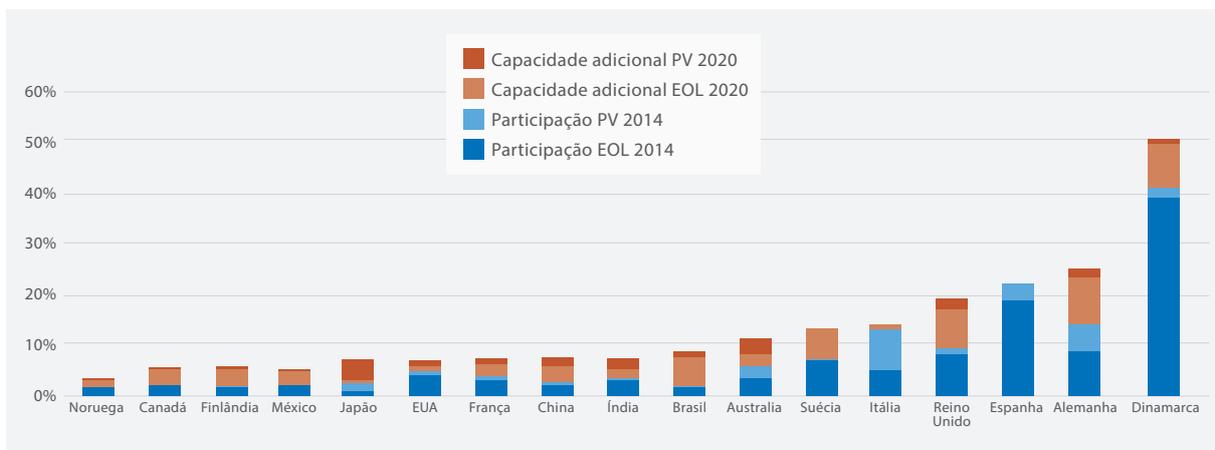


Gráfico 4 - Participação da geração a partir de solar fotovoltaica e eólica em 2014 e 2020 em países selecionados. Fonte: IEA, 2016, p.9.

² A esse respeito, é válido citar: o Energiewende, conjunto de medidas regulatórias e de incentivo determinadas pelo governo alemão com vistas ao atingimento de uma meta de 80% do consumo bruto de energia elétrica a partir de renováveis em 2050; o plano governamental Blueprint for a Secure Energy Future, que consolida as diretrizes para o setor de energia do Governo Obama, estabelecido em 2011; e o 13o Plano Quinquenal da China, a prever metas de aumentar a capacidade instalada de solar fotovoltaica para 150-200 GW e a de eólica para 250 GW até 2020 (White House, 2011, BMWi, 2010, Carbontracker, 2016).

transmissão de amplitude nacional e centralizado – o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Porém, a exemplo do que ocorre em outros países, a configuração do sistema elétrico brasileiro tem passado por significativas mudanças nos últimos anos. A quase totalidade das hidroelétricas recentemente construídas, em obras e planejadas é do tipo fio d'água, sem reservatório de regularização. Este é o caso das usinas hidroelétricas (UHE) de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

Também se tem verificado uma grande expansão das FRND, em especial, a eólica. Esta já é a terceira maior fonte no Brasil, responsável por 6% da capacidade instalada, detendo 9,5 GW da matriz elétrica nacional (BIG/ANEEL, 2016). A geração eólica só fica atrás das fontes hídrica (61%) e termelétrica movida a gás natural (9,3%) (EPE, 2016a). Ainda, do ponto de vista da geração, segundo o Balanço Energético Nacional, a fonte eólica foi responsável por 3,3% dos 581,5 TWh gerados no ano de 2015 (EPE, 2016). Dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicam um crescimento ainda maior desta fonte no curto prazo, já que há 3,3 GW de usinas eólicas em construção e mais 5,6 GW autorizadas pela ANEEL (BIG/ANEEL, 2016).

A existência de um grande potencial a ser explorado, de cerca de 350 GW (IEA, 2013a), sinaliza que ainda há muito espaço para a eólica crescer no país, inclusive para além das projeções oficiais. Estas, constantes do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apontam que a eólica chegará, em 2024, a 24 GW, o que representará 12% de toda a capacidade instalada brasileira (MME/EPE, 2015).

Ainda que corresponda 0,02% da capacidade instalada atual do Brasil, a geração solar fotovoltaica também tem apresentando taxas positivas de crescimento, notadamente, por meio da geração distribuída, a qual já conta com 32 MW instalados (nas modalidades micro e minigeração) (BIG/ANEEL, 2016). Segundo o PDE 2024, espera-se que a geração solar fotovoltaica chegue a 7 GW em 2024, contribuindo com 3% da capacidade instalada do país. O mesmo documento aponta um forte crescimento da modalidade distribuída, somando 1,3 GWp instalados no mesmo horizonte

(MME/EPE, 2015).

Tais projeções de crescimento da participação das energias eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira vão ao encontro das “pretendidas contribuições nacionalmente determinadas” (INDCs³), apresentadas pelo Brasil no âmbito das negociações em torno do Acordo de Paris, e que estabelecem como uma de suas metas expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar (EPE, 2016b).

1.2 Características das fontes renováveis não despacháveis

O crescente aumento das FRND nas matrizes elétricas de muitos países já atinge patamares⁴ que impõem desafios técnicos, operacionais e, conseqüentemente, econômicos, aos sistemas elétricos nacionais, incluindo o brasileiro. Em grande medida, estes desafios estão diretamente associados às seguintes características das renováveis não hídricas (IEA, 2014b):

- Incerteza quanto à previsão da disponibilidade dos recursos energéticos (vento, sol e biomassa);
- Elevado montante de investimento e baixo custo operacional;
- Distribuição desigual dos potenciais de geração no território;
- Modularidade;
- Maior dificuldade de manutenção dos **níveis de tensão** em patamares aceitáveis;
- Ausência de **sincronismo**.

NÍVEIS DE TENSÃO. São os valores de diferença de potencial que os sistemas de transmissão e de distribuição operam. Por exemplo, as redes das distribuidoras, em geral, operam em níveis de tensão de 127/220V. O desafio para integração de fontes renováveis é manter estes níveis em patamares de qualidade e confiabilidade adequados.

SINCRONISMO. É a capacidade de algumas unidades de geração elétrica de operarem como compensadores síncronos, ou seja, de manutenção da qualidade das ondas elétricas num nível que evita risco de curto-circuito, de autoexcitação e sobretensão transitória, e mantém o controle da tensão elétrica num regime permanente (Resolução ANEEL, 697/2015).

3 Sigla vem do inglês intended National Determined Contributions. 4 Segundo a IEA (2014), os desafios da integração das renováveis variáveis no sistema começam a se tornar relevantes quando estas chegam a 5 a 10% da geração anual.

1.2.1 Incerteza quanto à previsão da disponibilidade dos recursos energéticos

Tanto a energia solar fotovoltaica quanto a eólica são consideradas fontes renováveis não despacháveis, pois dependem diretamente das condições climatológicas. A disponibilidade tanto do vento quanto do sol pode variar de acordo com o tempo – as fontes seguem as características das estações do ano (chuvosa, seca) e até condições mais momentâneas, como presença de nuvens, etc. Como consequência, a possibilidade de contar com a geração eólica ou solar muda ao longo do tempo e de forma muitas vezes abrupta (IEA, 2014b).

Mesmo que estejam avançando rapidamente, os sistemas de previsão climatológica ainda não conseguem prover informações mais acuradas sobre as condições de vento e irradiação para horizontes de tempo mais longos, com impactos no planejamento da operação e do despacho. Diante dessa incerteza, os operadores dos sistemas elétricos precisam ter à disposição fontes despacháveis, que possam ser rapidamente acionadas caso as previsões climatológicas não consigam antever a disponibilidade do vento e do sol.

Além de desafios associados à previsão climatológica, a variabilidade provoca dois efeitos importantes para a operação do sistema – um efeito flexibilidade e outro utilidade. O primeiro está relacionado às mudanças de curto prazo na magnitude e na frequência da disponibilidade do recurso energético, sol e vento, levando a grandes variações na geração de eletricidade líquida. Para se precaver dessa instabilidade de curto prazo, os sistemas elétricos precisam contar com

reservas de geração, aptas a responder rápida e adequadamente à demanda (Cavados, 2015).

O efeito utilidade⁵ tem a ver com os impactos econômicos decorrentes da mudança nos fatores de capacidade das demais usinas instaladas no sistema (Cavados, 2015; IEA, 2014b; Agora, 2015). Este efeito associa-se ao deslocamento das fontes e também à ociosidade e a um parque inapto à nova realidade operacional. Em geral, quando disponíveis, as fontes eólica e solar entram no sistema devido ao seu baixo custo operacional, fazendo com que ocorra o deslocamento da **curva de mérito** para acionamento de outras fontes conforme o aumento incremental da demanda. Acontece que, dependendo da configuração do sistema elétrico, isso pode gerar aumento do custo operacional, uma vez que algumas dessas fontes foram planejadas e contratadas para gerar ou na **base** ou em **níveis intermediários de capacidade** (mid-merit plants). A reconfiguração do mix de geração pode resultar na necessidade de realocação dos custos associados (IEA, 2014b)⁶.

O Brasil também tem vivenciado aumento da variabilidade de sua matriz tanto por força do crescimento das FRND, como também, e principalmente, em função da adição de hidrelétricas do tipo fio d'água e, portanto, sem reservatório de regularização. As usinas hidrelétricas (UHE) a fio d'água, por prescindirem dos reservatórios, acabam tendo sua capacidade de geração elétrica mais dependente dos regimes de chuvas, apresentando maior sazonalidade entre períodos secos e chuvosos. Por exemplo, a vazão afluyente das UHEs Santo Antônio e Jirau é 7 vezes maior nos períodos molhados do que nos secos, e superior a 20

CURVA DE MÉRITO E CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO. A decisão do ONS sobre qual usina acionar para o atendimento da carga segue uma regra baseada na curva ou ordem de mérito. A ordem de mérito econômico configura um critério que o ONS deve seguir para decidir a ordem de autorização de despacho das usinas hidrelétricas e térmicas, tendo como diretriz macro a necessidade de garantia da modicidade tarifária. Este critério baseia-se no Custo de Operação Marginal (CMO), sendo este conceituado como “custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema” (Resolução da ANEEL 109/2004, anexo). O CMO é calculado a partir do processamento dos programas computacionais (NEWAVE, DECOMP), os quais consideram dados referentes aos custos e disponibilidade do combustível (Loureiro, 2009).

GERAÇÃO ELÉTRICA NA BASE E NA PONTA. Costuma-se denominar como geração “na base” aquela que se destina a suprir o montante de carga que é permanente ao longo do dia. Já a geração “na ponta” refere-se ao despacho que tem por objetivo atender os picos de carga, os quais, na média do Brasil, ocorrem no início da manhã e final da tarde.

NÍVEIS INTERMEDIÁRIOS DE CAPACIDADE. Capacidade das usinas de se adaptar aos diferentes patamares de carga de maneira modular, ou seja, operar em diferentes níveis de potência. Desta forma, as usinas com esta característica podem auxiliar o sistema de maneira dinâmica, respondendo às diferentes variações de oferta de energia elétrica ou de carga. Um exemplo seria uma usina de potência instalada de 100MW que consegue operar em faixas de potência intermediárias, por exemplo 40, 80 e 100MW.

⁵ Este efeito tem sido observado em países com predominância de geração de energia a partir de termelétricas inflexíveis e com a demanda de energia elétrica estável – mercados maduros. ⁶ Este efeito tende a ser inexistente ou pouco significativo no âmbito nacional, devido a demanda crescente e a capacidade de adaptação do sistema elétrico brasileiro (IEA, 2014).

vezes no caso de Belo Monte (PSR, 2015). Além da grande variabilidade sazonal da geração elétrica, a nova configuração do parque hidrelétrico brasileiro também tem reduzido a capacidade de regularização plurianual, ou seja, tem-se mostrado gradativamente menor o tempo com que se pode contar com a energia armazenada nos reservatórios para o atendimento da carga (ver Gráfico 5).

Os problemas associados à redução de capacidade de regularização têm sido acentuados devido às hidrologias recentes, as quais têm reduzido ainda mais a flexibilidade operacional do sistema elétrico e ampliado o despacho termelétrico no sistema (CCEE, 2016). Ainda que a qualidade do vento no Brasil se mostre melhor do em outros países, com fatores de capacidade médios equivalentes a 47%, maiores do

que a média mundial (ONS, 2016a), a disponibilidade desse recurso energético tem apresentado episódios de variações importantes ao longo dos dias e horas. É o que ilustram os Gráficos 6 e 7, mostrados pela PSR, em sua exposição durante a reunião técnica promovida pelo IEMA. O Gráfico 6 evidencia a ocorrência de variações próximas a 1000 MW entre 1º e 17 de junho de 2016, e destaca uma queda da disponibilidade da eólica de cerca de 1.500 MW no período de apenas 1 hora. Já o Gráfico 7 mostra diferenças significativas entre a previsão de disponibilidade do vento feita pelo ONS e o realmente verificado, tomando como exemplo dados da Região Sul coletados nos dias 06 e 07 de abril de 2016. Veja que essa diferença chegou a 900 MW, correspondente à capacidade instalada da Usina Hidroelétrica de Lajeado.

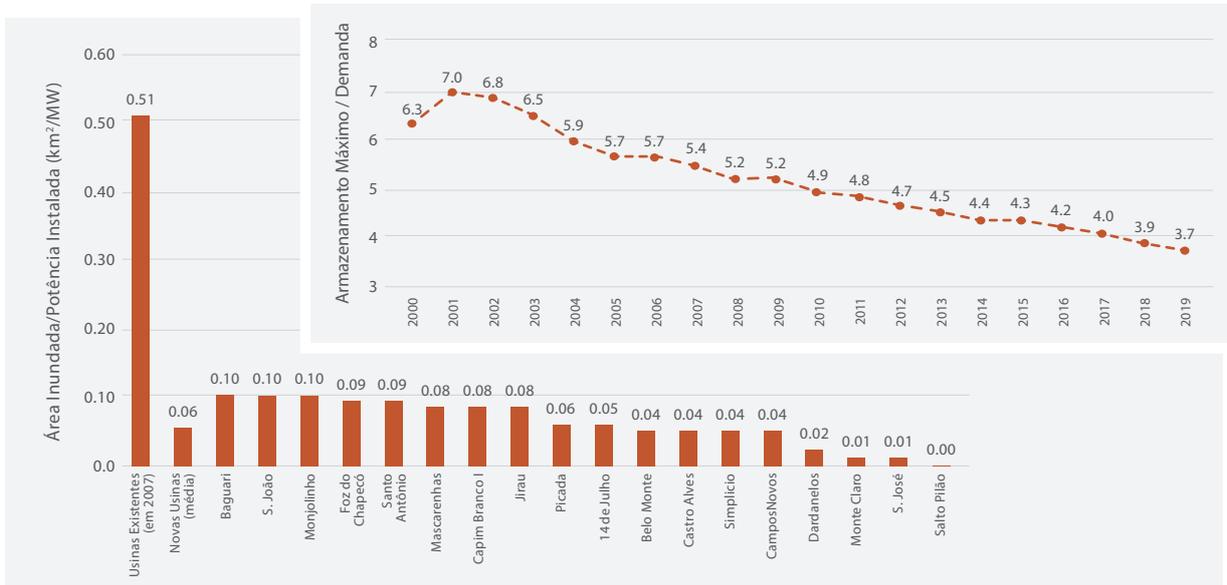


Gráfico 5 - Redução da capacidade de regularização (armazenamento máximo/demanda) e área inundada/potência instalada, em km²/MW – usinas selecionadas. Fonte: PSR, 2016.

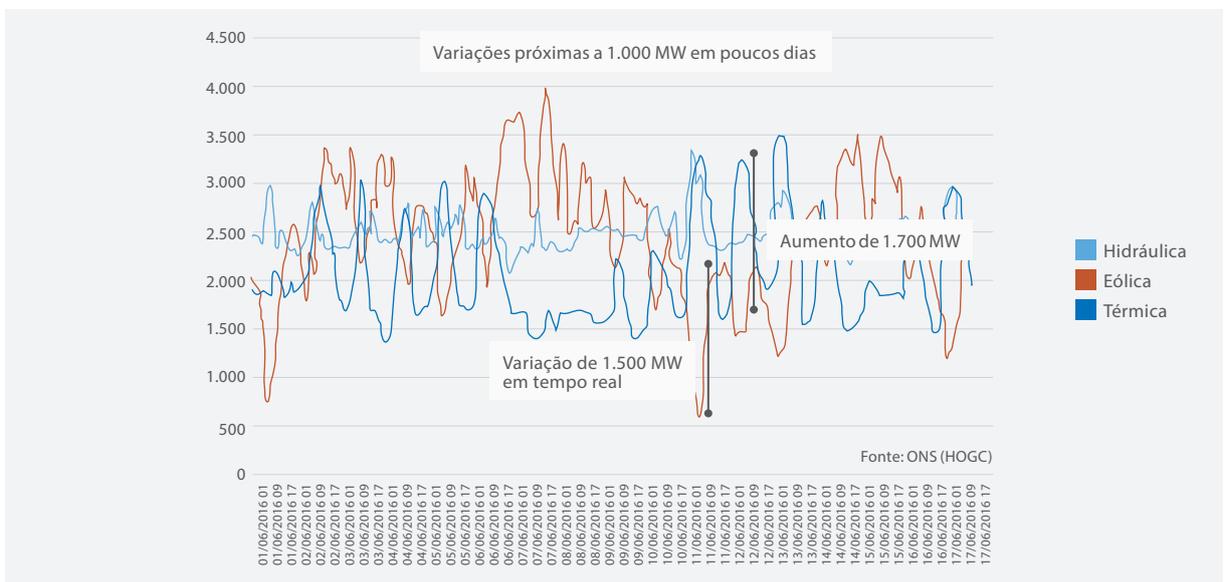
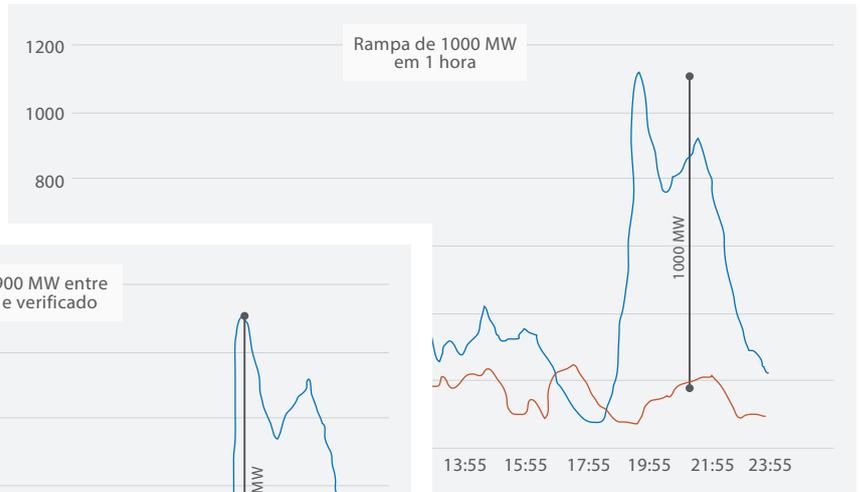


Gráfico 6 – Variação da disponibilidade do vento no período entre 1º e 17 de junho de 2016. Fonte: PSR, 2016.

Total Região Sul em 06 e 07/04/2016



Sistema Sul em 06/04/2016

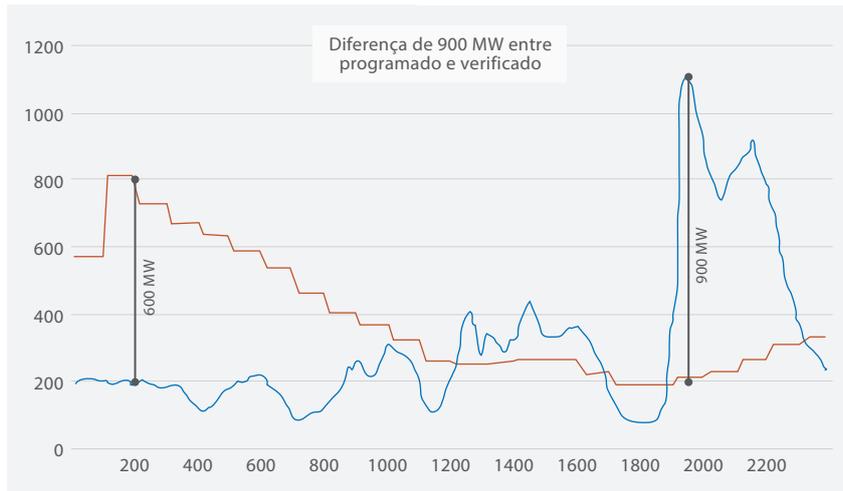


Gráfico 7 – Diferença entre a geração eólica estimada (programada pelo ONS) e a verificada, ocorrida na Região Sul do país, nos dias 06 e 07 de abril de 2016. Fonte: PSR, 2016.

Um dos impactos da variabilidade da disponibilidade do vento, já sentidos no Brasil, particularmente na região Nordeste, tem sido também uma maior variação no despacho de

usinas termelétricas⁷, tanto para garantia do suprimento da carga, como por razões elétricas (manutenção do **sincronismo**). É o que mostra o Gráfico 8.

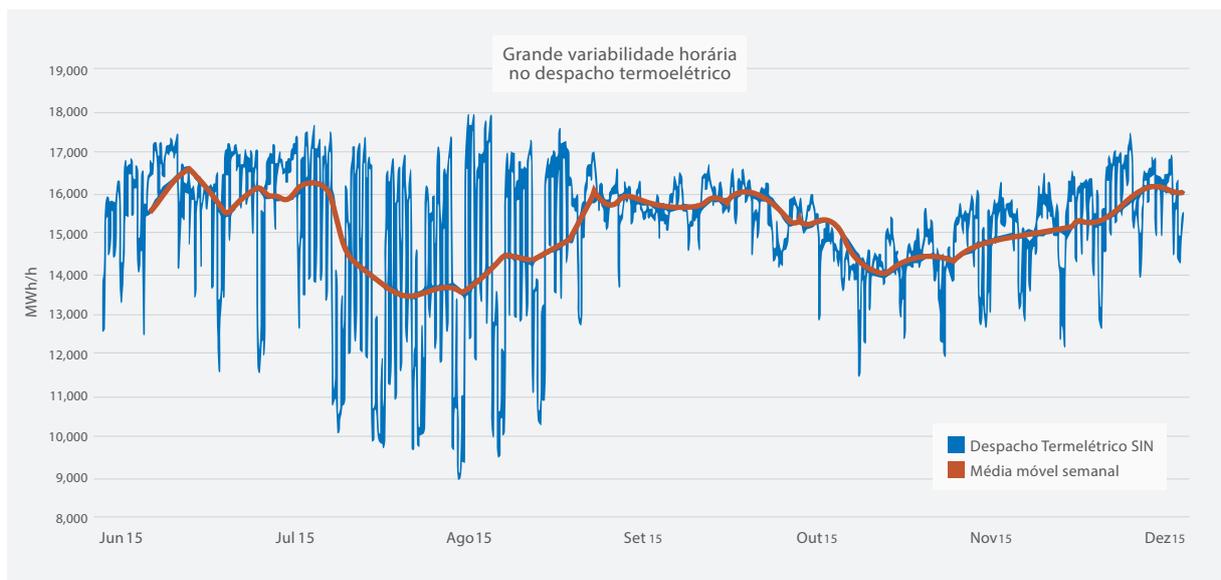


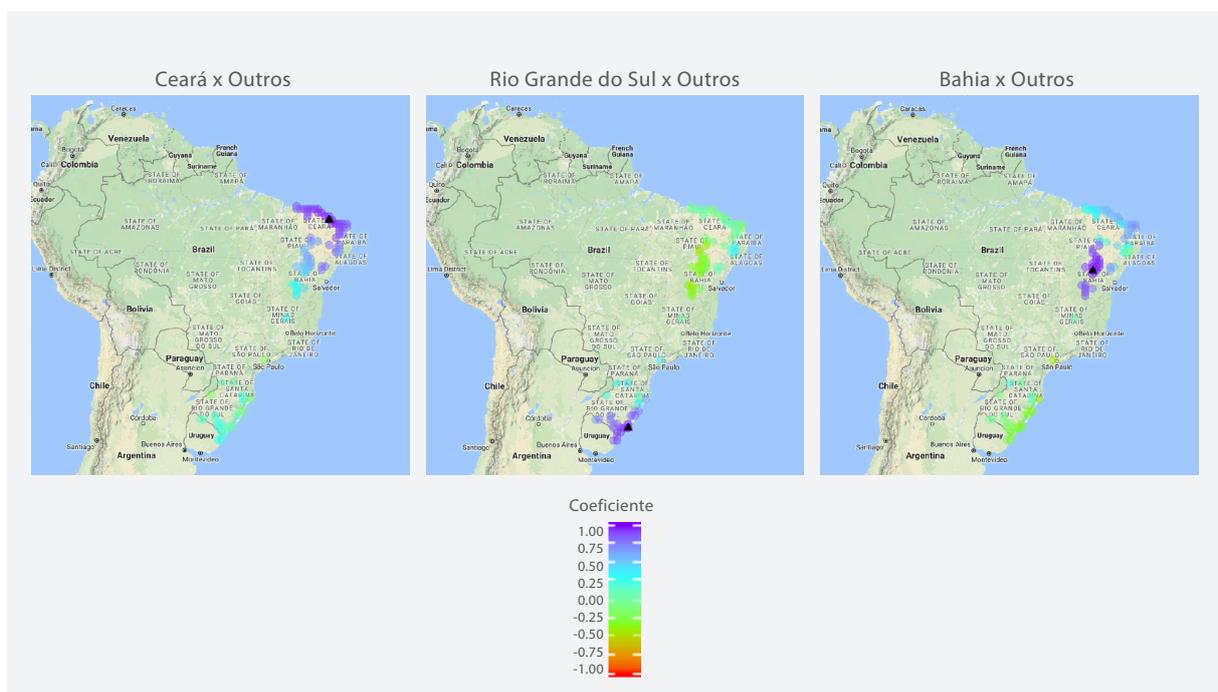
Gráfico 8 – Comportamento do despacho térmico entre junho e dezembro de 2015 (MWh/h). Fonte: PSR, 2016.

⁷ Cabe ressaltar que o aumento do despacho térmico também foi uma decorrência da baixa pluviosidade nas regiões Sudeste e Nordeste nos últimos anos, com maior agravamento dessa situação no Nordeste.

O problema é que o liga e desliga das térmicas aumenta a ocorrência dos arranques e impõe paradas não previstas para manutenções das usinas. Como consequência, provoca aumento dos custos de geração, com impactos negativos para todo o sistema. A qualidade dos ventos no Brasil, por outro lado, apresenta duas características que têm o potencial de reduzir o impacto da variabilidade da geração eólica – baixa correlação entre as regiões e complementação com a geração hidráulica. Vejamos. Ainda que concentrado em regiões específicas do país, o recurso eólico tem apresentado variação da disponibilidade entre essas regiões. Em outras palavras – os períodos de maior disponibilidade do vento são diferentes em cada região, permitindo que a baixa disponibilidade em uma área possa ser compensada pela boa disponibilidade em outra, para um mesmo período. É o que mostra o Mapa 1. Esta característica permite ao planejamento compor um portfólio de projetos, por meio de contratações, para aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir o custo global para toda a sociedade.

No Brasil, também é significativa a complementação sazonal que se verifica entre a disponibilidade do vento e o regime de chuvas. Ou seja, chove mais no verão e venta mais no inverno e na primavera. Este fato tende a ser positivo na medida em que reduz o impacto da cres-

cente variabilidade da matriz elétrica como um todo (Carvalho & Sauer, 2013, Ricosti & Sauer, 2013, Silva et al., 2013). Como pontua Tolmasquim (2016), a geração eólica nos períodos de baixa pluviosidade pode reduzir a necessidade de aproveitamento da energia armazenada nos reservatórios. Preservados, estes acabam por ter melhores condições de prover energia, inclusive, em situações de longos períodos de seca. O mesmo raciocínio vale para a energia gerada por biomassa da cana, que se concentra entre maio e novembro, no período de menor pluviosidade, que coincide, não por coincidência, com o período de safra. Estudos também revelam existência de complementação entre a geração hídrica e a solar fotovoltaica no Brasil. Em geral, a geração de energia solar é maior em períodos de seca, quando se reduz a capacidade de geração hídrica (Cabello & Pompemayer, 2013). A solar também pode contribuir para a redução dos impactos da variabilidade. Para o Brasil, principalmente durante o verão, o pico do SIN tem ocorrido entre as 12h e 17h devido à elevada utilização de aparelhos de ar condicionado e refrigeração, período este que coincide com os horários de maior produção de energia pelos painéis fotovoltaicos, os quais atuam como redutores de carga do sistema, poupando o despacho hidrotérmico (WWF, 2015).



Mapa 1 – Correlações entre a geração eólica dentro e entre regiões. Fonte: PSR, 2016.

1.2.2 Elevado custo de investimento e baixo custo operacional

Conforme esclarece a IEA (2014b), a energia elétrica gerada pelas fontes eólica e solar tem um custo de operação praticamente nulo (já que o vento e a radiação são gratuitos), deslocando o despacho de fontes mais caras (geralmente termoelétricas) para os momentos de pico de demanda. Isso acaba levando à ociosidade, nos momentos de abundância, das plantas de geração mais caras. Já nos momentos de escassez das FRND, será preciso contar com a geração mais cara. Como consequência, os custos de geração passam a apresentar uma maior flutuação, o que pode gerar impactos na contabilização dos custos sistêmicos e consequente alocação tarifária.

O grande desafio que se coloca neste item é o potencial de financiamento destes projetos, sua consequente viabilidade econômica, e, também, a necessidade da realização de investimentos que ampliem a flexibilidade operacional do sistema. Desta forma, evita-se a ociosidade de usinas de geração e por consequência reduz-se os custos totais do sistema, mitigando efeitos indesejados para a sociedade.

No Brasil, o planejamento da operação e as decisões sobre o despacho têm um papel fundamental na formação dos preços do mercado de energia elétrica. Isso se deve ao fato de que o assim chamado **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)** é o indicador usado para promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no **Mercado de Curto Prazo (MCP)**. O PLD também é usado para apurar os pagamentos devidos pelo uso de **energia de reserva**, para determinar os valores a serem pagos pelos agentes de distribuição aos geradores em função dos **contratos por disponibilidade**, para estruturar os ajus-

tes em função das diferenças de preços entre os submercados, etc. (CCEE, s/data).

O PLD tem valores mínimos e máximos estabelecidos por regulação da ANEEL, mas sua definição pode ser aproximada, com limitações, ao **custo marginal de operação (CMO)**, ou seja, o custo adicional de crescer ao despacho a geração de mais uma unidade de energia elétrica.

O cálculo do CMO depende diretamente dos modelos computacionais usados para a determinação do despacho das usinas elétricas, sendo os dois principais o NEWAVE e o DECOMP (CCEE, s/data). Em linhas muito gerais, estes modelos usam bases estocásticas para estimar qual a composição ótima, em termos de custos, da geração elétrica. No caso brasileiro, a determinação do CMO e, portanto, do PLD, tem-se dado em periodicidade semanal.

Tais modelos, porém, não consideram adequadamente as FRND. Atualmente, a geração dessas fontes tem sido inserida nos modelos do mesmo modo que as demais fontes não despacháveis, como as térmicas inflexíveis (Angra I e II, parcelas inflexíveis das usinas a carvão, inflexibilidade contratual, etc.), gerando um desconto da carga de energia e menosprezando variações que podem ocorrer mais próximas à operação real do sistema. Desta maneira, realizar a formação de preços a partir de menores intervalos e adotar diferentes patamares de preços será cada vez mais necessário no sistema.

Como visto, a variabilidade das fontes solar e eólica é tanto sazonal como horária. À medida que essas fontes cresçam na matriz elétrica, essa variabilidade tende a influenciar diretamente os custos de operação do sistema elétrico. Por essa razão, é preciso adaptar o planejamento da operação de modo a que o cálculo do CMO capture esse fator, o que só ganha relevância se também forem considerados tempos meno-

PREÇOS DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD). É utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado determinado semanalmente para cada patamar de carga e por submercado, limitado por um preço mínimo e máximo determinado pela ANEEL. Para saber mais detalhes, acesse: http://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf.

MERCADO DE CURTO PRAZO (MCP). É o ambiente, gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica que foram gerados além da garantia física ou abaixo da garantia física dos geradores participantes do setor elétrico brasileiro. É que, neste, todos os contratos de fornecimento de energia, seja no âmbito de contratação regulada, seja no âmbito de contratação livre, são firmados tendo como base a garantia física de cada usina, ou seja, o mínimo que tecnicamente esta pode gerar de forma segura. Como o despacho é determinado de forma centralizada pelo ONS, é comum ocorrer situações em que as usinas precisam gerar a mais ou a menos do que foram contratadas (ou seja, em montantes maiores ou menores do que sua garantia física). No MCP, a CCEE, que tem acesso à informação de todos os contratos firmados no setor elétrico, faz a contabilização, de modo que as geradoras que foram despachadas a mais, possam ser compensadas, e as que foram despachadas a menos devam pagar o déficit de geração.

res de cálculo (em base horária, por exemplo) (Mota, 2014).

A adequação dos modelos também é importante porque torna o planejamento da operação mais sensível às oportunidades de complementação entre as FRND e a hidroeletricidade, além de permitir ao operador gerenciar os reservató-

rios das hidrelétricas a partir da geração pelas FRND (El-Herietal., 2016).

Outro impacto previsto é a possibilidade de aumento da discrepância dos PLD dos diferentes submercados. Esse risco é maior no caso da Região Nordeste, onde está concentrada a geração eólica.

ENERGIA DE RESERVA. É a energia contratada por meio dos leilões de energia de reserva, que têm como objetivo contratar a usinas que podem elevar a segurança no suprimento de energia ao SIN. Por meio destes leilões, podem ser contratados empreendimentos à biomassa, solar, eólica ou PCHs, cujo fornecimento de energia é formalizado por contratos firmados entre os empreendedores de geração e a CCEE, a qual entra representando todos os consumidores (distribuidoras, consumidores livres e especiais). O custo da geração de reserva é rateado entre todos os consumidores na proporção de seu consumo, e transformados num encargo (encargo de energia de reserva – EER), que, no caso das distribuidoras, entra no cálculo da tarifa ao consumidor final. O recolhimento do EER destina-se a uma conta, gerenciada pela CCEE, e da qual são retirados os valores a serem pagos aos geradores.

CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE. Os empreendedores dos projetos de geração vencedores dos leilões de energia, realizados no ambiente de contratação regulada, precisam firmar contratos de fornecimento da energia com as distribuidoras. Tais contratos podem ser de dois tipos – por quantidade e por disponibilidade. A maior diferença entre eles é que, nos contratos por disponibilidade, o risco hidrológico é arcado pelas distribuidoras e não pelos geradores. E isso é feito dividindo a remuneração do gerador em dois componentes. O primeiro é uma receita fixa anual, destinada a cobrir os custos fixos da usina, as despesas de depreciação e os custos do capital investido, bem como todos os gastos relativos à inflexibilidade da usina (ou seja, os custos associados à necessidade de a usina manter uma geração elétrica mínima, seja por restrições técnicas ou contratuais). Essa receita é estabelecida no próprio leilão de energia. O segundo componente da remuneração é variável e cobre os custos variáveis de operação e manutenção (como, por exemplo, aquisição do combustível), devendo ser arcado pela distribuidora. Por exemplo, como o despacho das térmicas pode variar muito em função da necessidade de complementação da geração hidrelétrica (e crescentemente da eólica), todo o custo que advém dessa geração variável deve ser pago pela distribuidora.

1.2.3 Distribuição locacional desigual

Em geral, os potenciais eólicos e de irradiação não se encontram homoganeamente distribuídos no território, havendo “hotspots” de geração, os quais, nem sempre, coincidem com os centros de carga. Este é o caso do Brasil, particularmente, no que toca à fonte eólica, concentrada no Nordeste e em parte da Região Sul, conforme dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et al., 2001).

Conforme tratado no item 1.2.1, esta característica pode ser atenuada pela constituição de bons portfólios também pelo aproveitamento modular dos recursos e pela otimização de linhas de transmissão.

1.2.4 Modularidade

As plantas de geração solar e eólica têm uma característica modular, podendo ser instaladas em unidades extremamente pequenas, de baixíssimas capacidades instaladas, o que as torna atrativas para a geração distribuída. Acontece que a expansão dessa modalidade de geração pode provocar impactos nos sistemas de distribuição. Há questões técnicas como, por exemplo, o fato de o **fluxo de energia passa a ser**

bidirecional. Isso significa que a energia excedente também pode voltar à rede de distribuição. Existem ainda aspectos econômicos como a mudança de relação entre consumidores e fornecedores de energia, já que os primeiros também podem produzi-la.

No Brasil, o potencial de exploração da energia solar fotovoltaica na modalidade mini e microgeração distribuída é significativo. Dados apresentados por Ricardo Gorini, em sua exposição na Reunião Técnica promovida pelo IEMA indicam uma potência instalada projetada para 2050 que pode chegar a 118GWp, considerando um cenário de “novas políticas” (ver Gráfico 9).

FLUXO BIDIRECIONAL DE ENERGIA. Com a inserção da geração distribuída no Brasil, inclusive nas modalidades mini e microgeração, as empresas distribuidoras precisam adequar as suas redes de distribuição, de modo a permitir que a energia elétrica possa ser transportada da central distribuidora até o consumidor final e vice-versa. Isso pressupõe a instalação de medidores aptos a captar o fluxo de energia nas duas direções, bem como a reestruturação dos procedimentos de segurança das distribuidoras e adequação dos controles da tensão. Demanda também o desenvolvimento de mecanismos de comunicação da informação sobre a geração/consumo destinados a tornar essa relação mais eficiente, o que faz parte das denominadas redes inteligentes (CGEE, 2012)

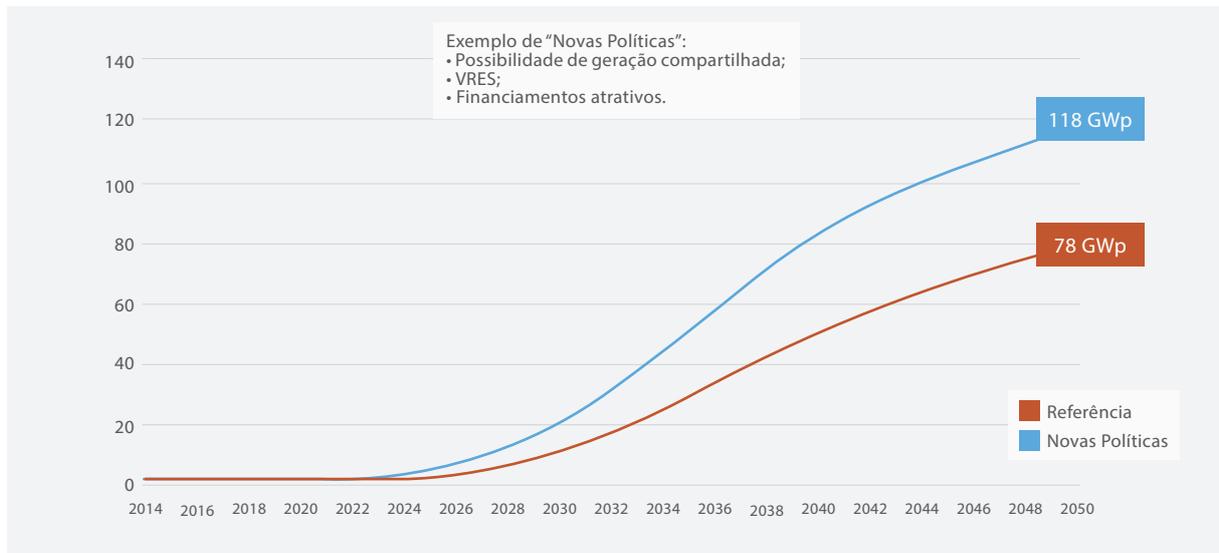


Gráfico 9 – Potência instalada fotovoltaica distribuída acumulada (GWp). Fonte: EPE, 2016c.

1.2.5 Patamares de tensão

Tradicionalmente, o planejamento da rede de distribuição é feito na medida ótima de acomodação da demanda, ou seja, os níveis de tensão das redes são ajustados a uma perspectiva de fluxos médios. Porém, em cenários em que a geração distribuída cresce significativamente, será necessária adequar a rede, para que ela ganhe robustez e maior capacidade de segurar fluxos de energia em momento de maior e menor abundância e em ambas as direções (IEA, 2014b). Certamente, a rede de distribuição será mais exigida podendo ou não haver desgaste acelerado de componentes presentes na rede.

1.2.6 Ausência de sincronismo

As plantas convencionais de geração, tais como as hidrelétricas e as térmicas têm um papel importante na manutenção dos níveis de frequência dos fluxos elétricos, o que é chamado **sincronismo**, garantindo estabilidade para o sistema. Trata-se dos denominados **serviços ancilares** (ONS, 2009). No entanto, as FRND não apresentam essa qualidade, exigindo tanto o desenvolvimento tecnológico para adaptação dos

equipamentos solares e eólicos quanto uma nova regulação dos serviços ancilares (IEA, 2014b).

No Brasil, a garantia de sincronismo está inserida nos serviços ancilares e submete-se aos Procedimentos de Rede, regulados pela ANEEL e fiscalizados pelo ONS. Segundo tais procedimentos, todas as usinas geradoras aptas a operar como compensadores síncronos devem firmar contratos de prestação de serviços ancilares (CPSA). O recebimento pelo serviço é feito por meio dos encargos de serviços do sistema (ESS), contabilizados e liquidados no âmbito da CCEE. E, para seu cálculo, é feita a apuração do serviço pelo ONS, em periodicidade mensal (ONS, 2009).

A inserção mais acelerada das FRND demandará uma nova configuração dos serviços ancilares capaz de garantir sua expansão o que pode exigir a revisão da regulação pela ANEEL e dos Procedimentos de Rede hoje (2016) em vigor.

A variabilidade natural das FRND, a incerteza quanto à previsão da sua disponibilidade, a sua distribuição desigual no território, a ausência de sincronismo, bem como sua modularidade, impõem aos planejadores e operadores dos sistemas elétricos o desafio da flexibilidade.

SERVIÇOS ANCILARES. São outros serviços prestados pelas geradores de energia para além da geração elétrica em si, que têm, em linhas gerais, a finalidade de garantir a segurança do sistema elétrico. Incluem, por exemplo: o autorrestabelecimento integral (capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico), o controle secundário de frequência (controle realizado por unidades geradoras e destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas), o Sistema Especial de Proteção (abrange os Esquemas de Controle de Emergência –ECE e Esquemas de Controle de Segurança – ECS, que a partir da detecção de condição de risco para o sistema elétrico, realiza ações automáticas para preservar a integridade de transmissão do SIN ou dos seus equipamentos), e o sincronismo (Resolução ANEEL 697/2015).

2. Alternativas de flexibilidade

O objetivo principal deste capítulo é o de trazer insumos para a discussão sobre a implementação, no Brasil, de medidas de flexibilidade aptas a garantir a expansão das renováveis não despacháveis, de forma operacionalmente segura, socialmente justa e ambientalmente sustentável.

Para isso, este capítulo foi assim estruturado:

Primeiramente, apresentamos os principais mecanismos de flexibilidade que têm sido adotados nos países onde as FRND já estão provocando impactos nos sistemas elétricos;

Feito isso, destacamos as contribuições feitas na Reunião Técnica promovida pelo IEMA, as quais abordam caminhos possíveis para o aumento da flexibilidade no Brasil.

2.1 Opções de flexibilidade

Flexibilidade aqui é entendida como a habilidade de um sistema elétrico de responder rapidamente às mudanças entre a oferta e a demanda de energia, garantindo segurança no suprimento de forma custo-efetiva (IEA, 2016). Flexibilidade tem a ver, assim, com a maior ou menor presença de recursos flexíveis, ou seja, medidas que agregam ao sistema elétrico a capacidade de adaptação ao balanço entre consumo e geração no menor tempo e com o menor custo possível (Papaefthymiou et al., 2014, Cavados, 2015).

Os recursos de flexibilidade podem ser classificados em cinco categorias, listadas a seguir e sintetizadas na Figura 1 (Papaefthymiou et al., 2014):

- **Suprimento:** trata-se de fontes e tecnologias de geração elétrica que podem ser acionadas de forma rápida, para atendimento da carga em momentos de indisponibilidade das fontes eólica e solar;
- **Armazenamento:** são tecnologias e ferramentas que permitem o armazenamento de energia, tanto no lado da geração quanto da demanda. Fala-se, por exemplo, das hidrelétricas convencionais, das hidrelétricas reversíveis, das baterias, etc;
- **Infraestrutura das redes:** são medidas tomadas para dar amplitude, robustez e confiabilidade aos sistemas de transmissão e distribuição;
- **Demanda:** refere-se a mecanismos de gerenciamento da demanda que permitem maior controle da carga, tais como sinais tarifários diferenciados por período do dia, contratos de fornecimento de energia a grandes consumidores que prevejam maior flexibilidade no suprimento, etc.
- **Sistema:** refere-se a melhorias na operação do sistema elétrico interligado, por meio de medidas regulatórias, políticas e técnicas.

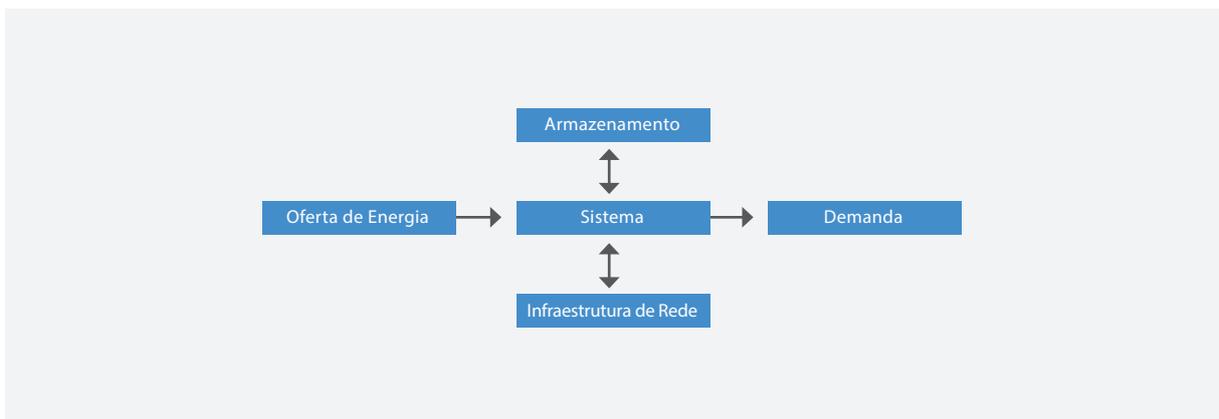


Figura 1 – Categorias de opções de flexibilidade. Fonte: Papaefthymiou et al., 2014, p.8

2.2 Suprimento - Fontes despacháveis

Todo sistema elétrico deve contar com fontes de energia rapidamente despacháveis. Tradicionalmente, esta energia de reserva sempre foi planejada para os casos de problemas pontuais na geração (por exemplo, paradas periódicas para manutenção ou paradas forçadas) ou na transmissão. A inserção das FRND, por adicionar variabilidade e incerteza ao sistema, acaba por reforçar a necessidade dessa energia disponível.

As fontes flexíveis, também chamadas tecnologias despacháveis, precisam apresentar algumas características (IEA, 2014b):

- Capacidade de ajustar a geração em diferentes níveis: é a possibilidade de ajuste de níveis de geração, que podem ser dosados conforme a necessidade do sistema. As tecnologias flexíveis precisam ser aptas a rapidamente aumentar ou diminuir a geração de eletricidade, ou mesmo serem desligadas.

- Carga em rampa (ramping): é a velocidade com que os níveis de geração podem ser mudados. Quanto maior for esta velocidade, maior o nível de flexibilidade da fonte (ver Gráfico 10).
- Tempo de espera (lead time): é o tempo de start-up da planta de geração. Quanto maior a rapidez de acionamento da planta, maior a sua flexibilidade. Fala-se, por exemplo, em tempos de acionamento bem curtos, de 15 a 30 minutos. As usinas com resposta mais rápida são as hidrelétricas, que entram em intervalos bem pequenos. Usinas a gás quando operadas em ciclo aberto, tem partidas rápidas. Já em ciclo combinado, há uma demora maior para a partida pois é necessário atingir condições de pressão adequadas para a produção com as turbinas a vapor. Por último centrais a carvão que, em comparação, possuem resposta normalmente mais lenta.

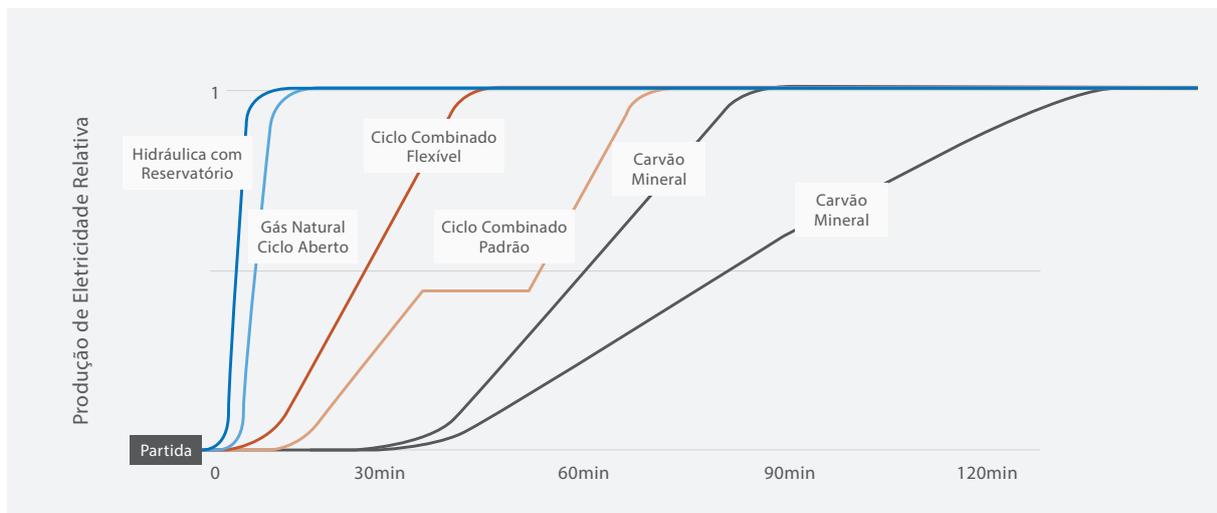


Gráfico 10 – Comparação da carga em rampa de diferentes tecnologias de geração térmica. Fonte: baseado em IEA, 2014b, p.131.

São, assim, consideradas inflexíveis as usinas nucleares, as térmicas a carvão⁸, algumas turbinas que usam óleo ou gás natural como combustível para caldeira, bem como aquelas que, por contratos de suprimento de combustível (take-or-pay), precisam manter uma operação mínima. Também são inflexíveis as usinas a base de energia geotérmica (Cavados, 2015).

São flexíveis alguns tipos de térmicas de ciclo combinado (gás natural) e algumas tecnologias de

geração com carvão, biomassa, biogás, solar concentrada. Para que tenham flexibilidade adequada, estas plantas precisam ser desenhadas e tecnologicamente adaptadas para estarem aptas para ajustar o nível de geração às flutuações da carga e para ter rapidez de acionamento (IEA, 2014b).

São altamente flexíveis as hidrelétricas com reservatórios, as térmicas a combustão a gás natural (GN), as turbinas a GN aeroderivativas e térmicas rodando com ciclo Brayton (IEA, 2014b).

⁸ Conforme esclarece a PSR, a Alemanha tem conseguido dar flexibilidade ao seu parque termoeletrico a carvão e nuclear, por meio da venda do excesso de oferta no balancing market compensando venda menor de energia no day-ahead wholesale Market (PSR, 2016).

O Brasil já conta com um parque elétrico bastante flexível, muito em função de parte majoritária da capacidade instalada ser composta por usinas hidrelétricas. Porém, como visto no Capítulo 1, com o crescimento da demanda, a tendência é que esta fonte perca participação na matriz elétrica brasileira, fazendo com que seja necessário buscar alternativas.

Na pesquisa bibliográfica realizada, a principal alternativa de flexibilidade que tem sido colocada para o caso brasileiro é a complementação térmica, tanto na base, quanto na ponta. Esta, inclusive, tem sido a orientação explicitada nos documentos de planejamento da operação, como o Plano de Operação Energética (PEN) 2016/2020, do ONS (ONS, 2016c).

QUADRO 1 – CONTRIBUIÇÕES DADAS NA REUNIÃO TÉCNICA: FONTES DESPACHÁVEIS

Papel da termoeletricidade. A maior parte das contribuições dadas na Reunião Técnica também girou em torno do papel que a termoeletricidade tende a ocupar como principal fonte flexível. A esse respeito, levantou-se dois caminhos possíveis (e que não se colocam como excludentes):

- Inserção de térmicas na base, de forma a liberar as hidrelétricas para modulação do sistema, ou seja, estas passariam a ser usadas para despacho nos momentos de indisponibilidade das FRND, dada sua alta flexibilidade. Também diminuem necessidade de regularização do sistema, o que pode compensar a perda relativa da capacidade das novas hidrelétricas, que operam a fio d'água (sem operação de níveis).
- Investimento em térmicas flexíveis, cuja capacidade de partida rápida lhes permitiria serem acionadas nos momentos de indisponibilidade das FRND.

Opções energéticas. As opções energéticas men-

cionadas na Reunião Técnica foram a biomassa e o gás natural. No que diz respeito à primeira, pontuou-se a necessidade de aprofundamento da análise quanto ao seu papel para proporcionar flexibilidade na geração termoelétrica. Relativamente ao segundo, destacou-se a importância de melhorar a integração da regulação do setor de petróleo & gás com a do setor elétrico.

Mudanças regulatórias. Também foram colocadas algumas medidas regulatórias que já podem ser tomadas:

- Regulação específica para usinas híbridas (solar/eólica, eólica/biomassa, etc.), de modo a tornar o processo de autorização mais eficiente. Tais usinas permitem tirar o máximo proveito da diversidade na disponibilidade dos recursos energéticos, diminuindo os picos de variação dessa disponibilidade.
- Incentivos à geração elétrica destinada à ponta.

2.3 Armazenamento

Entende-se por armazenamento todas as tecnologias que conseguem absorver energia elétrica por um período e depois retornar esta energia para o sistema. O armazenamento pode ser mecânico, eletroquímico, eletrônico e químico (IEA, 2014b, p.139).

O armazenamento mecânico refere-se a tecnologias que convertem energia elétrica em energia mecânica. É o caso das hidrelétricas reversíveis e do armazenamento de energia por ar comprimido (CAES). As hidrelétricas reversíveis são a tecnologia de armazenamento que está em estágio mais maduro, porém, ainda apresentam altos custos de investimento, além de terem restrições locais (demandam quedas d'água mais intensas). Igualmente possuem restrições de ordem ambiental e social significativas (Pa-

paefthymiou et al., 2014).

As baterias são as principais tecnologias de armazenamento eletroquímico. Têm sido desenhadas para uso tanto no segmento de distribuição (de menor porte, modulares), quando para atendimento na geração (de maior porte). Porém, trata-se de tecnologia ainda em etapa de amadurecimento tecnológico, havendo aspectos que precisam ser melhor desenvolvidos, como a densidade energética, tempo de vida, capacidade de recarga, segurança, reciclagem/disposição final e custos (IEA, 2014b).

No armazenamento eletrônico, pode-se usar tecnologias que apresentam campos eletrônicos ou magnéticos estáticos para armazenar eletricidade. Fala-se de supercapacitores e de armazenamento supercondutor de energia mag-

nética (SMES). Também estão em fase de amadurecimento tecnológico e ainda apresentam altos custos de investimento.

Esta também é a situação das tecnologias de armazenamento químico, como a eletrolise (IEA,

2014b). A grande diferença entre essas diferentes tecnologias de armazenamento refere-se ao volume que pode ser estocado por cada uma e a velocidade com que a energia estocada poder ser acionada, conforme ilustra a Figura 2.

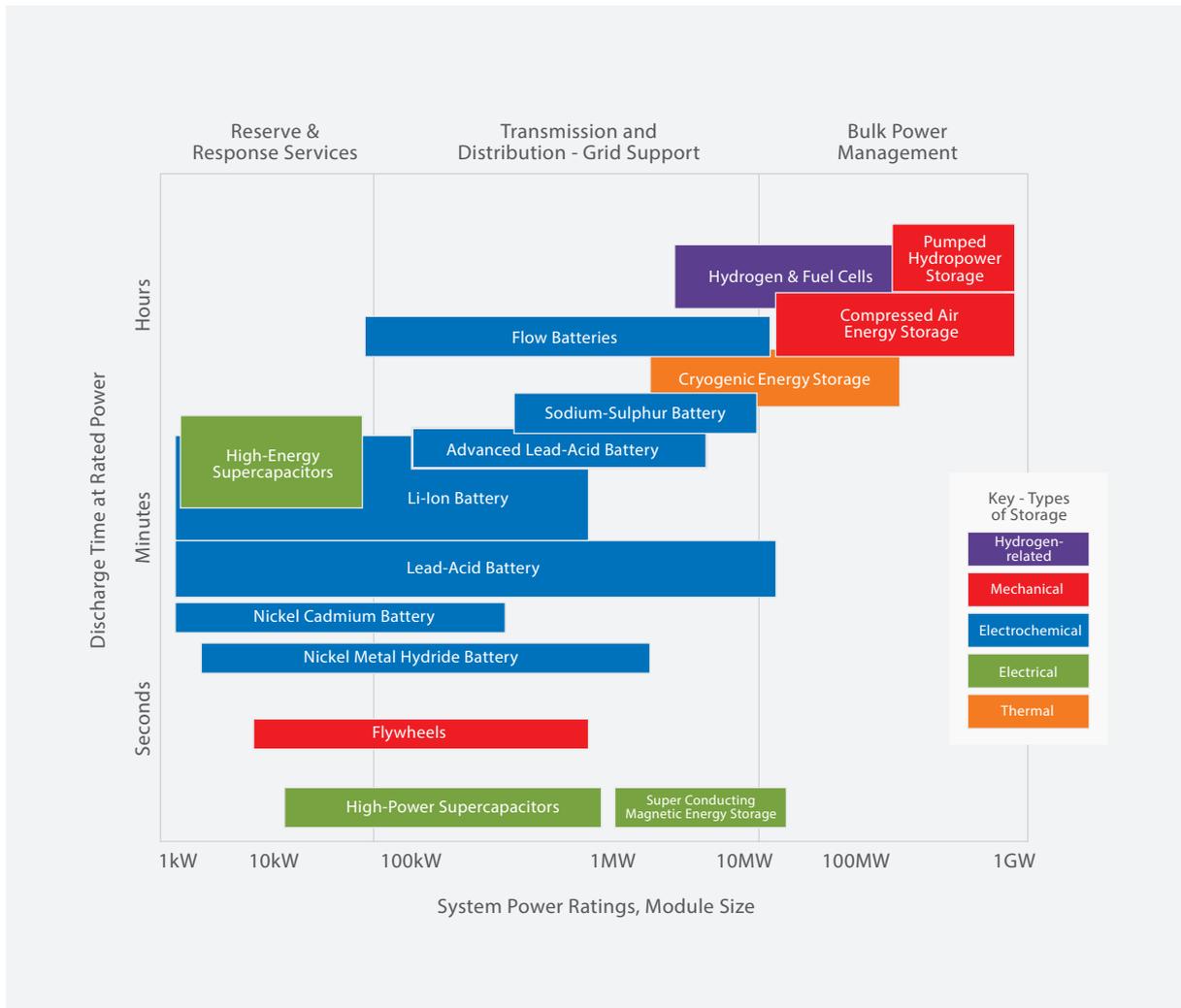


Figura 2 – System power ratings. Fonte: Mazemgarb, 2013.

No contexto brasileiro, as hidroelétricas com reservatório têm exercido importante função de armazenamento de energia. Isso tem garantido ao sistema elétrico nacional uma certa segurança no suprimento. Porém, como mencionado, a expansão da capacidade instalada de hidroeletricidade a partir de usinas a fio d'água tem progressivamente reduzido o potencial de armazenamento do sistema, conforme apresenta o Gráfico 11.

Uma das alternativas de armazenamento que mais tem sido discutida no Brasil, inclusive com projetos em concepção, são as hidroelétricas

reversíveis. O PEN 2016/2020 chega a recomendar que sejam avaliadas medidas para adequação de usinas com potencial de reversibilidade (ONS, 2016c). O interesse ocorre, sobretudo, em áreas elétricas onde estão localizadas fontes intermitentes. Por exemplo avaliar a possibilidade de usina reversível que utilize água do rio São Francisco como forma de controlar variabilidade das eólicas do interior da Bahia.

Outras opções, como as baterias, o armazenamento químico e a eletromobilidade ainda estão em estágios bem prematuros de discussão no país.

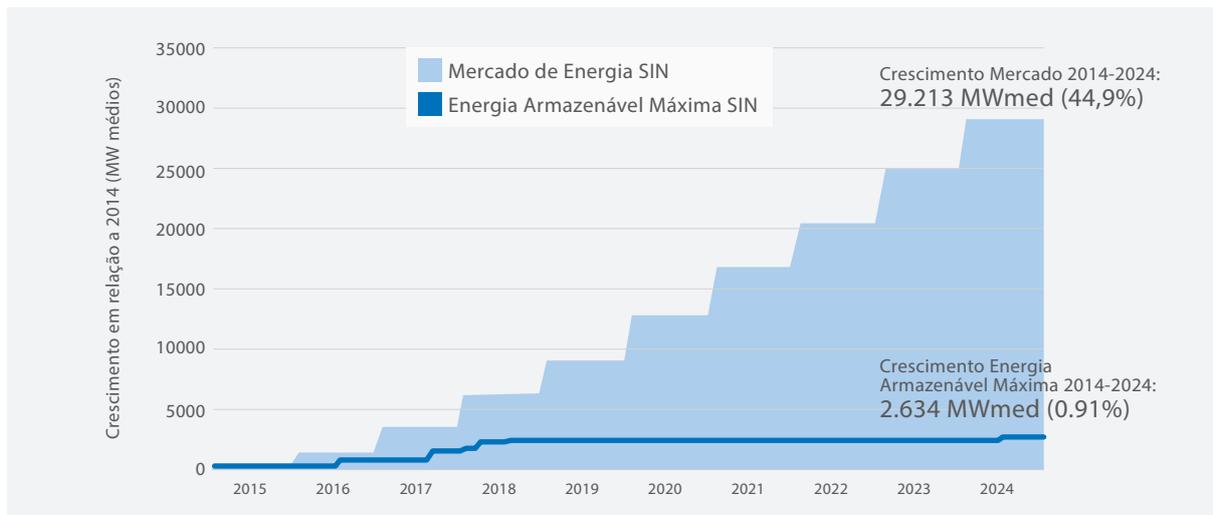


Gráfico 11 – Crescimento do mercado de energia do SIN e energia armazenável máxima. Fonte: Tolmasquim, 2016.

QUADRO 2 – CONTRIBUIÇÕES DADAS NA REUNIÃO TÉCNICA: ARMAZENAMENTO

Hidroelétricas reversíveis. Sugeriu-se a avaliação do potencial de adoção das hidroelétricas reversíveis, considerando os aspectos econômicos e socioambientais;

Baterias. Pontuou-se a necessidade de se considerar os impactos ambientais das tecnologias de armazenamento, como insumo para a tomada de

decisão quanto à sua adoção no Brasil;

Reservatórios de hidroelétricas. Sugeriu-se o mapeamento prévio das capacidades de armazenamento dos reservatórios hidroelétricos, bem como dos potenciais impactos socioambientais a eles associados. Isso inclui inserir, nos inventários de bacia, cenários que incluam reservatórios.

2.4 Infraestrutura de rede

A infraestrutura de transmissão e distribuição revela-se um componente essencial para garantia da flexibilidade no sistema, na medida em que viabiliza o gerenciamento entre fontes de geração localizadas em diferentes regiões do território, e, com isso, permite ao operador planejar e operar de forma mais custo-efetiva e com maior folga operacional.

No segmento da transmissão, é preciso trabalhar para a ampliação da rede, os reforços na qualidade da estrutura física e também garantir redundância. O planejamento para tanto é bastante complexo, uma vez que deve precaver-se tanto do sub-dimensionamento quanto do superdimensionamento da rede, de modo a evitar, por um lado, a impossibilidade e o atraso do aproveitamento de potenciais energéticos e, por outro, a existência de uma rede ociosa e cara, com impactos tarifários aos consumidores.

No segmento da distribuição, o desafio é ajustar o investimento na infraestrutura de rede à dinâmica e escala da geração distribuída (IEA, 2014b).

No Brasil, o papel da transmissão revela-se

crucial, seja porque permite ao operador do sistema tirar proveito da complementariedade existente entre as fontes renováveis, seja porque promove o intercâmbio de energia entre os diferentes submercados. Ao fazer isso, ela interconecta os hotspots de geração, localizados atualmente no Norte (novas hidrelétricas) e Nordeste/Sul (eólicas), aos centros de carga do país, concentrados principalmente na região Sudeste⁹.

Acontece que, para além de ser um desafio à integração das FRND no sistema brasileiro, a transmissão já se configura um grande gargalo a provocar impactos reais e cotidianos no sistema elétrico. Os problemas hoje já existentes são de vários tipos.

O primeiro diz respeito aos limites de conexão existentes no sistema de transmissão, que a impedem maior e melhor trânsito entre os submercados e dentro deles. O segundo diz respeito à necessidade de viabilizar e reforçar as linhas de transmissão para escoamento da energia dos empreendimentos recentemente construídos ou em obras, notadamente, as UHEs Santo Antônio, Jirau

e Belo Monte. O Plano de Operação Elétrica (PEL) 2014/2015 (ONS, 2013), o Plano de Ampliação e Reforços nas Instalações do SIN (PAR) 2016/2020 (ONS, 2016d) e o próprio PDE 2024 (EPE, 2015) trazem listas bastante extensas de obras a serem viabilizadas. Se concretizadas, prevê-se uma taxa anual de expansão da quilometragem das linhas de transmissão de 6,9% (ONS, 2016d).

A concretização da expansão e dos reforços do sistema de transmissão, porém, tem-se revelado mais difícil e complexa. Segundo o Acende Brasil (2015), a maior parte dos leilões de transmissão ocorridos nos últimos anos frustrou expectativas, não tendo conseguido licitar todos os lotes ofertados. Os leilões vazios acabam somando-se aos atrasos das obras das linhas em construção, o que dificulta ainda mais a atuação do operador, já que este

deve lidar com menos opções de conexão e um risco maior de falhas e interrupções no suprimento.

Outro exemplo de gargalos já verificados na transmissão diz respeito aos atrasos e problemas ocorridos na instalação dos sistemas de transmissão para interconexão das usinas eólicas ao SIN, particularmente, das localizadas na região Nordeste.

A necessidade de ampliação dos sistemas de transmissão, que abarca distâncias cada vez maiores também tem significado aumento dos custos associados. Segundo o PDE 2024, o investimento total estimado para os próximos 10 anos chega na casa dos R\$ 107,8 bilhões, sendo R\$ 78,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 29,5 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

QUADRO 3 – CONTRIBUIÇÕES DADAS NA REUNIÃO TÉCNICA: INFRAESTRUTURA DE REDE

Adaptações nos leilões. Apareceram muitas sugestões de modificações no leilão em um contexto de aprimoramento de regulação/políticas públicas. Foi discutida, inclusive, a possibilidade de leilões de infraestruturas internacionais, que envolvam transferência de mercados entre países, assim como leilões casados de geração e transmissão.

Atributos locais. Sugeriu-se a inserção de atributos locais que permitam tirar melhor proveito da diversidade regional das fontes energéticas, diminuindo o efeito da concentração de empreendimentos de geração em poucos lugares do país e contribuindo para a redução da variância da produção agregada pelo “efeito portfólio”.

Prospecção e desenvolvimento de novas tecnologias. Abordou-se a capacidade de inserção de tecnologias auxiliares como sensores, sistemas de transmissão de dados em tempo real, medidores inteligentes, dentre outros, que permitam a operação das redes de transmissão e distribuição de maneira mais inteligente, econômica e que, também, facilite e forneça insumos para o planejamento da expansão. Neste contexto, discutiu-se as possibilidades de transferência de tecnologia ou capacidade de desenvolvimento nacional.

Mapeamento das necessidades e impactos das novas tecnologias na infraestrutura de rede.

Um ponto muito discutido foi a necessidade de mapear e avaliar, por meio de estudos e ferramentas, as necessidades dos setores de distribuição e transmissão visto o novo cenário do setor elétrico – entrada da geração distribuída, redes inteligentes e possibilidade de armazenamento. Os participantes enxergaram como crucial o desenvolvimento destes estudos para embasar futuras e indispensáveis mudanças/criações de regulação e/ou políticas públicas. Nesta perspectiva, considerou-se muito importante compreender os impactos na rede de distribuição com a inserção de geração distribuída, bem como criar ferramentas para simular o impacto de novas tecnologias no sistema de transmissão.

Reestruturação do ambiente de negócio das distribuidoras e adaptação dos processos internos. Ainda na perspectiva de transição do setor elétrico com a expansão acelerada da geração distribuída, levantou-se diversas mudanças necessárias para adaptar o setor de distribuição. O maior consenso se deu na necessidade de aperfeiçoamento das capacidades corporativas das distribuidoras, por meio de novos processos que incorporam eficiência energética, redes inteligentes e geração distribuída. Outro ponto discutido ressalta a necessidade de reestruturação do ambiente de negócios das concessionárias distribuidoras e mudanças na regulamentação para eliminar a resistência das distribuidoras às alternativas que diminuam seus mercados.

2.5 Gerenciamento de demanda

O gerenciamento da demanda contempla medidas que buscam reduzir a carga, por meio da eficiência energética ou de programas de redução ou melhor modulação do consumo nos setores industrial, comercial e residencial (IEA, 2014b). Sua grande contribuição é reduzir os momentos de pico de demanda, tornando as curvas de carga mais planas.

No setor industrial, medidas de gerenciamento da demanda podem incluir acordos entre o operador do sistema e as empresas para queda ou desligamento do fornecimento de energia elétrica em momentos determinados e, em contraprestação, a redução tarifária para acionamento em outros momentos. Também podem funcionar por meio de sinais tarifários que desincentivam o consumo em determinados horários do dia (Papaefthymiou et al., 2014).

O sinal tarifário é igualmente essencial quando se trata dos setores residencial e comercial. Outras alternativas são o avanço na adoção de redes inteligentes, aptas a conectar equipamentos domésticos (ar condicionado, geladeira, TV, etc.) a sistemas que respondem a momentos de necessidade de redução da carga. O avanço das redes inteligentes pode contribuir também para o aproveitamento dos carros elétricos como “baterias”, aptas a estocar energia elétrica gerada em módulos distribuídos. Todas essas tecnologias, mesmo que em rápido desenvolvimento, ainda apresentam custos altos e demandam maior amadurecimento tecnológico (Papaefthymiou et al., 2014).

Na Figura 3, buscou-se sintetizar algumas das medidas de gerenciamento da demanda que podem ser adotadas na perspectiva da flexibilidade.

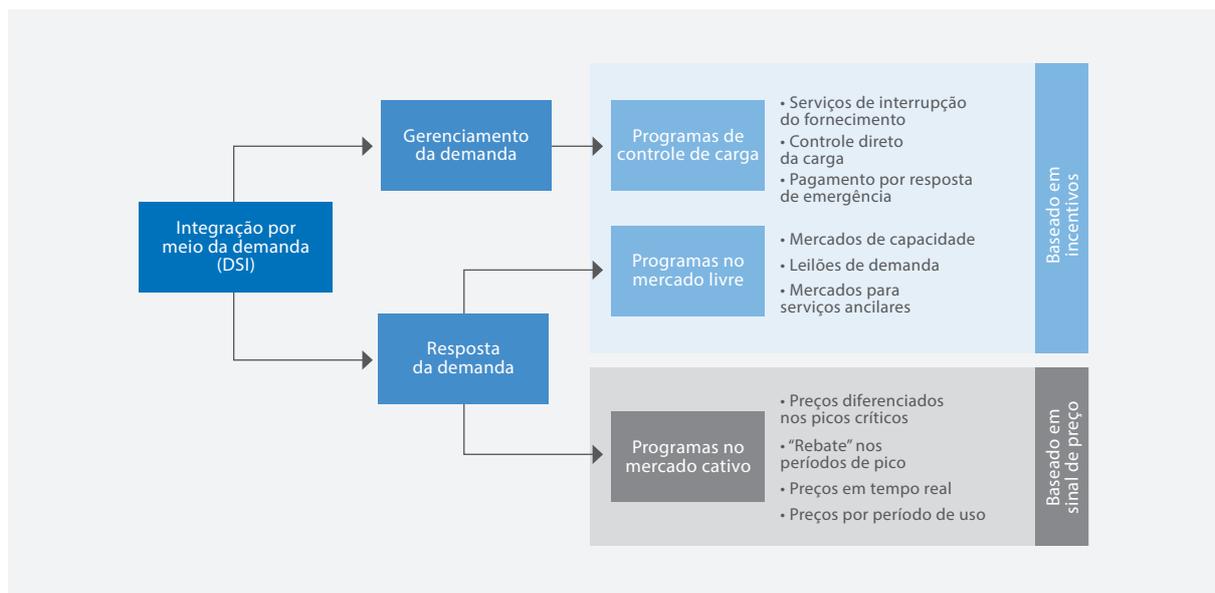


Figura 3 – Tipos de programas de gerenciamento da demanda. Fonte: IEA, 2014b, p.149.

No Brasil, a regulação tarifária estabelecida pela ANEEL já traz mecanismos de sinalização econômica ao consumidor. Para os usuários industriais, trabalha-se com diferentes bandas tarifárias (azul, verde, convencional binômia), as quais, de forma geral, buscam desestimular o consumo de energia elétrica nos horários de pico. Para os demais usuários (baixa tensão), recentemente, foi instituída a tarifa branca, cujo valor varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta,

é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta (ANEEL, 2016b). O consumidor deve requerer solicitação formal à distribuidora para aderir à tarifa branca.

Por tratar-se de medida editada recentemente, em 2012, a adesão à tarifa branca ainda não se configurou efetiva. Em parte, isso se deve ao atraso na normalização dos medidores, necessários para a checagem do consumo conforme as bandas tarifárias. Há também desconhecimento pela maior parte dos consumidores.

QUADRO 4 – CONTRIBUIÇÕES DADAS NA REUNIÃO TÉCNICA: GERENCIAMENTO DA DEMANDA

Tarifa horária e mecanismos de estímulo do consumo fora da ponta. Esse foi um dos assuntos mais comentados na discussão, surgindo a necessidade de se ter uma regulação que defina uma tarifa que varia de forma horária, além da revisão dos mecanismos que incentivam o consumo fora dos horários de ponta, fazendo com que se tenha uma menor variação do consumo ao longo do dia.

Redes inteligentes. Ao longo da discussão foi levantada a importância da tecnologia para que seja possível realizar a gestão da demanda, como medidores micro-processadores. Outro ponto foi a utilização dos dados dos inversores de sistemas de autoprodução para que se tenha uma estimativa de demanda que considera o autoconsumo, já que com a entrada da geração distribuída, a fronteira entre consumidor e gerador fica turva e se torna necessário redefinir a distribuição. Nesse ponto, também surgiu a questão da necessidade e importância de aproveitar a oportunidade para desenvolvimento tecnológico nacional, fortalecendo as capacidades científicas, tecnológicas e produtivas.

Estudo de planejamento integrado de recursos. Como ferramenta e estudo para uma melhor gestão de demanda foi levantado o planejamento integrado de recursos, o qual considera a demanda e a oferta no planejamento. Muitas vezes a demanda tem papel secundário no planejamento, não considerando a incerteza da demanda e possibilidades de diferentes cenários. Com o planejamento integrado, alternativas do lado da demanda são contrapostas a alterna-

tivas do lado da oferta. Um ponto levantado ao longo da discussão foi quanto a demanda reprimida que existe no Brasil devido ao custo da eletricidade. Se o preço da energia elétrica fosse reduzido, a demanda com certeza aumentaria, e isso deve ser considerado como cenário no planejamento.

Eficiência energética. A eficiência energética foi considerada um dos assuntos chave na discussão desse painel, colocando que esse assunto deve ter maior prioridade no planejamento do setor. Algumas considerações feitas foram:

- Necessidade de avaliar a implantação de leilões de eficiência energética;
- Elaboração de plano de eficiência energética com medidas de comando e controle e medidas de incentivo econômico, com prazos, responsabilidades, investimentos, entre outros;
- Necessidade de políticas e programas de eficiência energética específicos para população com baixo poder aquisitivo, respeitando suas especificidades;
- Fomento a mercados de serviço de eficiência energética;
- Redução de perdas tanto na indústria como no segmento residencial e perdas não técnicas. Foi levantada também a necessidade de estudo para levantamento da flexibilidade de consumo e “carga em rampa” de grandes consumidores, aumenta a flexibilização desses consumidores e aumentando a eficiência.

2.6 Planejamento e operação do sistema

Como visto nos itens anteriores, todas as opções de flexibilidade demandam planejamento e investimento. Isso representa um duplo desafio para o planejador e o operador – estruturar o sistema de modo a organizar o investimento e, concomitantemente, gerenciar as diferentes opções de modo a garantir o menor custo operacional possível. É o que foi ilustrado na Figura 4.

Em sistemas pouco flexíveis, a crescente inserção das FRND pode significar aumento de custos, seja

porque pode gerar situações de grande flutuação dos custos de geração, seja porque desloca fontes planejadas para operar em níveis intermediários ou na base, criando distorções na alocação de custos, seja porque demanda investimentos adicionais em transmissão e adaptação dos sistemas de distribuição.

Por outro lado, nos sistemas elétricos mais flexíveis, e, portanto, mais amigáveis à expansão das FRND, sendo este o caso do Brasil, pode-se obter maior eficiência econômica do sistema, já que se tenta tirar o melhor proveito da localização e do período de maior abun-

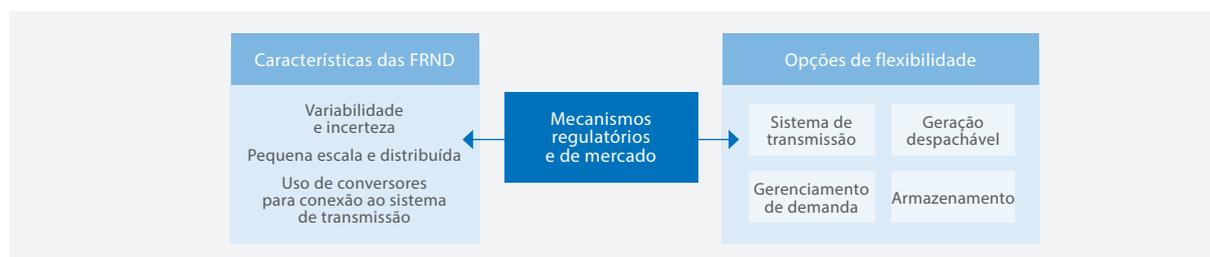


Figura 4 – Desafio da integração. Fonte: IEA, 2016, p.7

dância da geração a partir destas fontes e há maior incentivo à configuração da matriz elétrica apta a reduzir custos sistêmicos e não apenas de geração (IEA, 2014b).

Por isso, como bem pontua o Agora (2016), da perspectiva do planejamento e da política pública, é recomendável aumentar a geração por FRND simultaneamente com a efetivação de medidas flexibilização do sistema elétrico. Do contrário, o resultado será o aumento dos custos sistêmicos, com impactos econômicos indesejados.

A necessidade de compatibilizar flexibilidade do sistema e aumento da geração pelas FRND pode revelar-se uma boa oportunidade particularmente para os sistemas elétricos dinâmicos, como é o caso brasileiro. Nestes, há espaço para que o crescimento da deman-

da possa ser suprido prioritariamente por estas fontes, desde que o planejamento e os investimentos voltem-se para a garantia da flexibilidade (Cavados, 2015).

No âmbito do planejamento, um dos cuidados que se deve tomar é garantir que a expansão da capacidade instalada se dê por meio da priorização de fontes flexíveis. Este é o caso da China, por exemplo. O país é um dos líderes mundiais de expansão da capacidade instalada por solar fotovoltaica e eólica, chegando a 18 GW e 75 GW instalados em 2014 respectivamente (REN 21, 2016b). No seu 13o Plano Quinquenal, foram definidas metas ainda mais ambiciosas de inserção das FRND – dobrar a capacidade instalada de eólica, chegando a 250 GW em 2020, e triplicar a capacidade de solar no mesmo horizonte. Ao mesmo tempo, o país tem tomado uma série de decisões de limitação da

QUADRO 5 – CONTRIBUIÇÕES DADAS NA REUNIÃO TÉCNICA: PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO

As discussões que se deram em torno do planejamento e da operação do sistema elétrico foram as mais ricas, particularmente porque colocaram questões que extrapolaram a temática específica da integração e abordaram pontos estruturais da política energética brasileira. As principais questões estruturais colocadas foram:

Papel do CNPE. Foi dado destaque à necessidade de o CNPE ser mais atuante e incorporar a discussão sobre o planejamento e operação do sistema e os caminhos para a integração das FRND. Falou-se na importância de se ampliar os espaços de participação nessas discussões.

Atributos locais que sinalizam critérios técnicos, econômicos e ambientais. A discussão sobre inserção de critérios locais no processo de contratação foi ampliada, colocando-se a necessidade de incorporar, no planejamento da expansão da capacidade instalada, restrições socioambientais, técnicas e econômicas das diferentes opções energéticas. Para tanto, mostra-se necessário avançar com estudos e avaliações relativos ao desenvolvimento de ferramentas que permitam identificar tais atributos, tendo sido mencionado: zoneamento ecológico-econômico, avaliações ambientais estratégicas/integradas, inserção de cenários nos PDES, etc.

Mitigação e adaptação às mudanças climáticas globais. Foi colocada a necessidade de maior clareza sobre como as INDCs deverão ser consideradas no planejamento do setor elétrico. Também foi pontuada a necessidade de se começar a pensar medidas de adaptação no setor elétrico, fortemente dependente da hidroeletricidade.

As principais questões diretamente relacionadas à integração das FRND no planejamento e na operação do sistema elétrico focaram em:

Aprimoramento dos instrumentos de previsão climatológica. Discutiu-se a necessidade de tecnologia que permita melhor previsão solar e de ventos e a decorrente integração entre os diferentes sítios de geração e o Operador Nacional do Sistema.

Ferramentas e modelos de planejamento e operação do sistema. Necessidade de avanço no desenvolvimento e na adequação dos modelos computacionais usados para o planejamento e decorrente operação do sistema bem como a formação de preços. Tais modelos precisam representar de maneira adequada as características das FRND. Dentre as adequações necessárias deve-se aproximar os períodos de tempo às características destas fontes aumentando o nível de detalhamento da informação para representar o comportamento destas fontes.

Transição da configuração do setor elétrico. Discutiu-se também que as mudanças que já se operam no sistema elétrico, com destaque para a geração distribuída e a inserção de tecnologias de redes inteligentes, podem representar, no médio e longo prazo, uma completa redefinição da maneira como os mercados de energia brasileiros serão estruturados. Neste sentido, reafirmou-se a necessidade de análise quantitativas para reforçar e facilitar o processo de transição necessário. Soma-se a este aspecto a maior aproximação entre o planejamento dos diferentes segmentos presentes no setor.

Regulação. No âmbito da regulação, citou-se a necessidade de revisar a regulação para permitir precificação das reservas operativas e também, como ponto importante. Falou-se também sobre a necessidade de redução de subsídios para todas as diversas fontes.

Considerações Finais

Nos atuais patamares de inserção das FRND na matriz brasileira, o aumento da variabilidade ainda não é um vetor de stress significativo para a operação do sistema (Schmidt et al., 2016b). O sistema elétrico brasileiro revela-se um dos mais flexíveis no mundo, principalmente porque conta uma grande participação das hidrelétricas com reservatório e construiu um sistema nacional integrado e gerenciado de forma centralizada (IEA, 2014b).

Entretanto, como colocado nos capítulos anteriores, o perfil da matriz brasileira está se tornando cada vez mais variável, tanto em função da expansão das FRND quanto da redução da capacidade de regularização dos reservatórios. Considerando que o sistema elétrico brasileiro é dinâmico, e, portanto, é de se esperar continuidade do crescimento da demanda, isso significa uma progressiva redução da capacidade do sistema elétrico de responder à crescente intermitência da matriz.

O fato de o aumento da variabilidade levar a maiores impactos em horizontes mais distantes não significa a inexistência de desafios à integração das FRND. Na verdade, pode-se afirmar que a operação do sistema elétrico brasileiro já está mais complexa, exigindo medidas de curto prazo.

A Reunião Técnica promovida pelo IEMA, e que contou com a participação de representantes da sociedade civil, academia, governo e entidades representativas dos segmentos do setor elétrico indicou que há muito mais dúvidas e questionamentos que apontam a necessidade de pesquisas e desenvolvimento de ferramentas. Ou seja, estamos em um momento de aprofundar o debate e avaliar opções para então indicar soluções e adotar medidas de transformação do sistema elétrico.

Para o IEMA, uma das mensagens mais relevantes desse processo foi a de que o enfrentamento desses desafios e desse cenário de incerteza pressupõe mudanças no modo como o planejamento e a operação do sistema elétrico são conduzidos. E isso significaria, por exemplo:

1. aprimorar as ferramentas usadas na tomada de decisão, como os modelos computacionais e os instrumentos de previsão climáticas;
2. melhor integrar o planejamento da expansão e da geração com o da transmissão, considerando ser este elemento fundamental para que se tire o melhor proveito das potencialidades regionais e também das complementariedades que se verificam entre as fontes renováveis. Isso contribuiria para reduzir os impactos negativos da variabilidade. Para tanto, mostra-se necessário aprofundar a avaliação sobre sugestões dadas na Reunião Técnica, dentre as quais a inserção de sinais

locais nos leilões de energia;

3. levantar e mapear as reservas operativas do sistema, como, por exemplo, a capacidade de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas e do parque termoeletrico flexível existentes no país;

4. inserir, no planejamento da expansão da capacidade instalada, critérios socioambientais que permitam a priorização de projetos de geração com menor impacto socioambiental como as renováveis ;

5. avaliar com cautela a inserção de térmicas inflexíveis na matriz elétrica, como as térmicas a carvão , lembrando de seu possível impacto futuro, particularmente no que diz respeito aos custos sistêmicos;

6. mapear o potencial e medidas possíveis de ampliação da eficiência energética e da geração distribuída.

Esses mapeamentos permitiriam avaliar mais claramente os limites do atual sistema e quais alternativas de integração o país deve priorizar. Também ofereceriam insumos mais objetivos para uma necessária discussão aberta, transparente e democrática sobre os prós e contras das diferentes opções de integração, incluindo-se aí uma clareza maior sobre impactos socioambientais e econômicos.

Fala-se isso porque, mais do nunca, será preciso discutir abertamente todos os trade-offs das escolhas que se fizerem quanto à configuração futura da matriz. Em consonância com isso, um dos caminhos apontados na Reunião Técnica é a necessidade de tornar mais efetiva, transparente e participativa a atuação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Se bem tomadas, as decisões de planejamento e operação fortalecerão as condições ímpares que o país já apresenta para: descarbonizar ainda mais sua matriz elétrica; ampliar e acelerar a integração de fonte renováveis não despacháveis; assegurar que os investimentos necessários em expansão já sejam concebidos e realizados num contexto de maior variabilidade; e reduzir custos sociais e econômicos necessários para transformação do sistema elétrico brasileiro com elevada presença de geração renovável.

O compromisso do IEMA é continuar a provocar e promover o debate em torno das questões atinentes à integração das FRND, como uma forma de contribuir para que estas tenham condições concretas de expansão no Brasil. Para tanto, o nosso foco dos próximos meses será avaliar o papel da termoeletricidade, em especial, a movida à biomassa, como alternativa de flexibilidade. Essa análise servirá como insumo para a promoção de outras reuniões técnicas e publicações.

Referências

ACENDE BRASIL. Transmissão: o elo integrador. In White Paper, n. 15, Setembro 2015.

AGORA. The power market pentagon: a pragmatic power market design for Europe's energy transition. Berlin: Agora Energiewende, 2016.

_____. The integration costs of wind and solar power: an overview of the debate on the effects of adding wind and solar photovoltaic into power systems. Berlin: Agora Energiewende, 2015.

AMARANTE, O.A.C., BROWER, M., ZACK, J., LEITE DE SÁ, A. Atlas do potencial eólico brasileiro. Brasília: CEPEL, 2001.

ANEEL. Tarifa branca. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em 26 de setembro 2016.

BIG/ANEEL. Banco de informações de geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 26 de setembro 2016.

BLOOMBERG. New energy outlook 2016 – executive summary. Bloomberg New Energy Finance, 2016.

BMW. Energy Concept 2010. Berlin: Federal Ministry of Economics and Technology, 2010.

CABELLO, A.; POMPERMAYER, F. Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. Brasília: IPEA, 2013.

CARBONTRAKER. China's 13th Five Year Plan offers no hope for coal markets, further suppressing CO2 emissions. Disponível em: http://www.carbontracker.org/china-five-year-plan-coal-co2-emissions-renewables/#_ftn14. Acesso em 15 set 2016.

CAVADOS, G.A. Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste. 2015. 109 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

CARVALHO, J., SAUER, I. Um sistema interligado hidro-eólico para o Brasil. In Revista de Estudos Avançados, nº 27, vol.77, pp.117-123, 2013.

CCEE. Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). S/ data.

CGEE. Redes elétricas inteligentes: contexto nacional. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2012.

EL-HERI, I.S., BORBA, B.S., BEZERRA, B., CARVALHO, M.R.M. DALL'ORTO, C.E.R.C. Análise do impacto energético da variabilidade da produção de energia eólica no sistema elétrico brasileiro. In: Wind Power 2016. Rio de Janeiro, 2016.

EPE. Balanço energético nacional 2016: ano-base 2015. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016a.

_____. O compromisso do Brasil no combate às mudanças climáticas: produção e uso de energia. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016b.

_____. Prioridades para a integração de renováveis na matriz elétrica brasileira. Caminhos para integração de FRND. In Prioridades para integração de renováveis na matriz elétrica

brasileira, São Paulo, 26 de outubro de 2016. 2016c.

____. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2012.

EUROSTAT. Renewable energy statistics. Disponível em: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics. Acesso em 15 de setembro 2016.

IEA. Next-generation wind and solar power: from cost to value. Paris: OECD/IEA, 2016.

____. IEA Wind Annual Report 2013. Paris: OECD/IEA, 2014a.

____. The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems. Paris: OECD/IEA, 2014b.

____. Photovoltaic and solar forecasting: state of the art. Paris: OECD/IEA, 2013a.

____. World Energy Outlook, WEO-2013. Paris: OECD/IEA, 2013b.

LOUREIRO, P.G.C. Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: histórico, avaliação e proposta de uma nova metodologia. 113 p., 2009. Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2009.

MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

MOTA, L.N. Integração de geração eólica no sistema elétrico: impactos e desafios no planejamento da operação. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

ONS. Boletim Mensal de Geração Eólica Julho/2016. Rio de Janeiro: ONS, 2016a.

____. Desafios e Caminhos para a Operação das Instalações Elétricas e do Sistema Interligado Nacional. In: 7o SENOP. Brasília, 2016b.

____. PAR 2016-2018: Plano de Ampliação e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN - Sumário Executivo. Brasília: ONS, 2016c.

____. Plano da Operação Energética 2016/2020 - PEN 2016 - Relatório Executivo. Brasília: Operador Nacional do Sistema, 2016d.

____. Plano da Operação Elétrica 2014/2015 - PEL 2013 - Relatório Executivo. Brasília: Operador Nacional do Sistema, 2013.

____. Submódulo 14.3 - apuração dos serviços auxiliares 2009. Brasília: Operador Nacional do Sistema, 2009.

PAPAEFTHYMIYOU, G. GRAVE, K., DRAGOON, K. Flexibility options in electricity systems. Berlin: Ecofys, 2014.

PSR. Inserção das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. In Prioridades para integração de renováveis na matriz elétrica brasileira, São Paulo, 26 de outubro de 2016.

_____. O mistério do desaparecimento dos reservatórios das hidrelétricas. In Energy Report, n. 104, pp. 1-16, Agosto 2015.

REN21. Renewables 2016 global status report. Paris: REN21 Secretariat, 2016.

_____. REN 21 interactive map. Disponível em: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/ren21-interactive-map/>. Acesso em 30 outubro 2016. 2016b.

_____. Renewables 2015 global status report. Paris: REN21 Secretariat, 2015.

RICOSTI, J.F.C., SAUER, I. An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system. In Renewable and Sustainable Energy Reviews, nº19, pp.742-753, 2013.

SCHIMDT, J., CANCELLA, R., PEREIRA JR., A.O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. Vienna: Universität für Bodenkultur Wien - Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, 2014.

SILVA, N.F., ROSA, L.P., FREITAS, M.A.V., PEREIRA, M.G. Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment. In Renewable and Sustainable Energy Reviews, nº22, pp.686-697, 2013.

TOLMASQUIM, M. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

WHITE HOUSE. Blueprint for a Secure Energy Future. Washington D.C.: White House, 2011.

WWF-Brasil. Desafios e oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas. Brasília: WWF-Brasil, 2015.

Para mais informações, acesse:
energiaambiente.org.br/publicacoes

Contato
Kamyla Borges - Coordenadora de Energia
kamyla@energiaambiente.org.br