



XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

CB/GPL/18

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

Formatado: Português (Brasil)

IMPACTOS DA INSERÇÃO MASSIVA DE FONTES INTERMITENTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS INTERLIGADOS

Fernando A. Almeida Prado Jr. (*)
SINERCONSULT

Paulo Sergio Franco Barbosa
UNICAMP

Marcos Leone Filho
VENIDERA

RESUMO

As fontes intermitentes de energia elétrica possuem diversos atrativos: baixa intensidade de carbono, possibilidade de expansão modular, eficiência em responder a incentivos públicos, custos decrescentes e sua contribuição para a segurança energética pela diversificação. Esta contribuição no entanto deve ser entendida com restrições, pois uma penetração acentuada irá requerer operação mais complexa, startups mais frequentes, carga mínima assegurável de térmicas sendo demandadas com maior frequência e maior custo operativo (aumento do uso de combustíveis e custos transversos entre diferentes usinas). O artigo aborda a complexidade crescente deste contexto discutindo alternativas que irão se apresentar para minimizar dificuldades consideradas.

PALAVRAS-CHAVE

Fontes Intermitentes, Expansão, Operação Interligada, Complexidade, Alternativas.

1.0 - INTRODUÇÃO

As fontes intermitentes de geração de energia elétrica – FI, possuem diversos atrativos como sua baixa intensidade de carbono associada à produção de eletricidade, a possibilidade de expansão modular, sua eficiência para responder a incentivos de políticas públicas (por exemplo, quotas e ou tarifas “feed in”), custos decrescentes e a possibilidade de diversificação da oferta com a consequente contribuição à segurança energética.

Por esses atributos, entende-se a expansão irresistível dessas alternativas energéticas. Estatísticas recentes dão conta que no Brasil a capacidade instalada avançou de meros 27,1 MW em 2005 para uma capacidade projetada de 17.281 MW (2020) segundo a Abeolica (1). Vale salientar que esta expansão acentuada não é uma característica regional, uma vez que estudos publicados no Global Wind Report (2) já indicam que a capacidade instalada mundial de usinas eólicas avançou de 17,4 GW em 2000 para 432,9 GW em 2015.

Adicionalmente, estatísticas relacionadas com a expansão das fontes fotovoltaicas também indicam comportamento similar. A ANEEL reporta em seus relatórios de acompanhamento da capacidade instalada (3) que enquanto não existiam valores significativos de usinas fotovoltaicas a fiscalizar até o ano de 2016, no entanto esta situação muda radicalmente a partir de 2017, sendo que no final de 2019 são esperadas usinas que totalizem aproximadamente 2.9 GW. No plano internacional a evolução também é bastante expressiva. A EPIA (4) reportou que no ano de 2000 existiam 1,3 GW de capacidade instalada em todo o mundo, em 2014 este número já era de 178,4 GW, sendo que no cenário otimista da EIPA esperam-se 540 GW em 2019.

Este avanço sensível decorre, entre outros motivos, pela necessidade da redução das emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE de maneira voluntária, tal como acordado na COP de Paris em 2015. Muitos países enxergam nestas fontes de energia uma estratégia capaz de contribuir para o atingimento das metas relacionadas às mudanças climáticas.

(*) Paulo Orozimbo 675 conj.101 CEP 01535-001 São Paulo, SP, Brasil.
Tel: (+55 11) 2667-0133 –São Paulo– Email: fernando@sinerconsult.com.br

Deve-se registrar que estas estratégias influenciam os custos dos investimentos pelo aumento da demanda e maior escala da produção de equipamentos. Os leilões de energia nova e de reserva realizados no Brasil indicam a confirmação desta tendência com um declínio expressivo e mesmo com aumento da instabilidade política e econômica os preços não tiveram variações expressivas. A figura 1 seguinte apresenta um resumo dos preços médios desses leilões.

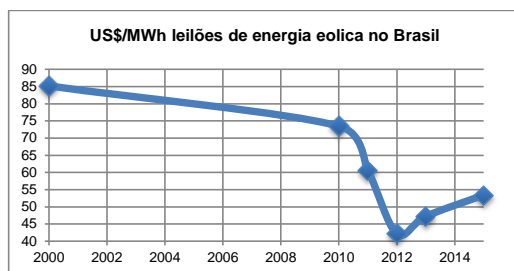


Figura 1- Leilões de energia eólica no Brasil (5)

O declínio de preços na indústria solar foi ainda mais relevante, países como a Alemanha, Austrália, Japão e o estado da Califórnia registraram redução superior a 50% do custo do investimento na capacidade instalada desde 2008 (6). Importante registrar que estas reduções estão mais lastreadas em ganhos de produtividade e no desenvolvimento tecnológico da produção das células do que na redução das margens dos produtores. Espera-se ainda que novas reduções de preço venham a ocorrer nos próximos 10 anos e um aumento sensível de produtividade das células também ocorra. O relatório da Bloomberg (6) estima respectivamente estes ganhos em 36% para a redução de preços e um ganho de produtividade de até 20% na próxima década.

Some-se a estes fatos que existem um sem-número de políticas públicas de incentivo às fontes de baixo impacto ambiental. O Deutsche Bank avaliou que entre 2000 e 2009, 75% dos investimentos em projetos de energia solar fotovoltaica e 45% dos projetos de energia eólica foram influenciados positivamente de uma forma ou de outra por políticas públicas (7).

Assim, com uma sociedade pressionada por restrições ambientais, com preços declinantes e aumento de eficiência dos equipamentos e alavancada por toda uma série de políticas públicas de incentivos às Fontes Renováveis, existe uma crença de expansão irresistível no potencial das FIs.

Esta expansão tem tamanha dinâmica que existem autores que consideram que em um futuro de médio prazo a totalidade de energia elétrica produzida em certas regiões possa provir dessas alternativas ou pelo menos de forma dominante. Entre estes podemos identificar: Diesendorf (8); Elliston, Diesendorf, e MacGill (9), Wright e Hearps (10), May, Sandor, Wiser e Schneider (11). Outros estudos dão conta que esta meta poderia ser atingida com facilidade se existissem as condições políticas que promovessem os incentivos adequados à sua consecução. Entre estes destacam-se os trabalhos de Stern (12) e de Jacobson e Dellucci (13).

No entanto muitos trabalhos encontrados na literatura não são tão otimistas quanto a uma penetração total ou metas bastante ambiciosas. As razões desse pragmatismo são as mais variadas como pode-se citar em alguns exemplos encontrados na literatura. Segundo Ferreira, Araujo e O'Kelly (14) esta expansão integral não deve ocorrer por impactos operativos relativamente a custos de reservas e necessidades tecnológicas. Os trabalhos de Trainer (15) apontam que o custo das reservas e dos diversos impactos colaterais tornam inviáveis os investimentos para uma penetração de 100% de renováveis, e finalmente Mills e Wiser (16) avaliam que o valor marginal da energia produzida decresce com a penetração das FIs e que a inviabilidade de expansões muito robustas vai ocorrer pela ausência de atratividade de investimentos.

Assim, embora os defensores das FIs, incluam entre suas virtudes o aumento da segurança energética, a verdade é que sua contribuição a este requisito deve ser entendida com restrições, o que vai ser analisado nas seções subsequentes.

2.0 - SEGURANÇA ENERGÉTICA

O conceito de segurança energética pode ser traduzido pela disponibilidade de energia a qualquer tempo, em diferentes formas, em quantidade adequada e com preços viáveis, sem impactos que sejam inaceitáveis ou irreversíveis ao meio ambiente ou a economia. Existem três dimensões principais: sendo a mais visível destas dimensões a da adequação, representada pela habilidade de um sistema de administrar a oferta integrada do conjunto de fontes de geração e, simultaneamente, os requisitos energéticos e elétricos para todos os consumidores em todos os momentos, inclusive no longo prazo. Esta dimensão inclui a busca do equilíbrio entre variabilidade e incerteza das condições da demanda, a variabilidade e intermitência das fontes produtoras, a incapacidade de

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

estocagem de energia e os longos prazos requeridos para implementação de novos projetos. Pode ser administrada por meio de modelos de simulação e estatísticas aplicados.

A segunda dimensão diz respeito à Segurança Energética (propriamente dita) que representa a habilidade de um sistema de administrar distúrbios elétricos (contingências). A segurança é promovida por meio de equipamentos, procedimentos e normas (regras operativas) que suportem os despachos coerentes, com restrições operativas (quando necessárias) e pelo conjunto dos chamados serviços auxiliares.

Finalmente a terceira dimensão da segurança diz respeito à economia, sendo definida como a habilidade que um sistema tem de operar em condições econômicas que permitam que as tarifas e preços praticados sejam acessíveis a todos os consumidores, sem que se comprometam a economia em geral, sem que o meio ambiente seja comprometido de forma inaceitável e nem impactada a capacidade da indústria de energia de produzir os investimentos e o custeio em manutenção bem como a expansão da infraestrutura, preservando assim as demais dimensões de segurança íntegras (17,18).

Embora para determinados níveis de penetração, as usinas de FIs contribuam para um aumento da segurança energética em seu sentido mais abrangente, à medida que sua participação aumenta, esta contribuição vai diminuindo e, em determinados níveis, pode representar até mesmo um decréscimo da segurança do sistema elétrico, devido ao aumento da exposição às incertezas provenientes da própria intermitência e consequente imprevisibilidade da disponibilidade dos recursos (sol e vento, por exemplo) utilizados pelas FIs.

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

3.0 - ENTENDIMENTO DO PROBLEMA

A inserção das FIs e seus efeitos ainda representam um contexto na fronteira do conhecimento, existindo muitos temas ainda a serem melhor investigados e mesmo onde já ocorreram esforços de pesquisas, ainda perduram muitas dúvidas.

Uma penetração mais acentuada das FIs pode requerer despachos operativos mais rápidos, startups mais frequentes, aumento da geração mínima assegurável de térmicas (como reserva girante, por exemplo) sendo demandadas com maior frequência, conseqüentemente com aumento do consumo de combustíveis (paradoxalmente com aumento de intensidade de emissões) e menor eficiência operativa dessas usinas. Acrescente-se ainda a maior incidência de riscos e custos na operação por parte dos Operadores Independentes de Sistemas Interligados (ISOS- Independent System Operators e RTOs- Regional Transmission Operators).

Formatado: Português (Brasil)

3.1 Custos Adicionais

Estudos recentes indicam custos adicionais da ordem de até 10 US\$/MWh para participação de até 20% da capacidade instalada ser performada por FIs (19,20).

A problemática dos custos adicionais na operação de sistemas com grande penetração de FIs é de extrema complexidade, pois existem critérios que precisam ser convenencionados sobre a sua consideração ou não. Por exemplo, existe a discussão se o cômputo de investimento de sistemas de transmissão mais robustos requeridos pelo intercâmbio mais frequente ou ainda custos de oportunidade dos geradores que são requeridos a permanecer em reserva pelo ISO devem ou não ser considerados nesta rubrica de custos adicionais.

Formatado: Português (Brasil)

Embora estes custos sejam reais, usualmente são computados como custos adicionais apenas os custos operativos de equipes mais qualificadas, de estudos complementares e das diferentes formas de intervenções operativas, como, por exemplo, a disponibilidade de usinas de reserva de rápida entrada em operação ("short run reserves"), entrada em operação com rampas mais intensas¹, entrada em operação sem a devida otimização do processo de escalada¹. Assim, o custo pode crescer se os requisitos de reserva crescerem com uma maior escalada do Lado da oferta de FIs.

Observe-se que nem todos os custos são, em princípio, do gerador de FIs, podendo ser arcados pelos geradores de fontes de back-up. Obviamente em algum momento estes custos precisarão de critérios sobre sua partição. Existem basicamente duas alternativas para o cálculo do custo adicional, conforme relatado pelo Banco Mundial (20). A primeira alternativa contempla uma modelagem com diferentes cenários de penetração das FIs e com diferentes cenários de geração (modelos de geração estocásticas) comparando-se o custo operativo esperado para cada um desses cenários comparado com a mesma capacidade instalada sem FI.

A diferença das FI desconsideradas para avaliação dos custos pode ser feita a partir de uma capacidade hipotética considerando-se a mesma composição ("mix") das fontes tradicionais ou considerando-se um conjunto de usinas com a melhor tecnologia disponível (Better Available Technology - BAT).

Formatado: Português (Brasil)

¹ Com aumento do consumo de combustíveis.

Já na segunda alternativa define-se um período de tempo (por exemplo 3 anos) e se faz uma modelagem considerando-se que a produção das FIs dos últimos 3 anos teria sido determinística e se compara com o custo incorrido real. Para minimizar a hipótese de assertividade total, pode-se adotar que uma porcentagem relevante da produção intermitente teria sido antecipada de forma assertiva pelas modelagens. O adicional de custo é determinado pela diferença entre o custo que efetivamente ocorreu e aquele que ocorreria se as FIs fossem passíveis de terem seu despacho previsto com assertividade elevada.

Estas alternativas enfrentam dificuldades para sua efetivação pois nem sempre existe disponibilidade de dados com intervalos curtos (por exemplo dados de meia em meia hora), sendo também complexa a construção de hipóteses coerentes das fontes complementares hipotéticas de substituição das FIs. Os métodos aqui descritos genericamente são intensivos em disponibilidade de dados e equipes (muitas vezes precisam vários anos para sua conclusão) e a construção de uma curva de experiência fica muitas vezes postergada, pois, pelas dificuldades inerentes e custos deste tipo de estudo, raramente não são desenvolvidos com inserção das FIs menor do que 10%.

No entanto, o problema não se restringe ao cálculo dos adicionais, mas também em como dividi-los entre os agentes.

É importante relembrar que alguns custos para os agentes térmicos existem por que existem os agentes das FIs, logo qual seria a lógica mais justa do rateio dos custos:

- Individualmente?
- Como proporção do impacto da planta no subsistema onde ela esta inserida?
- De forma isonômica entre todos os geradores?
- De forma isonômica entre todos os consumidores?
- Qualquer modelo híbrido destas alternativas?
- O mesmo conceito pode ser enfrentado para dividir benefícios sistêmicos, como por exemplo a disponibilidade de certificados de emissões evitadas.

Por derradeiro, considerando-se que existe uma inevitabilidade de aumento de custos, quais seriam as alternativas para reduzir seu impacto? Embora as respostas possam parecer óbvias, elas são de muito difícil implementação, a saber aumento da previsibilidade da produção intermitente e condições para estocagem da energia.

3.2 Quanta disponibilidade de reservas deve ser requerida

As reservas usualmente são definidas como a capacidade adicional que o ISO precisa dispor ("on-line" ou "off-line") para atender a demanda de energia e assegurar a confiabilidade sempre e quando a carga ou a geração diferirem do previamente planejado. Ocorre que a inserção de FIs vem tornando esta tarefa mais difícil.

Embora este tema seja preponderante no impacto dos custos adicionais, ele tem um aspecto tão fundamental na operação do sistema interligado que deve ser tratado à parte. O problema básico diz respeito à capacidade de previsibilidade da produção das FIs e quanto de assertividade é possível obter. É sempre possível minimizar os problemas de geração em intervalos muito curtos (de segundos até poucos minutos), mas prever a(s) próxima(s) hora(s) e o dia seguinte pode ser muito mais difícil.

Este problema vai ser impactado ainda pelos avanços tecnológicos das usinas de FIs, pois com o aumento da eficiência dos equipamentos, as margens de desvio na produção podem vir a ser minimizadas.

A existência de preços diferentes em diferentes horas do dia incentiva a produção da energia na quantidade certa, no horário certo em decorrência da maior pressão econômica das liquidações de diferença.

A literatura indica ainda que o status regulatório pode fazer diferença nestas definições sendo que a "obrigação de servir" por parte das Distribuidoras acaba induzindo custos mais elevados do que aqueles onde existe um ambiente onde o mercado competitivo seja compulsório.

O problema de tão importante que é, vem induzindo adaptações dos códigos operativos por parte de muitos ISOs visando acomodar a inserção crescente das FIs. Apesar desta percepção, em muitos casos as adaptações concentram-se muito mais nos serviços "ancilares" do que na operação propriamente dita. Isto ocorre pela dispersão geográfica das FIs e pela dependência da carteira de usinas pré existentes antes da inserção massiva das energias renováveis.

A qualidade da assertividade desta tarefa (previsão das reservas) depende do tamanho das áreas de controle (sub-mercados) e da capacidade de intercâmbio entre diferentes regiões (quão robusto é o sistema de Transmissão) e finalmente do equilíbrio entre oferta e demanda (20).

O problema da definição das reservas requeridas ainda é dependente da rapidez de entrada em operação das usinas disponíveis "on-line", do nível de automação disponível (AGC - Automatic Generation Control) e da quantidade de usinas consideradas inflexíveis naquele sistema interligado (inflexibilidade técnica ou comercial) operacionais ou comerciais).

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Este tema ainda em desenvolvimento e na fronteira do conhecimento tem encontrado muitas alternativas, mas nenhuma delas ainda consagrada como experiência definitiva.

O ISO do Estado da Califórnia dos EUA, aliás o primeiro ISO que manifestou preocupação com a expansão das FIs, utiliza como regra básica 1% da capacidade instalada para cada 100 MW de fontes intermitentes (21).

O Operador Independente de transmissão da Alemanha considera a necessidade de reservas com capacidade primária de 3 GW capazes de entrar em operação em 30 segundos. Outros 4,9 GW são disponibilizados para serem requeridos em 5 minutos, basicamente lastreados em hidroelétricas algumas delas reversíveis. Um terceiro bloco de usinas disponibilizados para uma reserva pode ser composta inclusive por usinas de FIs com montante de 2,4 GW para as quais se espera uma entrada em operação em até 15 minutos (22).

Já o sistema interligado do Texas-EUA, analisa a capacidade de usinas de reservas efetivamente utilizadas nos últimos 30 dias e no mesmo mês no ano anterior e faz o mesmo para a capacidade instalada das FIs nos últimos 30 dias e no mesmo mês do ano anterior. Para cada 1.000 MW adicionais de capacidade instalada de FI se utiliza um multiplicador sobre as reservas efetivamente utilizadas no caso mais relevante (no mês passado ou no ano anterior). A figura 2 apresenta a sistemática.

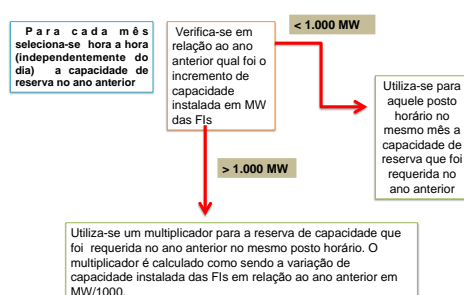


Figura 2 – Cálculo das reservas de capacidades requeridas no TEXAS-EUA (elaborada a partir de 20)

No Brasil, a discussão sobre as reservas operativas ganha outros contornos estratégicos, uma vez que ainda existem por explorar aproveitamentos hidroelétricos com ampla capacidade de armazenagem ou, alternativamente, por razões ambientais a escolha preferencial por usinas sem reservatórios (fio d'água).

3.3 Dificuldades dos ISOs/ RTOs

Muitos dos problemas aqui indicados são problemas dos operadores independentes no dia a dia da operação, no entanto, pela elevada variabilidade da produção das FIs, estes acabam sendo exacerbados.

Em regiões muito grandes com diversos operadores, os ISOs / RTOs precisam exercer cada vez mais a coordenação supra regional pelos intercâmbios mais frequentes e de maior dimensão energética.

A escala do tempo do operador fica muito complexa (21), pois demanda uma atuação na escala de segundos e minutos para ajustes técnicos (por exemplo frequência), ajustes horários para adequação à carga e atuação na escala de horas e dias para o ajuste da programação (por exemplo, programação do dia seguinte). Esta diferença na atuação temporal dos ISOs /RTOs decorre principalmente da diferença entre o despacho de um operador e suas ações de controle (por exemplo, adequar a rampa de uma usina em reserva para fazer frente à variabilidade das FIs). A figura 3 reproduzida de Fares (21) exemplifica esta situação.

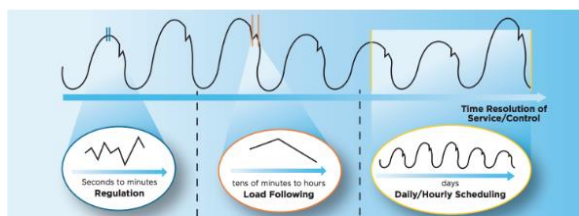


Figura 3- Escala de tempo dos Operadores (21)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

A previsibilidade da geração disponível está no centro das dificuldades dos operadores. Madrigal e Poter (20) estimam que o erro típico seja da ordem de 1,5% da carga para a programação do dia seguinte e de 5% para a programação da semana vindoura. Os efeitos de temperatura e clima são os mais relevantes neste tema, pois afetam decisivamente a carga e a geração das FIs. O grande desafio é conseguir que o “despacho” seja, tanto quanto possível, semelhante à necessidade que se teria de uma operação em tempo real (sem reservas e sem necessidades de ações emergenciais).

As contingências (inevitáveis) precisam ser saneadas pelo ajuste da geração de base, pela geração de resposta intermediária e pelas opções de resposta rápida. Todas estas opções são dependentes de quão intensa é a penetração das FIs, das alternativas disponíveis das fontes existentes e da inflexibilidade da carteira complementar.

Conforme já discutido na seção precedente, o custo adicional operativo provocado pelas FIs pode ser caracterizado na própria operação (ISO/ RTOs) e para outros agentes geradores. A metodologia de alocação dos custos extras provocados pelas FIs, com os demais agentes da cadeia produtiva da energia elétrica, torna-se uma das grandes dificuldades dos operadores e uma questão que produz grande influência na formação das políticas de incentivo às energias renováveis.

Para penetrações superiores a este patamar, outros impactos podem ser identificados, inclusive com retrocessos na própria segurança energética. Do ponto de vista de atendimento à demanda, observe-se que as FIs têm elevada imprevisibilidade, sempre lembrando que a demanda/carga já possui “per se” grande parcela de variabilidade. Além do mais, as FIs são, na maior parte das vezes, “não despacháveis”² e a produção, normalmente, não guarda correlação com a carga.

Um problema de especial importância decorre da intensidade da intermitência. As figuras 4 e 5 exemplificam esta situação.

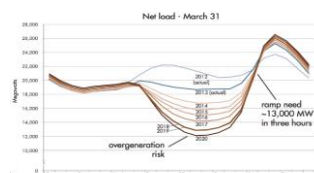


Figura 4- Rampas aceleradas, reproduzido de Fares (21)

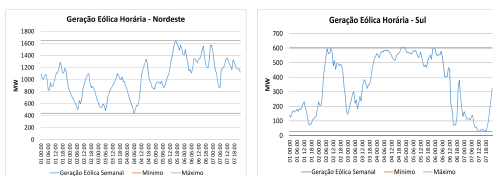


Figura 5 – Variações da geração eólica 1ª. semana setembro de 2014

3.4 Formação de preços

Sabe-se que os dois principais direcionadores de preço no mercado de curto prazo no Brasil são respectivamente a demanda e a disponibilidade de recursos hídricos. Em países com geração predominantemente térmica, a influência da disponibilidade de recursos eólicos (e no futuro com maior intensidade a energia solar) já representa o segundo fator mais importante na formação dos preços. A figura 6 mostra o efeito nos preços do mercado spot na Austrália em casos de abundância de recursos eólicos e no caso de sua escassez (24).

A influência das FIs é tão importante que, como já evidenciado em seção precedente, alguns autores entendem que sua influência na formação de preços muito baratos pode propiciar um efeito “rebote” inviabilizando novos investimentos de novas usinas (16).

² (Entende-se como despacho a habilidade da geração de responder a variabilidade da demanda) Usualmente denominadas como “Must take”. Entende-se como fontes despacháveis aquelas que tem a habilidade de propiciar que a geração possa responder a variabilidade da demanda.

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Nesta mesma perspectiva, outras publicações (25, 26) abordam que mercados com desenhos com limitação de riscos impedem a obtenção de maior eficiência. Desenhos com maior exposição de riscos acabam gerando a necessidade de maiores facilidades para a financiabilidade da expansão das renováveis.

Formatado: Português (Brasil)

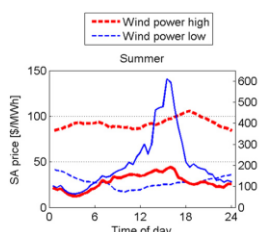


Figura 6 – Preços no mercado SPOT da Austrália influenciado pelas usinas eólicas (24)

Outros impactos são também esperados e para esses se necessitarão desenhos regulatórios e comerciais, entre outros exemplos Welle e Joode (27) destacam a influência das Fls na ampliação de riscos provenientes do descasamento de preços entre sub-mercados em casos de congestionamento, a necessária definição da alocação dos custos de serviços ancilares. Recomenda-se, ainda, atenção regulatória para a necessidade de preços horários para melhor gestão dos riscos e o incentivo a um mercado competitivo amplo.

4.0 - ALTERNATIVAS DE EQUACIONAMENTO

Não se esperam soluções definitivas e únicas, nem mesmo em prazos médios, mas os problemas levantados nas seções precedentes, no entanto algumas diretivas parecem ser consideradas como virtuosas na tentativa de contribuir para um ambiente de menor incerteza. Entre elas:

- Sistemas de transmissão mais robustos, que propiciem interligações mesmo a grandes distâncias fazendo valer os benefícios da diversidade geográfica das Fls.
- Maiores investimentos em sistemas de armazenagem, em especial baterias que devem se desenvolver mais rapidamente na esteira dos equipamentos e mobilidade elétrica. Particularmente, no Brasil, pela existência de potenciais de hidroelétricas de reservatório.
- Maior atenção a sistemas de previsão climática visando uma maior assertividade do planejamento da operação.
- Maior esforço no ferramental do planejamento integrado de recursos contemplando em especial a diversidade de fontes intermitentes e ou de base. Este esforço pode, inclusive, dedicar esforço às fontes de informação transversas, como a concentração demográfica de regiões, cuja concentração populacional esteja em transformação³.
- Incentivo às ações para implementação de Resposta da Demanda.
- Maiores esforços regulatórios direcionados aos desenhos de mercado priorizando tarifas dinâmicas e preços de liquidação de diferenças em intervalos mais curtos, possivelmente horários.

5.0 - CONCLUSÕES

O artigo analisou a perspectiva que a propalada inserção massiva de Fls pode enfrentar barreiras tanto técnicas como econômicas quando sua inserção ultrapassar os limites hoje considerados como factíveis (20 a 30% da capacidade instalada) sem que existam transformações radicais nos sistemas operativos ou alterações nos modelos comerciais.

As principais transformações identificadas para ocorrerem na indústria de energia elétrica, mobilidade elétrica, redes elétricas inteligentes e micro/minigeração distribuídas, sendo que estas indústrias podem trazer alternativas de equacionamento da problemática apontada, embora não sejam esperadas soluções definitivas e nem integrais, inclusive por que parte das dificuldades estarem relacionadas às características regionais e da disponibilidade de recursos naturais.

Grandes esforços em pesquisas e aprimoramento dos sistemas de previsibilidade climática e de operação dos sistemas devem ser incentivados, em especial porque a demanda por recursos e ou serviços ambientais tende a

³ Por exemplo estima-se que até 2050 a população dos estados do Arizona e Nevada venham a mais que dobrar suas populações, enquanto está previsto que os estados da Florida e do Texas tenham crescimento populacional da ordem de 65%. Já o Distrito de Columbia terá sua população reduzida em 35%.

crescer, assim como os esforços decorrentes de compromissos voluntários relacionados com as Mudanças Climáticas.

Os autores antevêm grande desenvolvimento tecnológico na ciência e na regulação dos temas conexos com a inserção massiva das Fls, aliás como aconteceu com o desenvolvimento deste artigo que faz parte dos esforços do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento “SMART-SEN: Um Modelo de Simulação do Sistema Elétrico Nacional com Presença de Geração de Renováveis Intermitentes: Impactos Operacionais, Regulatórios e Custos” que faz parte do Programa de P&D regulado pela ANEEL. O desenvolvimento do artigo recebeu Este trabalho recebeu suporte financeiro e técnico do grupo AES e cooperadas no escopo do referido projeto.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Associação Brasileira de Energia Eólica. **Abeólica- Dados Mensais - Fevereiro de 2017**. São Paulo, 2017.
- (2) GWEC- Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2015**. 2016.
- (3) ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração**. Brasília, Março de 2017.
- (4) EPIA- European Photovoltaic Industry Association. **Global Market Outlook for Solar Power, 2015-2019**. Suécia, 2015.
- (5) Acende Brasil. **Análise de leilões**, disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/br/analises>, acesso em 16 de março de 2017.
- (6) Bloomberg. **Global trends in renewable energy investment - 2016**. Frankfurt School – UNEP Centre / BNEF, 2016.
- (7) Couture, T. D., Cory, K., Kreycik, C., Williams, E. **A policymaker's guide to feed in tariff policy design**, NREL, 2010.
- (8) Diesendorf, M. **Greenhouse Solutions With Sustainable Energy**. University of NSW Press, Sydney, 2007.
- (9) Elliston, B, Diesendorf, M e MacGill, I. **Simulations of Scenarios with 100% Renewable Electricity in the National Electricity Market**, at the Australian Solar Energy Society Conference, Sydney, 2011.
- (10) Wright, M., Hearps, P. **Australian Sustainable Energy. Zero Carbon Australia Stationary Energy Plan**, Energy Research Institute, Melbourne University, Australia. Disponível em http://media.bze.org.au/ZCA2020_Stationary_Energy_Report_v1.pdf, acesso em novembro de 2016, 2010.
- (11) Mai, T., Sandor, D., Wiser, R. e Schneider, T. **Renewable Electricity Futures Study**, Volumes I a IV, National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- (12) Stern, N. **Review on the Economics of Climate Change**, H. M. Treasury, UK, disponível em <http://www.sternreview.org.uk>, acesso em novembro de 2016, 2006.
- (13) Jacobson, M.Z., Dellucci, M.A. **Providing all global energy with wind, water and solar power, part 1: technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials**. Energy Policy 39, 1154–1169, 2011.
- (14) Ferreira, P., Araujo, M., O'Kelly, M. E. J. **The impacts of wind power on power systems operation**, Proceedings 3rd International Conference on Energy, Environmental Ecosystems and Sustainable Development, Greece, 2007.
- (15) Trainer, T. **Can Australian run on renewable energy? The negative case**. Energy Policy, 50, p.306-314, 2012.
- (16) Mills, A., Wiser, R. **Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: a pilot case study of California**. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, p.1-114, 2012.
- (17) Oren, S. S., **Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets**, Working Paper prepared under contract from the Electric Power Research Institute- University of California at Berkeley, 2003.
- (18) Silva, E. L., **Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems— the Brazilian case -** Energy Policy, p. 2002–2011, 2006.
- (19) Asmus, P., **How California hopes to manage the intermittency of wind power?**, The Electricity Journal, pg. 48-53 (2003).
- (20) Madrigal, M., Porter, K, **Operating and Planning Electricity Grids with Variable Renewable**, World Bank Study, 2013.
- (21) Fares, R., **Renewable Energy Intermittency explained: Challenges, Solutions and Opportunities**, Scientific American, disponível em: [blogs.Scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained](https://blogs.scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained), acesso em 26 de abril de 2016.
- (22) Porter, K., Fink, S., Roger, J., Mudd, C., Buckley, M., Clark, C. **Review of industry practice in the experience in the integration of wind and solar generation**. Exeter Associates Inc. & GE energy, 2012.
- (23) Almeida Prado Jr., F.A. **Impactos da inserção de Fontes Intermitentes na operação do sistemas interligados - Texto de discussão 01**. Projeto P&D- Smart SEN, 2016.
- (24) MacGill, I. **Electricity Market design for facilitating the integration of wind energy: experience and prospects with the Australian National Electricity Market**, issue 7, p.3180-3191, 2010.

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Português (Brasil)

Código de campo alterado

Formatado: Português (Brasil)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

- (25) Denault, M., Dupuis, D., Couture - Cardinal, S. **Complementary of hydro and Wind power: improving the risk profile of energy inflows**, Energy Policy, Issue 37, p.5376-5384, 2009.
- (26) Kleessmann, C., Nabe, C., Burges, K. **Pros and Cons of exposing renewables to electricity market risks - a comparison of market integration approaches in Germany, Spain and UK**, Energy Policy Issue 36, p.3646-3661, 2008.
- (27) Welle, A. J., Joode, J. **Regulatory road maps for the integration of intermittent electricity generation: Methodology development and the case of Netherlands**, Energy Policy, issue 10, p.5829-5839, 2011.

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

Formatado: Inglês (Estados Unidos)

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Fernando Amaral de Almeida Prado Jr., Engenheiro Civil pela Unicamp (1977), Curso de Especialização em Administração Contábil e Financeira- CEAG- FGV-SP (1989), mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP (1994), doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP (1999) e pós-doutorado pela Universidade de São Paulo (2006), atualmente desenvolve um segundo pos doutorado na UNICAMP. É professor colaborador de pós-graduação da USP e da UNICAMP. Tem experiência em Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: geração distribuída, smart grid, mudanças climáticas, reestruturação institucional, tarifas, avaliação de risco e regulação. Desde 2001, é sócio gerente da empresa Sinerconsult - Consultoria, Treinamento, onde atua como consultor de empresas além de atuar Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento. Desde maio de 2013 é pesquisador associado do Center of Latin American Studies da University of Florida, EUA.

Paulo Barbosa é professor titular da UNICAMP, onde trabalha desde 1982, com atuação no Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais da Faculdade de Eng. Civil, Arquitetura e Urbanismo. Realizou pós-doutorado na área de planejamento de energia elétrica no Depto. de Pesquisa Operacional e Engenharia Financeira na Universidade de Princeton, EUA (1999-2001) e na Escola de Engenharia e Ciências Aplicadas da Universidade de Harvard (2010). Desde 1990 vem desenvolvendo pesquisa aplicada e capacitação na área de energia, para entidades e empresas públicas (Ministério de Minas e Energia; ANEEL, Operador Nacional do Sistema Interligado-ONS; CESP; CEMIG; Petrobrás) e empresas privadas (Duke Energy International, AES-Tietê; Cia Paulista de Força e Luz; Cia Piratininga de Força e Luz; Elektro, Eletropaulo, dentre outras). É assessor científico de diversas agências de fomento à pesquisa, tais como o CNPq, a CAPES, FINEP e a FAPESP.

Marcos Leone Filho Possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas (2002) e mestrado (2006) e doutorado (2012) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas. Além disto, em 2013, Marcos trabalhou como pesquisador de pós-doutorado na Universidade de Princeton (NJ, EUA) no departamento ORFE, sendo que ainda permanece como pesquisador associado a este departamento. Desde 2010 é diretor executivo da Venidera, onde atua como consultor e pesquisador focado, principalmente, em projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&Ds) do setor elétrico brasileiro. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: planejamento, controle, simulações dinâmicas, modelagem de sistemas não lineares, otimização de sistemas e computação de alto desempenho.

Formatado: Português (Brasil)