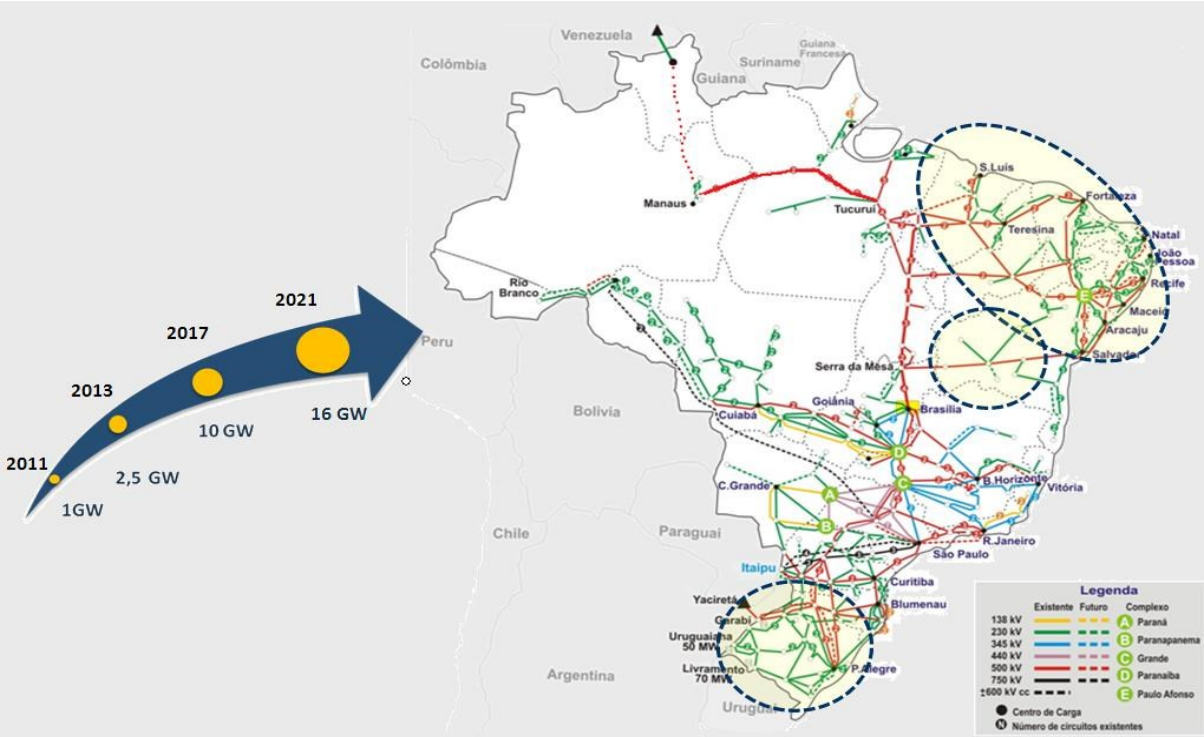
Inserção da Geração a Partir das Fontes Primárias Intermitentes (FPI) no Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: ONS

Apresentação

Este trabalho foi elaborado pelo Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia – ANE com o objetivo de alertar para as dificuldades, atuais e principalmente futuras, no planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro decorrentes do aumento da penetração das FPI(eólica e solar), hoje em sua maior parte concentradas nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. Trata-se de uma compilação das informações disponíveis nos documentos listados na bibliografia relacionada ao final do trabalho e na colaboração dos membros do Comitê. O trabalho foi coordenado pelo acadêmico Acher Mossé e contou com a ativa colaboração dos seguintes membros do Comitê: Agenor Mundim, Alcir de Faro Orlando, Eduardo Serra, Flavio Miguez, Jerson Kelman, Jerzy Lepecki, Nelson Martins e Pietro Erber.

Jerzy Lepecki
Coordenador do Comitê de Energia da ANE

Índice

Página

Introdução 3

Níveis de Penetração das FPI 6

Operação do Sistema

Compensação da Intermitencia das FPI 9

- Fontes Despacháveis 10
- Armazenamento de Energia 13
- A Resposta da Demanda 14

Desafios do Planejamento e da Operação 16

Modelos Computacionais 20

Desafios do Planejamento 22

Ações em Curso 24

Conclusões e Recomendações 25

Anexo 1: Evolução da Capacidade de FPI Instaladas no SEB e Crescimento Mundial da Geração Eólica 26

Anexo 2: Situação Atual e Crescimento dos Mini e Micro Geradores 32

Bibliografia 35

Introdução

A participação das FPI, principalmente eólica e solar (fotovoltaica e térmica) no SIN apresenta vantagens, dentre outras, por utilizar recursos renováveis, a custos decrescentes e por ser praticamente isenta de emissões de gases do efeito estufa (GEE). Por outro lado, as FPI podem acarretar algumas dificuldades à operação dos sistemas nos quais são inseridas. A principal delas é sua não-despachabilidade e a necessidade de flexibilizar o despacho das usinas que utilizam as demais fontes – hidroelétricas e termoelétricas - para compensar a sua intermitência e garantir o atendimento contínuo da demanda.

A rápida expansão das fontes eólica, solar fotovoltáica centralizada e distribuída pode impactar, dependendo de seu nível de participação, os sistemas de geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica. Portanto, traz desafios para o planejamento da expansão e a operação do sistema, em todos os seus níveis, bem como para a regulação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

O uso das FPI pode reduzir o investimento global dispendido na construção de usinas de grande porte de geração de energia elétrica e de linhas de transmissão. Podem ser rapidamente instaladas de acordo com o crescimento da demanda, eliminando os prazos elevados necessários para construção de usinas tradicionais. Entretanto, muitos países, onde os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são regulados ou verticalmente integrados estão cautelosos devido à possível falta de monitoramento e de controle da conexão das FPI à rede elétrica, o que pode causar redução da qualidade e da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. As empresas de serviços de energia elétrica são classificadas como de integração vertical quando: (a) A energia elétrica gerada escoa em apenas uma direção, isto é, das usinas de geração para a rede de transmissão, então para as redes de distribuição e finalmente para os consumidores, (b) A geração de energia, e a transmissão e distribuição de energia são de propriedade de uma unica empresa [1].

As FPI (eólica e solar) não são adequadas para conexão direta com a rede elétrica, necessitando de interfaces com eletrônica de potência para sincronizar a energia gerada com as características da rede. Um sistema fotovoltaico produz corrente e tensão continuas. A interface deve converter este sinal em corrente e tensão alternadas, e ajustar a frequência à da rede. A geração de energia elétrica por turbinas eólicas produz um sinal alternado com níveis de frequência e tensão não compatíveis com os valores da rede. A interface converte o sinal alternado em continuo, para depois convertê-lo em alternado com as características da rede. Harmônicos são introduzidos na rede elétrica devido ao uso de tecnologia para conversão de tensão na geração com energia eólica e solar.

O uso das FPI impõe dois grandes desafios. O primeiro é a diferença entre as tecnologias de geração de energia elétrica por fontes convencionais e por fontes renováveis. O segundo é o uso em larga escala da eletrônica de potência para geração, transmissão ou distribuição, e aplicações do consumidor final [2]. A tecnologia de eletrônica de potência tem um papel importante na geração distribuida e na integração das fontes de energia renovável com a rede elétrica. Ela deve ser altamente eficiente e muito confiável. Durante os últimos anos, a eletrônica de potência tem tido uma evolução rápida por dois motivos principais, (a) Desenvolvimento de comutadores rápidos fabricados com semicondutores, operando com potências elevadas, e, (b) Introdução de controladores digitais em tempo real que operam com algoritmos avançados e complexos. Desta forma estão sendo desenvolvidos conversores eletrônicos de potência bastante econômicos para a integração das FPI e dos sistemas de armazenamento [2].

Dependendo da sua potência, FPI de energia de baixa capacidade e conectadas à rede elétrica podem não degradar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Entretanto, para maiores capacidades, a redução da qualidade pode ser quantificada pelo aumento da oscilação (flicker) e de harmônicos na tensão da rede, além da degradação do nível de curto-circuito do sistema. A redução da confiabilidade pode ser observada pelas interrupções mais frequentes do fornecimento de energia elétrica. Sobretensões sustentadas podem ocorrer quando a demanda de energia elétrica é bem inferior à capacidade da geração conectada. A oscilação de tensão (flicker) é

resultado de uma variação significativa da intensidade da radiação solar incidente, da velocidade do vento, e das operações para ligar e desligar equipamentos [1]

Quando as FPI são conectadas à rede elétrica, um controlador de carga deve ser utilizado. É um sistema de proteção composto de circuitos de interrupção, relés, filtros eletrônicos de potência e de comunicação. Sua função principal é proteger a estabilidade da rede através de informações coletadas da operação [1]. Este sistema é monitorado e controlado por um controlador supervisório local, incluindo funções de gerenciamento econômico, otimização e funcionalidades de controle.

O número crescente de FPI e a expansão da geração distribuida requer novas estratégias para operação e administração da rede de energia elétrica, de forma a manter ou melhorar a confiabilidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica. O gerador da energia elétrica obtida através das FPI procura maximizar a energia produzida e minimizar os efeitos adversos provenientes da intermitência e do sistema de conversão eletrônico. No lado da rede elétrica de transmissão, os conversores eletrônicos de potência das FPI devem possibilitar comportamento similar ao das usinas convencionais de produção de energia elétrica, a despeito da intermitência e geração de harmônicos. Isto significa manter a frequência e a tensão da rede em valores próximos aos nominais, suportar falhas nela ou mesmo contribuir para sua recuperação [2].

Tem sido demonstrado que a geração eólica de energia elétrica é tecnica e economicamente viável. Espera-se que com os desenvolvimentos atuais em conversão de energia sem engrenagens de transmissão, através da eletrônica de potência, possa ser desenvolvida uma nova geração de turbinas eólicas silenciosas, eficientes e mais econômicas. Os preços continuamente decrescentes dos painéis fotovoltaicos têm demonstrado a importância da redução de custos dos conversores fotovoltaicos.

O armazenamento de energia em sistemas de geração e fornecimento de energia elétrica permite o desacoplamento entre a geração e a demanda. Em

outras palavras, a energia elétrica produzida em períodos de baixa demanda, ou por fontes intermitentes, pode ser armazenada e utilizada em períodos de elevada demanda ou quando nenhuma outra geração estiver disponível. A integração e coordenação adequada entre as FPI de energia e os sistemas de armazenamento pode resultar em maior penetração de mercado, resiliência, economia de energia e emissões [2].

O Anexo 1 traz uma visão sumária do crescimento da participação das FPI no Balanço Energético Brasileiro e da energia eólica no resto do mundo.

Níveis de Penetração das FPI

A geração elétrica a partir das FPI tem custo marginal operacional praticamente zero. Como a energia eólica e a solar não podem ser armazenadas como tais, são utilizadas sempre que disponibilizadas no fornecimento direto de energia elétrica ou em recalques em usinas reversíveis, ou são desperdiçadas. Portanto, na operação do SIN, sua utilização é prioritária em relação às demais fontes (exceto a hidroelétrica, quando os respectivos descarregadores de cheia estão operando). Em consequência, o fator de capacidade das fontes despacháveis tende a diminuir. Dependendo do critério de remuneração dos seus investimentos, como pelo custo marginal, seu retorno pode também diminuir, reduzindo a atratividade de novos investimentos em usinas despacháveis.

Dados os atributos peculiares das FPI, as implicações técnicas, econômicas e institucionais da sua integração no sistema elétrico tornam-se mais evidentes e exigentes à medida que cresce a sua penetração (percentual de energia gerada a partir de FPI). Com baixos níveis de penetração, sua integração não apresenta maiores desafios. Altos níveis de penetração, no entanto, acarretam impactos no sistema elétrico em todas as escalas de tempo, desde anos até dias, horas minutos e mesmo segundos.

Os principais desafios da penetração das FPI apresentados no documento "Status of Power System Transformation 2017 – System Integration and Local Grids"[3] da Agencia Internacional de Energia, AIE, são descritos a seguir. As quatro fases indicadas dizem respeito à intensidade de penetração das FPI em um dado sistema elétrico de potência:

Fase 1 – o operador e demais agentes do sistema elétrico não necessitam se preocupar com a energia gerada pelas FPI e sua variabilidade. A carga total e a carga líquida (carga total menos geração das FPI) não diferem substancialmente,

***Fase* 2** – o despacho realizado pelo parque gerador existente pode ser modificado pela geração das FPI, afetando as condições das redes locais , provocando congestão da transmissão e até inversão do fluxo de energia em componentes da rede. No entanto, o sistema pode acomodar a nova situação com os recursos existentes e pela atualização de procedimentos de operação,

Fase 3 – nesta fase, a flexibilidade é a chave para a integração das FPI. Flexibilidade refere-se à velocidade de resposta do sistema elétrico às variações para o atendimento da demanda, numa escala de horas a minutos; usinas de funcionamento contínuo devem reduzir sua geração para dar lugar à geração das FPI ou são acionadas para compensar a variabilidade das FPI,

Fase 4 – a estabilidade do sistema passa a ser o maior desafio, requerendo novas opções de investimento e melhorias nos procedimentos de operação; algumas usinas passam a funcionar continuamente, modulando a sua geração para compensar a geração altamente variável das FPI; a habilidade do sistema para recuperar-se de perturbações é reduzida.

Note-se que a transição entre as fases descritas acima não ocorre abruptamente. Estas fases são apenas uma conceptualização para identificar as questões que vão se tornando gradualmente mais relevantes, dependendo da natureza do sistema elétrico e das FPI envolvidas.

Em alguns países, como a Alemanha e a Dinamarca, onde a capacidade instalada das FPI é próxima ou até maior que a demanda máxima, o custo marginal de operação do sistema pode eventualmente tornar-se negligível ou mesmo negativo, significando que os geradores passam a pagar aos consumidores para absorverem a energia excedente produzida. A alternativa de parar algumas usinas de funcionamento contínuo, muitas vezes de modo repentino e por um curto período, pode ser bem mais cara. Na Dinamarca e na Escócia, há períodos de muitas horas em que a energia elétrica gerada é totalmente de origem eólica.

A apresentação de A. Clerici no Conselho Mundial de Energia [4] lista (Tabela 1) uma forte participação das FPI em alguns países da Europa:

Tabela 1 – Participação das FPI em alguns países europeus, em % no ano de 2015

País	**FPI/ger.total**	**FPI/dem. máx.**
Dinamarca	52	96
Portugal	24	54
Espanha	23	72
Alemanha	20	102

Em 2016, o Brasil ultrapassou o Canadá e assumiu a sétima posição no ranking dos países com maior geração de energia eólica. De acordo com o “Boletim de Energia Eólica Brasil e Mundo – Base 2016”, produzido pelo MME, o país mantém o quinto lugar em termos de expansão de potência instalada, com 2,5 GW acrescidos entre janeiro e dezembro de 2016. Além disso, o parque eólico no Brasil alcançou um fator de capacidade médio de 41,6% contra uma média mundial de 24,7% – esse indicador teve um aumento de 68%, no país, entre

2000 e 2016, sobretudo devido à evolução das características tecnológicas dessa modalidade de geração. O fator de capacidade médio das eólicas no Brasil, especialmente no Nordeste, é bastante elevado, resultando em menores efeitos adversos da FPI diferentemente do que ocorre em outros países de mais baixo fator de capacidade. O estado brasileiro que teve a maior relação entre geração eólica local e o consumo total de energia elétrica, em 2016, foi o Rio Grande do Norte, com 34,7%, seguido do Ceará, com 18,8%. As usinas eólicas instaladas no Piauí apresentaram o maior fator de capacidade médio, naquele ano (48,4%).

Em 2020, a energia eólica deverá atingir 10% da geração total em todo o País, atingindo surpreendentes 87% na região Nordeste. Em 2016, a geração eólica já respondia por mais de 50% da geração no Nordeste, com 6772 MW de capacidade (70% do total nacional) em 264 fazendas eólicas, a maior parte delas no Estado da Bahia. Na região Nordeste, já estamos experimentando pelo menos a "Fase 3" das etapas de integração citadas no relatório da AIE. Para 2026, a previsão do Plano Decenal de Energia é que a capacidade instalada em usinas eólicas brasileiras chegue a 25,8 GW – incluindo geração distribuída – e responda por 12,5% do total. A região Nordeste deverá ter 90% da capacidade eólica total [5].

Operação do Sistema

Compensação da Intermitência das FPI

A intermitência das FPI pode ser compensada utilizando: outras fontes geradoras despachaveis (hidroelétrica, térmica ou biomassa), e/ou o armazenamento de energia, e/ou a resposta da demanda (ações de controle sobre a demanda).

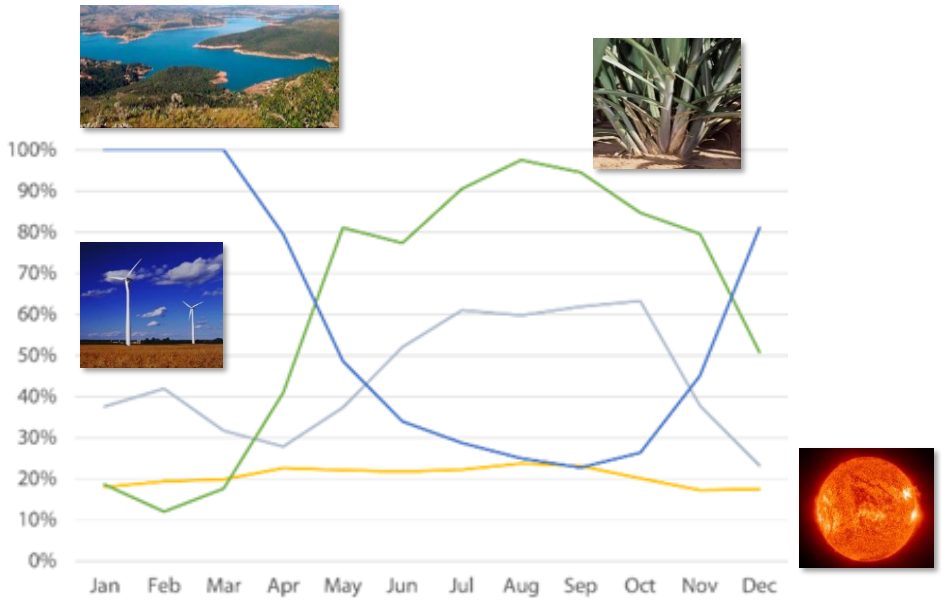
A escolha do modo de compensação da intermitência depende das suas características, tais como duração e velocidade das variações, bem como

daquelas do sistema no qual se inserem e das características dos grandes consumidores. No entanto, a compensação das descontinuidades no fornecimento das FPI não elimina a necessidade de proteger o sistema de transitórios adversos de tensão e frequência, decorrentes das imprevisíveis e muito bruscas variações das FPIs.

- **Fontes Despacháveis**

Uma característica indesejável das FPI é a intermitência, que são variações bruscas na potência entregue e na magnitude de tensão no ponto de conexão. Para garantir a continuidade do fornecimento o operador tem que compensar a variabilidade das FPI através de fontes despacháveis, como a hidroelétrica, a termoelétrica (carvão e gás natural) e, quando disponível, a biomassa. Felizmente, no Brasil, as disponibilidades das fontes hídrica, eólica, solar e biomassa mostram certa complementariedade energética em termos de médias mensais, como representado na Figura 1. A manutenção de reserva girante implica em um gasto de energia adicional que deve ser considerado. Além de reserva girante, a compensação da variabilidade das FPI, pode envolver a utilização do sistema interligado de transmissão, comprometendo parcialmente sua capacidade e exigindo reforços significativos.

Figura 1 – Variação anual da energia segundo a fonte primária: hidráulica, biomassa, eólica e solar, em percentagens



Fonte: Mario Veiga, 27-04-2017

No caso da geração eólica no Nordeste, cujo fator de capacidade (FC) é relativamente alto, a complementação do fornecimento através de outras fontes despacháveis (hidroelétrica, térmica e biomassa) faz mais sentido do que no caso de fontes com baixo FC, como a solar fotovoltaica, onde faria mais sentido a utilização de soluções de armazenamento de energia. A complementação a partir de hidroelétricas ou usinas geradoras acionadas por outras fontes primárias envolve gastos não desprezíveis, seja pelo deplecionamento dos reservatórios, seja pelo consumo de combustíveis. O uso de combustíveis fósseis para manter a reserva girante conduz à um paradoxo: *A inserção das FPI no sistema elétrico, em vez de diminuir pode aumentar a emissão dos gases poluentes e de efeito estufa*. Neste ponto, o Brasil ainda se encontra em vantagem pela existência de usinas hidroelétricas com reservatório de regularização (na sua maioria implantadas entre 1960 e 1985), que ainda podem absorver as intermitências das FPI. Entretanto, como tem sido muito dificil a obtenção de licença ambiental para implantação de novas usinas com grandes reservatórios de regularização no Brasil, a solução para o atendimento da expansão do sistema poderia ser a instalação de usinas nucleares, que são minimamente poluentes, operando na base da curva de carga e liberando as usinas hidroelétricas para sua utilização quase exclusiva na mitigação das intermitências, cuja importância aumentará com a crescente inserção das FPI no SEB.

Outra alternativa é a implantação de usinas hidroelétricas reversíveis, ou de acumulação por bombeamento, que reservam potência para atendimento da demanda e para compensar a intermitencia das FPI de forma rápida. O tempo de suprimento depende da energia acumulada, portanto do volume do reservatório superior e da altura de queda útil.

Turbinas a gás podem não ser suficientemente rápidas para entrar em operação e assumir a carga quando as variações do fornecimento pelas FPI forem bruscas. Para este fim, elas devem constituir reserva girante, o que ocasiona considerável gasto de combustível. Por outro lado, elas podem não ter inércia suficiente para proteger o sistema de transientes severos de

frequência e, dado que seu FC seria baixo, o custo fixo por kWh gerado tenderia a ser alto, pela natureza intermitente do fornecimento do gás necessário.

O uso de usinas hidroelétricas do SIN para compensar as variações de demanda tem sido prática comum no Brasil. O custo marginal da geração hidrelétrica pode variar consideravelmente, de acordo com as condições de armazenamento dos reservatórios e com os fluxos afluentes presentes e esperados. As distâncias de transmissão também contam, devido aos investimentos necessários para implantação e manutenção de longos sistemas de transmissão e às perdas de energia na transmissão. Se os descarregadores de cheias de hidroelétricas estão em operação, o custo marginal de geração hidrelétrica é praticamente nulo, em caso contrário tende para o custo de combustível equivalente, mais o custo do risco do não-atendimento futuro ao mercado, devido ao aumento do esvaziamento dos reservatórios, que acarreta perda de geração no futuro. A perda de geração é mais significativa quando os reservatórios estão, na sua maioria, deplecionados como tem sido o caso nos últimos anos devido à prolongada estiagem no País. A depleção dos reservatórios causa perda de altura de queda útil e consequentemente de produtividade, em termos de kWh por metro cúbico de água turbinada.

Tendo em vista a capacidade de armazenamento do SIN, cerca de 220 TWh ou quatro meses de suprimento, foi sugerido o seu uso exclusivo para compensar a intermitência das FPI. Neste caso hipotético, todas as hidroelétricas seriam operadas a fio-de-água. No entanto, o real armazenamento do sistema varia e em meados de 2017 foi apenas de 95 TWh. Como a capacidade das FPI está em franco crescimento e a capacidade dos reservatórios tem permanecido a mesma, a contribuição relativa do armazenamento diminuirá gradualmente. É muito importante, no entanto, determinar quanto da atual capacidade de armazenamento pode contribuir para complementar a geração das FPI.

Na realidade a operação dos reservatórios está sujeita a um conjunto de regras, algumas decorrentes do seu próprio licenciamento e/ou da sua outorga, tais como a defluência mínima, controle de cheias e, por último mas não menos importante, as usinas hidroelétricas devem cumprir os seus contratos de fornecimento e sua programação de operação. Ainda que se possa considerar que, teoricamente, algumas restrições possam ser removidas, a validade e factibilidade desta hipótese deve ser objeto de um estudo amplo e

detalhado, até porque poderá implicar em redução da energia assegurada do SIN.

A complementação das FPI pode ser feita também pela energia proveniente da biomassa, principalmente daquela proveniente de florestas plantadas especificamente para este fim. Essa fonte tem a vantagem de ser disponível o ano inteiro, em contraste com a proveniente da cultura da cana (bagaço e palhas) cuja disponibilidade é sazonal. Todavia, essa também teria sua economicidade prejudicada pela redução de seu fator de capacidade para complementar as FPI.

Alguns consumidores podem aceitar o uso intermitente da energia das FPI e firmar contratos para sua utilização, alterando sua carga e assim compensando sua intermitência. Eles podem ainda firmar outros contratos com a distribuidora local para o provimento de *back-up*, ou fazê-lo de forma privada em suas próprias instalações através de baterias ou outras modalidades de armazenamento de energia (ar comprimido, volantes de inércia etc).

Finalmente, cabe notar que a complementação simplesmente transfere a intermitência de uma forma de energia para outra, envolvendo considerável redundância de equipamentos e investimentos. A medida que a inserção das FPI cresce, este procedimento se torna mais inadequado.

- **<u>Armazenamento de Energia</u>**

É difícil prever as flutuações do fornecimento das FPI, ainda que métodos de previsão meteorológica e a diversidade de localização das FPI possam assegurar uma limitada capacidade de previsão da capacidade de atendimento da carga. A confiabilidade instantânea do fornecimento é bastante baixa ou até desprezível, mas a previsão da sua capacidade de fornecimento de energia mensal, ou pelo menos anual, é confiável, sendo comparável à energia hidroelétrica proveniente de usinas desprovidas de reservatórios de regularização. A integração das FPI na rede pode ser efetivamente implementada garantindo a utilização da sua contribuição energética, que é confiávelem termos anuais. Isto requer o armazenamento de parte da energia gerada, seja através de baterias, de reservatórios das hidroelétricas (com suas

limitações), de usinas hidroelétricas reversíveis, ou de outros sistemas que podem ser adotados para os diversos casos específicos. O Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia (ANE) produziu, em 2016, um completo documento sobre as diversas formas de armazenamento de energia e potênciaque se encontra disponível na página da ANE (www.anebrasil.org.br).

Com o crescimento da geração distribuída, principalmente a solar fotovoltaica, e o barateamento das formas de armazenamento local de energia (baterias e outros), um cenário possível é o crescimento dos consumidores com relativa independência da rede elétrica. A rede só seria utilizada como back-up eventual e para transações de energia, através do "net-metering" (sistema atual, sendo que outros poderão ser adotados no futuro), reduzindo a previsibilidade da contribuição dessas fontes, sobretudo enquanto supridores de potência, na operação do sistema.

A China, atualmente o maior investidor em geração eólica e solar, tem hoje (2018) cerca de 41 GW de usinas reversíveis em construção. Em 2015 a capacidade instalada mundial de hidroelétricas era de 1 212,3 GW, dos quais 144,5 GW eram de usinas reversíveis. Destas, a China tem 58 GW, a Europa 51 GW e os Estados Unidos 23 GW. Algumas experiências recentes buscam utilizar o mar como reservatório inferior, de forma a reduzir o investimento e o impacto ambiental. A Tesla acaba de fornecer para a Austrália um sistema de baterias de 100 MW, que ficará atrelado a um parque eólico. Apesar de ter sido fornecido a custo zero, a experiência obtida com essa instalação poderá ser replicada em outras partes do mundo.

- **A Resposta da Demanda**

A resposta da demanda (*demand response*), ou a utilização do controle da demanda de consumidores para redução da carga do sistema e/ou para complementação das FPI, está prevista em lei que trata da operação do sistema, desde 2016 (Lei 13360/2016). A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 792, de 28/11/2017, estabeleceu os critérios para a implantação e funcionamento de um programa piloto de Resposta da Demanda nos subsistemas Norte e Nordeste, reunindo ONS, EPE, ABRACE (consumidores livres), CCEE e a própria ANEEL.

Os mecanismos de gestão da demanda são usualmente utilizados por operadores de sistemas de vários países, em diferentes níveis de abrangência e complexidade, como um eficiente recurso para tornar a operação do sistema mais econômica. No caso do Brasil, o mecanismo de Resposta da Demanda irá reduzir a carga de consumidores previamente habilitados para substituir o despacho termelétrico fora da ordem de mérito, visando melhorar a confiabilidade do SIN e contribuir para a modicidade tarifária.

Os subsistemas Norte e Nordeste foram escolhidos para a implantação do projeto piloto em função de:

- desde 2012, a bacia hidrográfica do Rio São Francisco, a principal do subsistema Nordeste, vem apresentando condições muito severas de afluências, com reflexo nos níveis de armazenamento de seus reservatórios;
- a significativa adição de geração eólica no Nordeste aumentou a intermitência da oferta de energia, que vem sendo compensada por geração térmica e variação do intercâmbio de energia para a região;
- as usinas térmicas instaladas no Nordeste não foram concebidas para o despacho intermitente fora da ordem de mérito e o fluxo de energia para o Nordeste tem se aproximado de seu limite máximo;
- no futuro, com o aumento da participação de fontes intermitentes eólicas e solares, a entrada em operação de novas usinas hidrelétricas sem reservatório, e com grandes troncos de transmissão HVDC, o problema será ainda mais acentuado.

Com a implantação do programa de Resposta da Demanda, poderão ser providas as necessidades do sistema de:

- reserva de potência operativa
- capacidade para atendimento à ponta
- controle de frequência

A participação no programa será remunerada como prestação de serviço ancilar, em função do produto. Para isso, os participantes deverão celebrar Contrato de Prestação de Serviço Ancilar – CPSA.

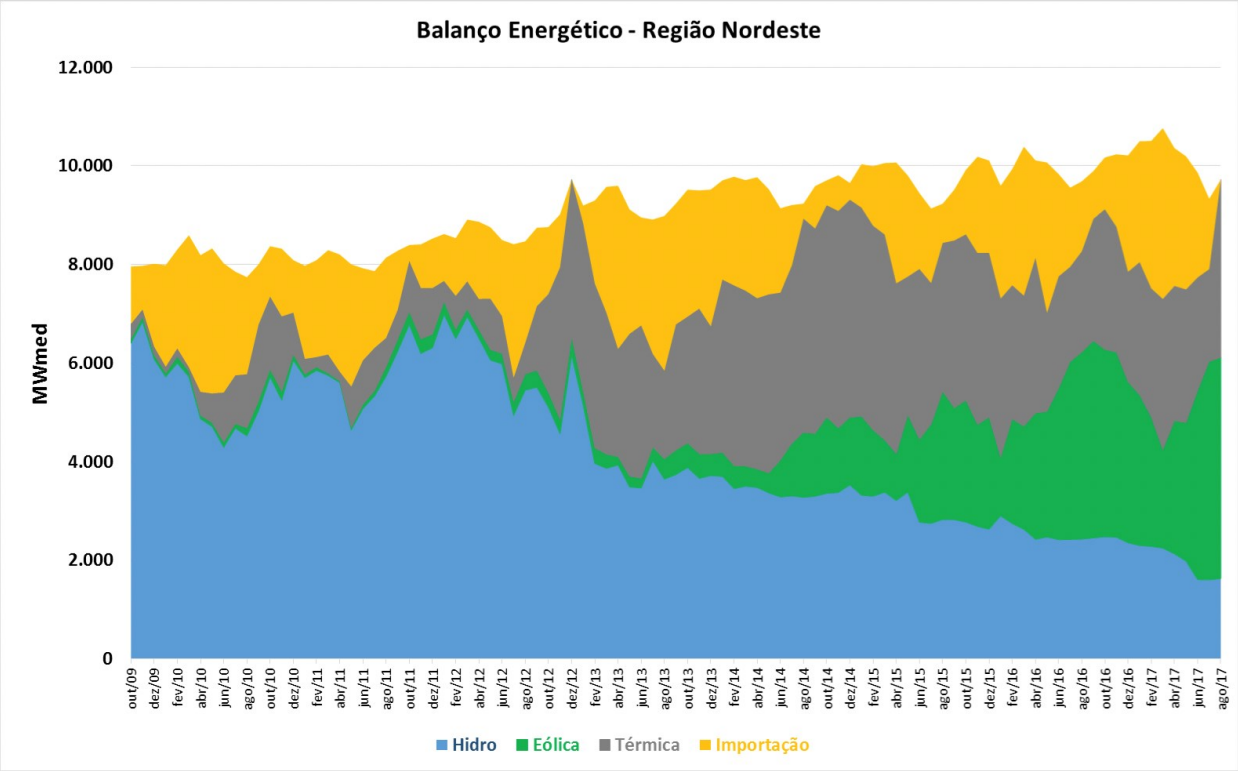
Desafios do Planejamento e da Operação

No Brasil, como em outros países, a maior penetração das FPI traz desafios à segurança energética e exige uma maior flexibilidade no planejamento e operação do sistema. Diferentemente porém do que ocorre em outros países, notadamente na Europa e nos EUA, o operador do sistema no Brasil (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) não possui ativos e não é responsável pelo mercado de energia elétrica. Na área de planejamento do sistema interligado, o ONS limita-se a indicar melhorias e reforços necessários à rede elétrica.

Existem no País diversas organizações encarregadas do planejamento (da expansão da oferta, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e da operação física do sistema, o ONS), dos fluxos comerciais (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), e da regulação (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Agência Nacional de Águas – ANA, Agência Nacional de Petróleo – ANP). Além dessas organizações, temos, em um nível superior, o CNPE - Conselho Nacional de Política Energética – e o Ministério de Minas e Energia – MME, que o secretaria. A governança desse conjunto de organizações já constitui, em sí, um primeiro desafio.

Como já mencionado anteriormente, a penetração da energia eólica na região Nordeste já pode ser considerada importante (Fase 3, pelo menos), de maneira semelhante ao que ocorre em países como a Dinamarca, Espanha e Alemanha. A fonte solar deverá crescer, seja pelas excepcionais condições de irradiação solar, sobretudo naquela região, seja pelo custo decrescente das instalações, mas sua contribuição é ainda pequena. A principal participação da fonte solar hoje é, como já vimos, na geração distribuída onde a intermitência afeta o planejamento e a operação dos sistemas de distribuição de energia.

Figura 2 – Balanço energético na Região Nordeste, de out/2009 a ago/2017



Fonte: ONS

A evolução do atendimento da demanda na região Nordeste, como ilustrado na Figura 2, mostra uma participação decrescente da hidroeletricidade, resultante das vazões cada vez menores nas usinas do rio São Francisco, e a participação crescente da geração eólica, das usinas térmicas e da importação de energia de outras regiões do País, através do sistema de transmissão (SIN). A geração térmica existente na região foi projetada para a complementação energética e não para a flexibilização necessária à operação complementar à geração eólica, portanto muito onerosa. Por outro lado, o SIN é uma ferramenta importante para o aproveitamento ótimo da diversidade hidrológica entre as diferentes bacias produtoras no País e sua utilização para a flexibilização da geração eólica desotimiza a coordenação hidrotérmica e aumenta os custos da operação interligada.

Nos próximos quatro anos, compreendidos entre 2017 e 2021, o crescimento previsto da geração eólica no SIN é de cerca de 70%, enquanto que o crescimento esperado da fonte hídrica seria de 12%, formada, principalmente, por usinas sem reservatórios de regularização, tais como as mais recentes adições estruturantes localizadas na região Amazônica, as usinas do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau), Belo Monte, no rio Xingú e Teles Pires e Sào

Manoel, no rio Teles Pires. Em função da desaceleração da economia, a demanda média, por sua vez, deverá crescer menos de 4% ao ano, o que ajuda a ganhar tempo para fazer frente ao crescimento dos requisitos da inserção das FPI.

Outro polo de concentração da geração eólica é a região Sul do País, onde, diferentemente da região Nordeste, o problema não são as calmarias, mas sim os ventos de rajada que desafiam a operação. Em algumas situações obrigam a paralização das turbinas eólicas.

Apesar das questões apontadas, a geração eólica traz grandes benefícios para o SIN através de uma produção energética bastante previsível, em base anual. Sua penetração na região Nordeste tem sido essencial para o atendimento das necessidades de energia elétrica da região, prejudicado pela longa estiagem atual e contribui para a redução do impacto ambiental da geração elétrica complementar, baseada no consumo de combustíveis fósseis.

Por outro lado, sob o ponto de vista elétrico a geração eólica afeta a segurança do sistema se este não for adequadamente planejado e operado. Sua difícil previsibilidade e grande variabilidade (conforme a localidade), ambas dependentes das condições meteorológicas, podem levar à desconexão de grandes blocos de geração, em virtude de situações extremas, mas não raras:

- Ventos de rajadas (> 25m/s ~ 90 km/h), característicos da região Sul
- Calmarias (< 3m/s ~ 10 km/h), característicos da região Nordeste

As características dos equipamentos e as bruscas e significativas variações da geração eólica podem levar à necessidade de equacionamento de problemas operacionais diversos, tais como:

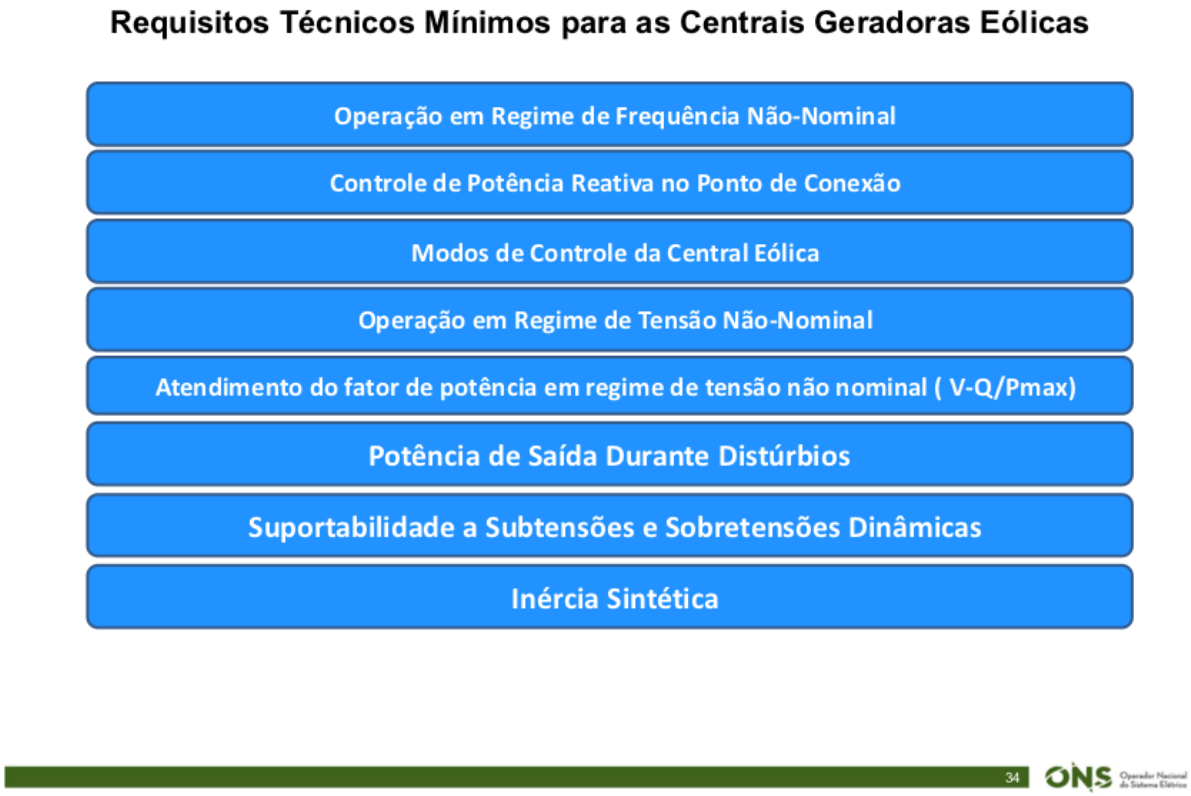
- Superação de limites operacionais das linhas de transmissão e equipamentos elétricos;
- Superação dos limites de segurança do sistema elétrico em uma área ou região;
- Problemas de estabilidade, de controle de tensão e de frequência;
- Qualidade de energia e injeção de harmônicos no ponto de conexão;
- Fenômenos de ressonância subsíncrona e de transitórios eletro magnéticos (TEM)

A inserção da fonte eólica, substituindo fontes convencionais sincronamente conectadas, reduz a inércia global do sistema. As grandes usinas geradoras

convencionais usam geradores síncronos para produzir eletricidade. Os geradores síncronos estão conectados ao sistema elétrico através de uma ligação eletro-mecânica direta e possuem uma quantidade considerável de massa girante (inércia). As FPI em geral e as turbinas eólicas em particular estão ligadas ao sistema elétrico de forma mais indireta, através da conversores de eletrônica de potência, que não têm nenhuma massa girante (inércia) e possuem capacidade de sobrecarga bastante limitada. As FPI são assim ditas tecnologias de geração não-síncronas. Esta característica pode exigir mudanças na forma como a estabilidade do sistema interligado é assegurada, especialmente durante períodos de grande inserção de FPI na geração de energia elétrica. Estes problemas inerentes à fonte eólica estão sendo equacionados pela desenvolvimento e implementação de sistemas de controle avançados nas novas turbinas eólicas.

Os requisitos mínimos para as centrais geradoras eólicas que se encontram relacionados na Tabela 2, foram incorporados pelo ONS aos procedimentos de rede, e são hoje exigidos pela ANEEL nos leilões de geração.

Tabela 2 – Requisitos técnicos mínimos para as centrais geradoras eólicas (ANEEL)



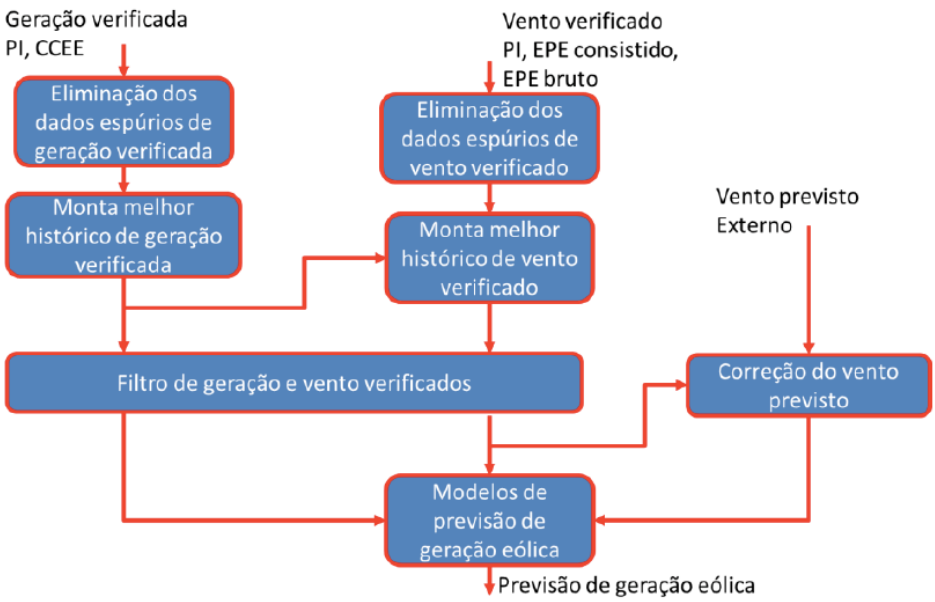
Fonte: ONS

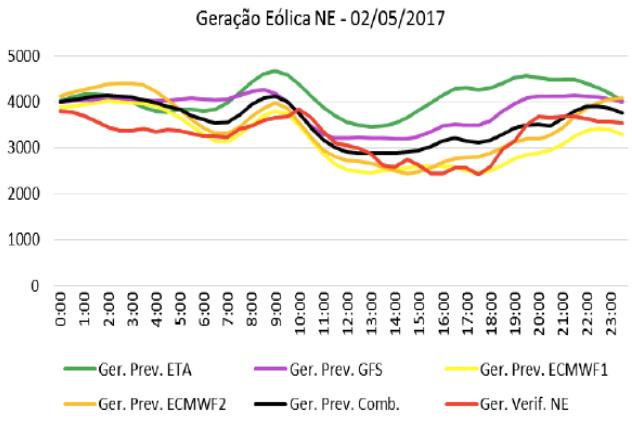
Modelos Computacionais

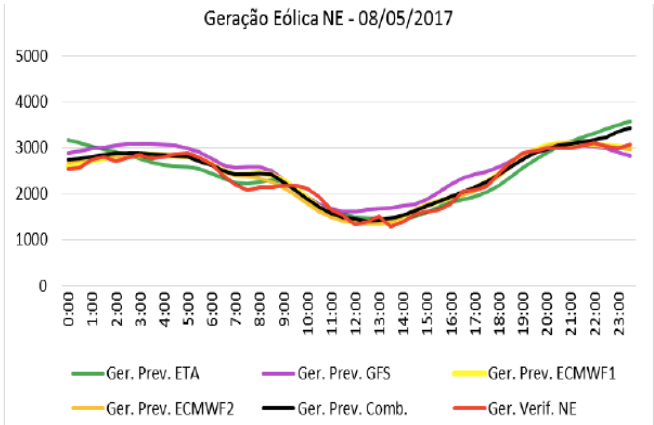
Os intervalos de tempo envolvidos na operação de um sistema com participação crescente das FPI levam a buscar a substituição do atual modelo computacional utilizado no planejamento e na programação da operação eletro-energética, por um modelo de usinas individualizadas, em base horária, com adequada representação das FPI, da rede de transmissão e das incertezas.

Com a crescente expansão da capacidade instalada de usinas eólicas, aproveitando o potencial das regiões Nordeste e Sul, passou a ser prioritário investir na qualidade da previsão da geração de fonte eólica para a programação diária e para o tempo real, de forma a reduzir a necessidade de reserva de potência e possibilitar o melhor uso dos recursos. A Figura 3 mostra as etapas da metodologia desenvolvida pelo ONS para a previsão da geração eólica e os resultados de sua aplicação à previsão de geração diária em datas específicas na região Nordeste.

Figura 3 – Metodologia de previsão da geração eólica e seus resultados (ONS)







Apesar dos bons resultados, o ONS prevê no seu Plano de Desenvolvimento Tecnológico (PDDTO 2017) continuar investindo na previsão de insolação e ventos, com projetos nas áreas de:

1. Modelagem meteorológica em múltiplas escalas temporais e regionais,
2. Aplicação de técnicas de análise de dados para geração de cenários de vento e melhoria da qualidade de previsão de vento,
3. Geração de fonte solar: estudo de variáveis influentes e desenvolvimento de modelo de previsão.

O PDDTO completo deverá ser submetido aos diversos níveis de aprovação internos do ONS nos próximos meses e sua operacionalização ficará na dependência da obtenção de financiamento adequado. Enquanto diversos agentes (empresas de energia elétrica) dispõem de recursos do programa ANEEL para tocar os seus programas de desenvolvimento tecnológico, o mesmo não ocorre com o ONS.

Resumindo, o aumento da penetração e a concentração da geração eólica nas regiões de melhores ventos (Nordeste e Sul) traz novos desafios, para o planejamento e para a operação do sistema elétrico, entre os quais:

- reforços na rede para o correto desempenho dos geradores, em regiões caracterizadas por uma baixa relação de curto-circuito (SCR) e baixa inercia;
- adaptação do sistema de transmissão para maior variação dos fluxos de potência (em valores absoluto e temporal) de, e, para estas regiões.

Os desafios do planejamento e da operação na integração da geração eólica, incluem:

- melhor previsão dos ventos e da produção dos parques geradores eólicos, para minimizar a alocação de reserva operativa adicional em resposta às variações da geração eólica;
- a expansão da rede básica, para viabilizar o escoamento de elevados excedentes de potência produzidos pelas FPI;
- reforços na rede de transmissão, para assegurar a flexibilidade do sistema de transmissão em cenários de vento distintos (alto e baixo).

Desafios do Planejamento

Os desafios do planejamento, que tem como missão, entre outras, garantir a segurança do suprimento e a flexibilidade do sistema, são consoantes com os desafios da operação. Até recentemente, a geração hidroelétrica foi suficiente para manter a flexibilidade operativa do sistema, em presença de quantidade limitada das FPI, apesar das restrições impostas pela operação dos reservatórios e utilizando a rede de transmissão para se beneficiar da diversidade hidrológica entre as várias regiões do País. Cabe notar que os recursos de geração, predominantemente hidroelétricos, têm sido adequados

à manutenção da energia firme do sistema, com ênfase nos riscos hidrológicos e na gestão centralizada do risco.

A estrutura da oferta vem mudando com a inserção de uma quantidade cada vez maior das FPI, principalmente eólica (centralizada) e geração solar fotovoltaica (centralizada e distribuída), devido à crescente redução dos custos e avanços tecnológicos das instalações geradoras.

Consumidores de maior porte vem aceitando participar de programas de utilização de mecanismos de resposta da demanda para reduzir a necessidade de geração térmica (mais cara) e aliviar o SIN. Outros consumidores (de baixa tensão, varejo) buscam ativamente participar do controle da demanda em função "tarifa branca" introduzida em janeiro de 2018. Diversos consumidores já demonstram interesse em adquirir "energia limpa" seja através das companhias de distribuição, de comercializadores independentes e da instalação de geração própria "atrás-do-medidor". Os consumidores que optam pela instalação de geração própria se beneficiam de programas de compra e venda de energia (net-metering) e da conexão à rede que fornece o necessario *back-up*, hoje sem custos adicionais.

O Anexo 2 mostra a situação atual e a previsão de crescimento dos mini e micro geradores. O número total de conexões deve crescer dos atuais cerca de 10.000 para perto de 900.000, incluindo consumidores residenciais e comerciais.

O planejamento entende a sua missão estratégica na busca da flexibilidade do sistema e busca assegurá-la através:

- do sistema atual;
- do aumento da capacidade e do controle da transmissão;
- da flexibilização da demanda;
- do aumento da geração flexível (hidroelétrica e térmica);

da expansão ordenada da geração das FPI, de forma a utilizar o "efeito portfolio" ("Efeito Portfolio": flexibilidade do sistema derivada da complementariedade energética e locacional das fontes de energia renováveis)

- .

Ações em Curso

Algumas ações já em curso no âmbito do planejamento, da operação, da comercialização e da regulação com vistas a fazer face ao impacto das FPI, incluem:

- ANEEL CP 33 – Reforma do Setor Elétrico;

- ONS: Novo modelo computacional a usinas individualizadas, em base horária, com adequada representação das FPI, da rede de transmissão e das incertezas, a ser utilizado no planejamento e na programação da operação eletro-energética;
- ONS, EPE, ABRACE (consumidores livres), CCEE e ANEEL (AP 043 e Resolução Normativa 792, de 28/11/2017): piloto de utilização dos mecanismos de resposta da demanda;

- ANEEL: chamada do projeto estratégico 21 – armazenamento de energia;
- ANEEL: Tarifa branca (TOU);

- Varios projetos piloto de redes inteligentes na área de distribuição;

- ONS, ANEEL: Procedimentos de rede: novas inclusões para garantir a disponibilização dos recursos de inércia sintética nas FPI e "fault-ride-through" ("Fault-ride-through": capacidade da FPI de permanecer conectada no caso de quedas de tensão até um certo percentual, 15%, por exemplo, do valor nominal, por tempo limitado, 625 ms, por exemplo;
- EPE: Novas iniciativas para assegurar e ampliar a participação do gás na matriz elétrica;
- EPE: Modernização do planejamento da expansão, monitorando os impactos das demais ações em curso no sistema e garantindo o fluxo adequado de informações;
- EPE, GIZ(Sociedade Alemã para a Cooperação Internacional) e ONS: geração dos prováveis cenários de penetração das FPI e como o sistema deve ser reforçado para suportar essa expansão. O estudo está a cargo da empresa Lahmeyer Internacional, em parceria com a Engie Tractebel e a PSR.

Conclusões e Recomendações

1. As FPI (eólica e solar) são hoje uma realidade no País, contribuindo positivamente para o atendimento do Mercado de energia elétrica em todas as regiões;
2. Não é claro até que ponto o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está pronto para absorver o crescimento/penetração das FPI. Algumas iniciativas em curso, como o estudo promovido pela EPE, GIZ (Alemanha) e o ONS, deverão melhor esclarecer os límites deste crescimento/penetração;
3. Na região Nordeste, a participação das FPI no atendimento chega a mais de 50%, contribuindo para compensar o período de estiagem que se verifica no rio São Francisco, hoje com sua vazão reduzida a niveis raramente verificados no passado;
4. Essa elevada participação regional das FPI, exige soluções inovadoras para a sua complementação envolvendo o controle da demanda na região Nordeste, aliviando o sistema interligado nacional e diminuindo a geração termoelétrica fora da ordem de mérito;
5. A colaboração entre o planejamento da expansão e a operação é fundamental para assegurar a continuidade do atendimento com o crescimento/penetração das FPI em todo o territorio nacional;
6. O ONS vem investindo na previsão da geração das FPI para melhor dimensionar os niveis de complementação nescessarios, e refinando a programação diaria da operação do sistema;
7. A utilização do armazenamento de energia ainda é incipiente no País, apesar de terem sido feitos varios estudos, em varias épocas, indicando a viabilidade e vantagens de sua utilização;
8. Em particular, não se tem conhecimento de nenhuma iniciativa para implementação de usinas reversíveis no País e ainda não estão claros os resultados do projeto estratégico de P&D lançado pela ANEEL. Recomenda-se, a exemplo do que vem acontecendo no exterior, estudar o armazenamento para complementação das FPI, com especial atenção às soluções de pequeno (“prosumidores”), medio (geração distribuída) e grande porte (geração centralizada);
9. Tornam-se necessárias novas ferramentas computacionais para a

operação e comercialização da energia elétrica, em base horária e usinas individualizadas;

10. Os procedimentos de rede especificados pela ANEEL deverão buscar assegurar a segurança e estabilidade do sistema, mesmo na presença de niveis elevados de crescimento/penetração das FPI;
11. Aumentar a geração de base, através do uso de fontes ambientalmente limpas e menos flexíveis, liberando o potencial hidroelétrico para complementar a geração das FPI.

ANEXO 1: Evolução da Capacidade de FPI Instaladas no SEB e Crescimento Mundial da Geração Eólica

A capacidade total de geração instalada do SEB no período 2015/2016 aumentou de aproximadamente 141 GW para cerca de 150 GW, distribuídos de acordo com a tabela A1.

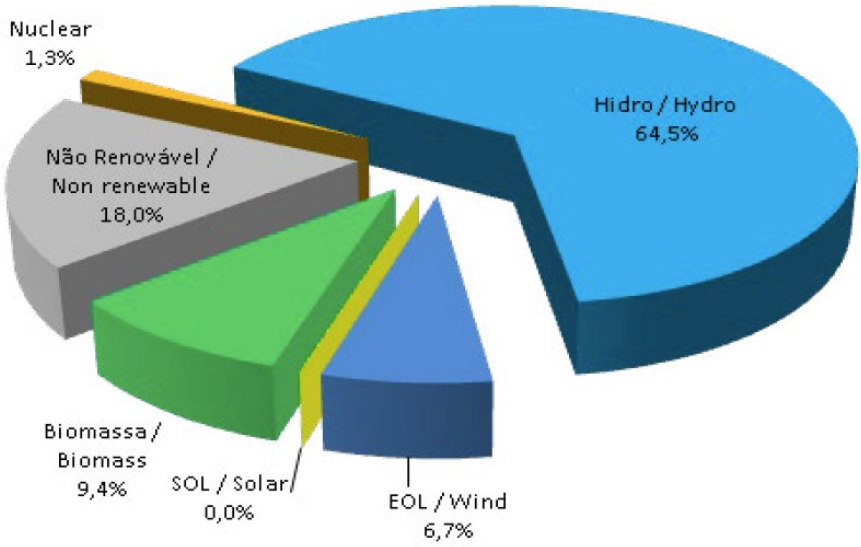
Tabela A1 – Capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil, por fonte primária, no período 2015-2016 (MW)[8]

Fonte	2015	2016	Δ 16/15
Hidrelétrica	91.650	96.925	5,8%
Térmica[2]	39.580	41.276	4,3%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Eólica	7.633	10.124	32,6%
Solar	21	24	13,1%
Capacidade disponível	**140.874**	**150.338**	**6,7%**

[1] Não inclui geração distribuída
[2] Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão mineral

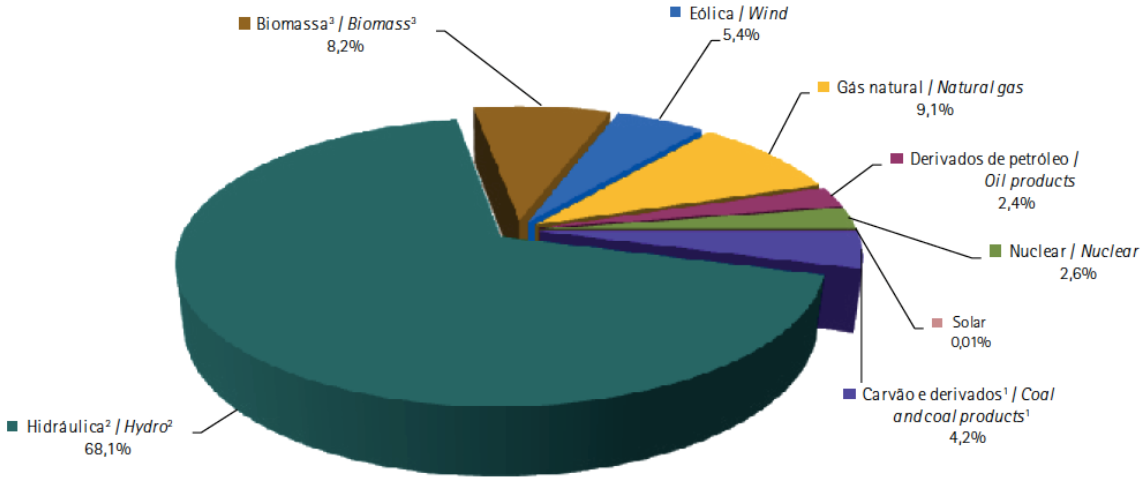
A capacidade de geração hídrica, que representa cerca de 65% do total, teve um crescimento no mesmo período de cerca de 6%, enquanto que a geração eólica cresceu mais de 32% (Figuras A1 e A2) [8].

Figura A1 – Capacidade instalada por fonte de geração, em porcentagem de participação (ano de 2015)



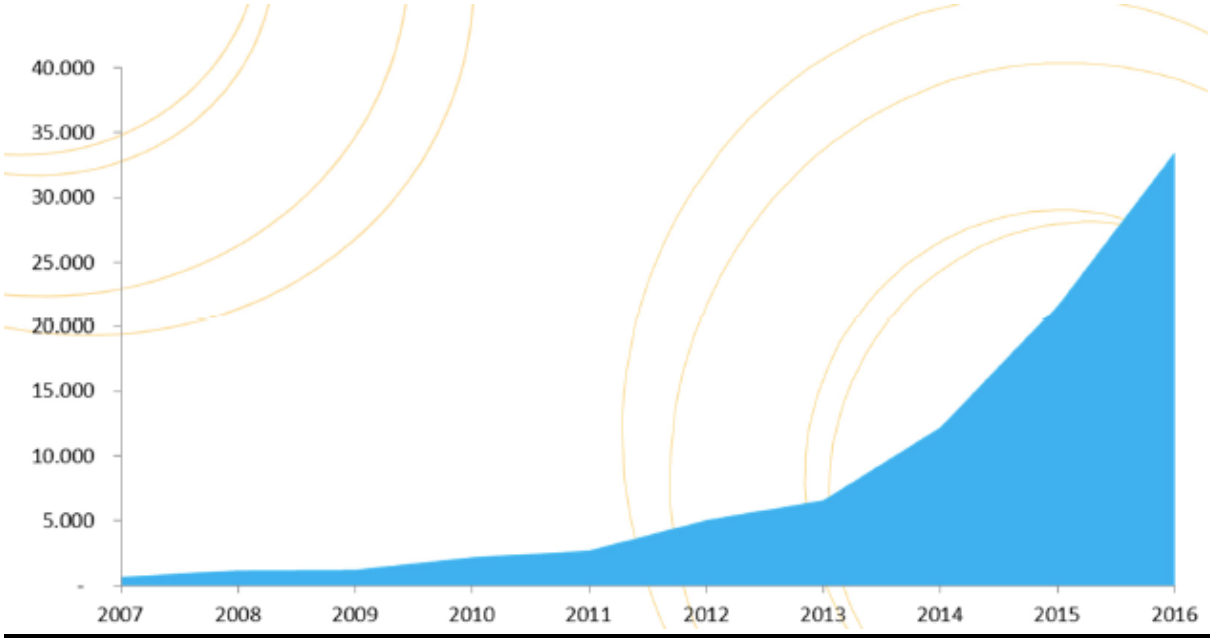
A participação de renováveis na matriz elétrica cresceu, em potência instalada, de 75,5% em 2015 para 81,7 % em 2016.

Figura A2 – Capacidade instalada por fonte de geração, em porcentagem de participação (ano de 2016)



A geração eólica foi de 33,5 TWh, cerca de 9% do total da geração hídrica em 2016, um aumento de 54,9% em relação a 2015, como mostra o gráfico abaixo, em GWh.

Figura A3 – Evolução da geração eólica no Brasil, no período 2007-2016 [8]

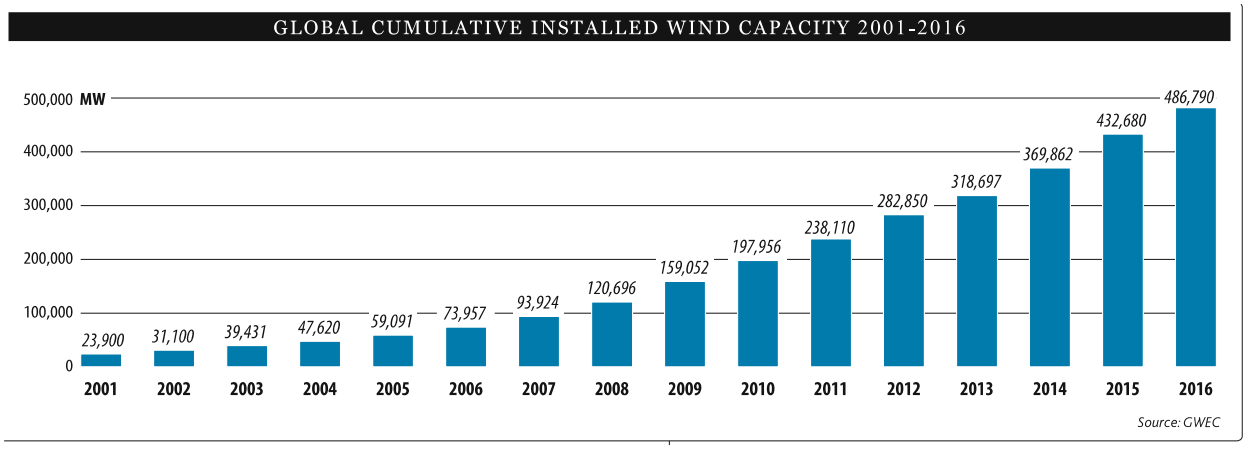


A participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira é ainda muito pequena, mas espera-se um crescimento substancial nos próximos anos em decorrência da forte redução do custo de novas instalações e dos altos níveis de irradiação solar (Wh/m^2) presentes em nosso território.

Dados Mundiais

O crescimento da geração eólica no resto do mundo não é muito diferente, como mostra a Figura A4, publicada pelo Global Wind Energy Council em 2016.

Figura A4 – Evolução da capacidade eólica mundial instalada, 2001-2016



A maior capacidade instalada é da China, com cerca de 170 GW, seguida dos EUA, com 82 GW. A Alemanha, com 50 GW, e a Espanha, com 23 GW, estão entre as 5 maiores. O Brasil, com 11 GW, figura entre as 10 maiores potências eólicas do mundo.

Na Alemanha, em 2016, a penetração de renováveis correspondeu a cerca de 30% do total de energia elétrica produzida (648,1 TWh). A fonte solar, quase que exclusivamente fotovoltaica, contribuiu com cerca de 7,4 %, ou 38,3 TWh. O planejamento para 2050, naquele país, aponta para o pleno atendimento da demanda de energia elétrica a partir de fontes predominantemente renováveis, o que significará a eliminação dos combustíveis fósseis (exceto gás natural) e nucleares da matriz elétrica.

Na geração distribuída, a situação não é muito diferente, como mostra a Tabela A2 abaixo, onde o destaque é para a geração solar fotovoltaica, cuja capacidade instalada cresceu mais de 300% entre 2015 e 2016, atingindo hoje mais de 10 mil conexões, com uma potencia instalada de 115 MW. As projeções para o período 2017-2024 indicam um crescimento exponencial com cerca de 900 mil consumidores (residenciais e comerciais) conectados em 2024[i].

Tabela A2 – Capacidade instalada – Geração Distribuída (MW) [8]

Fonte	2015	2016
Hidráulica	0,8	4,4
Térmica	2,3	11,0
Eólica	0,1	0,2
Solar	13,3	56,9
Capacidade disponível	16,5	72,5

Por outro lado, a capacidade de geração hidroelétrica, que vem crescendo ao longo dos anos, apresenta um futuro incerto em decorrência das condicionantes e restrições referidas como sendo ambientais na região Amazônica.

Por outro lado, é provável que seja cada vez mais difícil construir novas centrais hidroelétricas estruturantes, sobretudo com reservatórios de regularização como os existentes nas demais regiões do País, cuja utilização para flexibilização da operação dosistema é considerada essencial.

Anexo 2 – Situação Atual e Crescimento dos Mini e Micro Geradores

As Figuras A6 a A8 abaixo mostram a situação atual e a previsão de crescimento dos mini e micro geradores no período 2017-2024 [10]

Figura A6 - Evolução das conexões de mini e microgeradores no Brasil: período 2012-2017

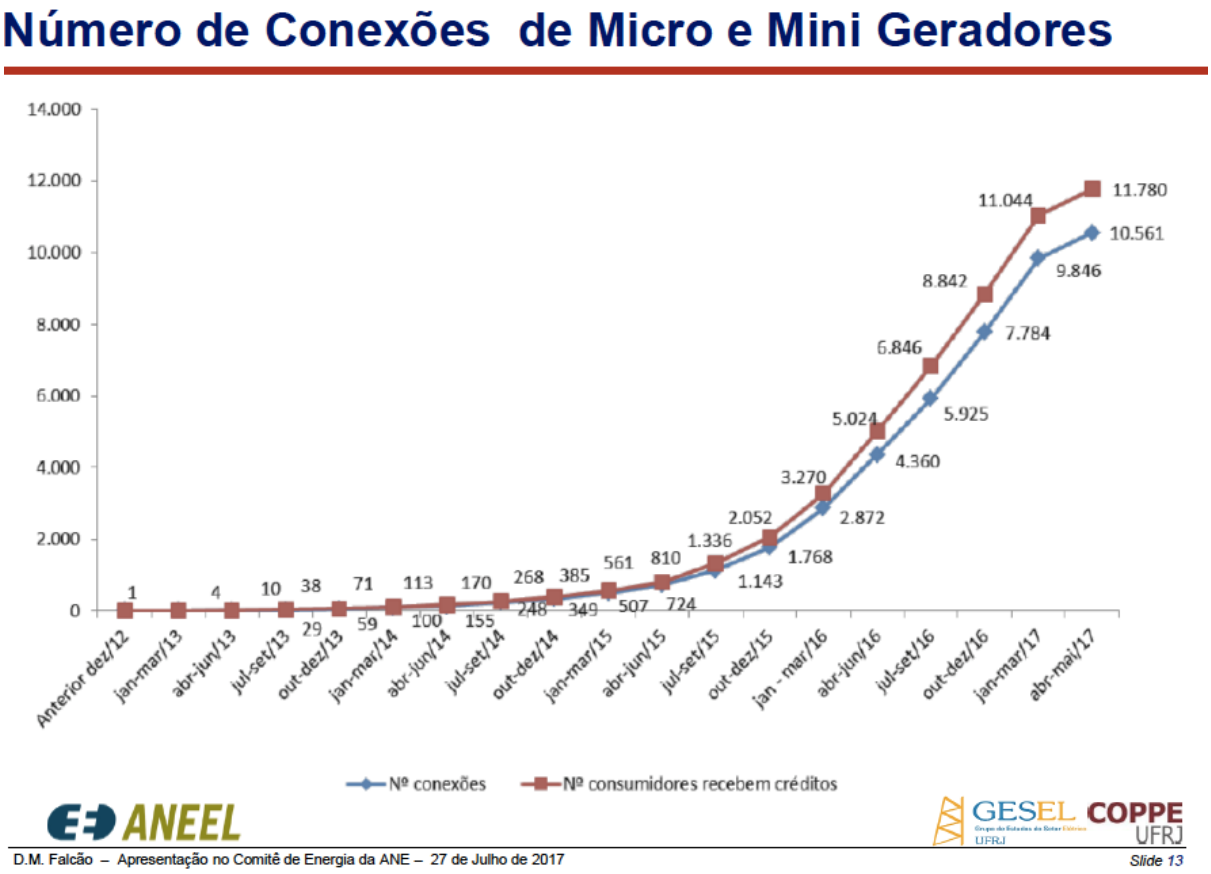


Figura A7 – Projeção do crescimento do número de conexões de mini e microgeradores no Brasil: período 2017-2024

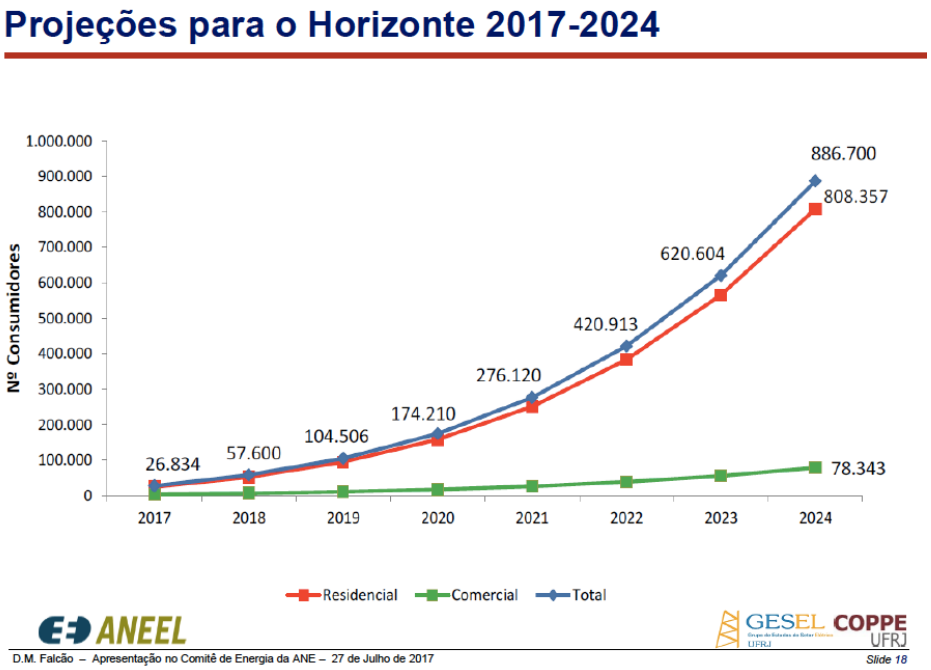
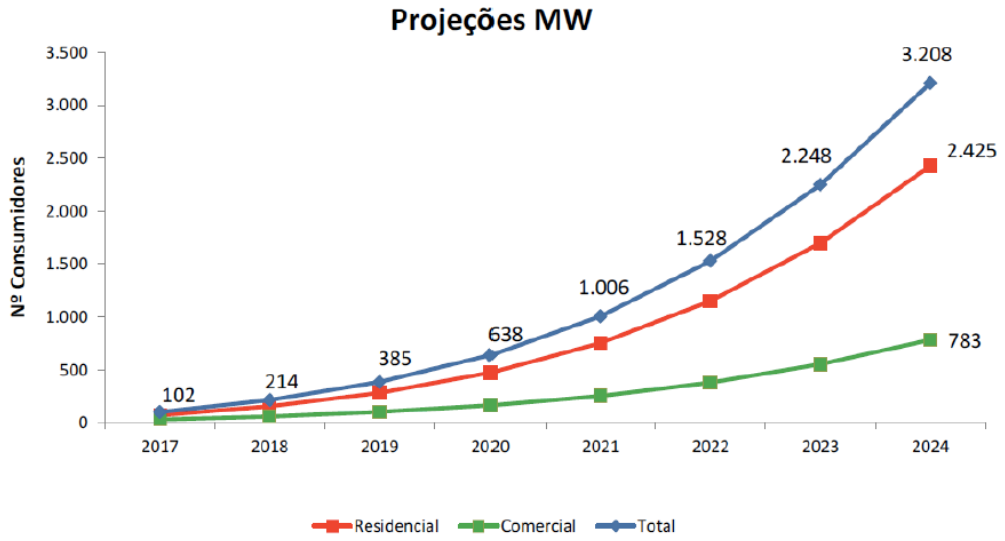


Figura A8 – Previsão da evolução da capacidade de geração dos mini e microgeradores no Brasil: período 2017-2024

Projeções para o Horizonte 2017-2024 (cont.)



ANEEL GESEL COPPE UFRJ

D.M. Falcão – Apresentação no Comitê de Energia da ANE – 27 de Julho de 2017 Slide 19

BIBLIOGRAFIA

[1] Alsayegh,O., Alhajraf, S. and Albusairi, H., *Grid-Connected renewable energy source systems : Challenges and proposed management schemes*, Energy Conversion and Management 51 (2010) 1690-1693.

[2] Carrasco, J.M. et allii, *Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources : A Survey*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, No 4, August 2006.

[3] IEA (International Energy Agency), *The Status of Power System Transformation 2017*, OECD/IEA, Paris.

[4] Clerici, A., "WEC – Variable Renewables Electricity Systems Integration: how to get it right", Milano, Maio 2017

[5] Agência CanalEnergia – 24.10.17

[6] ANE, *Armazenamento de Energia : Situação Atual, Perpectivas e Recomendações,* Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia , 2016.

[7] Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal, Paulo S. Nascimento, Maria Candida Abreu e Lima e outros, Brazil Wind Power 2017, Agosto 2017

[8] Balanço Energético Nacional, EPE, 2016

[9] Global Wind Report, Global Wind Energy Council (GWEC), 2016

[10] Falcão, Djalma M., "Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição", Palestra no Comitê de Energia da ANE, 2016