



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GOP/15

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

NECESSIDADE DE RESERVA GIRANTE E IMPACTOS NO SIN DEVIDO À INSERÇÃO DE GERAÇÃO INTERMITENTE

**Celso Dall'Orto(*)
PSR**

**Bernardo Bezerra
PSR**

**Rafael Kelman
PSR**

**João Pedro Bastos
PSR**

**Martha Rosa Carvalho
PSR**

**Mario Veiga Pereira
PSR**

RESUMO

A utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica tem crescido significativamente em todo o mundo, principalmente a energia eólica e solar fotovoltaica. No Brasil não é diferente: nos últimos 5 anos, por exemplo, foram contratados mais de 11 GW de usinas eólicas, o que representa mais de 40% de toda a nova capacidade leiloada pelo governo. Este trabalho tem dois objetivos: propor uma metodologia para calcular a necessidade de reserva girante para compensar a variabilidade das fontes intermitentes e quantificar o impacto do acréscimo de reserva nos custos operativos e de investimento do SIN. Será apresentado um estudo de caso do despacho hidrotérmico a usinas individualizadas para o horizonte 2030, considerando incerteza na produção eólica e nas vazões afluentes, através da representação explícita de restrições de reserva girante do SIN.

PALAVRAS-CHAVE

Reserva Girante, Fontes Intermitentes, Energia Renovável, Despacho Hidrotérmico, Segurança de Suprimento

1.0 - INTRODUÇÃO

A utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica tem crescido significativamente em todo o mundo, principalmente usinas eólicas e solares. Segundo o relatório da REN21, em 2015 foram investidos mais de 328 bilhões de dólares em usinas renováveis, incluindo hidrelétricas (1), mais que o dobro do investimento em térmicas a gás natural e carvão. No Brasil não tem sido diferente: nos últimos 5 anos foram contratados mais de 11 GW de usinas eólicas, o que representa mais de 40% de toda a nova capacidade leiloada pelo governo; considerando usinas com fonte de energia solar e biomassa, esse valor chega a quase 65%, segundo dados da CCEE (2). A expectativa de manter ou aumentar a competitividade dessas fontes e as dificuldades para implantação de hidrelétricas (por restrições socioambientais) e térmicas convencionais (custos elevados e requisitos sobre garantia de combustível) devem contribuir para o aumento da participação das fontes renováveis não convencionais na *mix* de geração elétrica.

Além disso, devido à expectativa de manter ou aumentar a competitividade dessas fontes, e à pressão ambiental para aumentar a participação de fontes renováveis na matriz de geração elétrica, principalmente as não convencionais, a expansão será ainda maior. Recentemente, na Conferência das Nações Unidas, o Brasil acordou ter no mínimo 23% da geração elétrica total baseada em fontes renováveis não convencionais (não incluem hidroelétricas) em 2030, o que, dependendo do crescimento da demanda de energia elétrica, implicaria ter a expansão da geração pautada quase exclusivamente em fontes renováveis não convencionais.

Embora o aumento do percentual renovável não hidroelétrico na matriz energética seja positivo sob o ponto de vista ambiental, implica em aumento de complexidade do planejamento energético, introduzindo uma preocupação a mais:

(*) Praia de Botafogo, 228 Ala A - Sala 1701 - Botafogo – CEP 22.250-145 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 3906-2143 – Fax: (+55 21) 3906-2121 – Email: celso@psr-inc.com

como garantir a segurança de suprimento de energia considerando a variabilidade (ou intermitência) da geração renovável? No Brasil, esse serviço é provido principalmente pelas usinas hidroelétricas (UHEs) que participam do Controle Automático de Geração (CAG) na mesma área elétrica ou em outras áreas elétricas, nesse caso reservando espaço nas linhas de transmissão para as compensações dos intercâmbios de energia. Usinas termoeletrônicas com partida rápida também podem ser usadas para esse fim e, no futuro, possivelmente outras formas de armazenamento de energia (baterias) ou alternativas tradicionais, ainda não exploradas no Brasil (usinas reversíveis), também poderão cumprir este papel.

Atualmente, poucas UHEs participam do CAG. É improvável que este conjunto, originalmente utilizado para compensar flutuações da demanda ou oferta (ex. saída intempestiva de geração) acomode integralmente a variabilidade da geração renovável intermitente. Recentemente, as restrições de vazão mínima a jusante da usina de Sobradinho (reduzidas pela seca do rio São Francisco) tem obrigado o ONS a utilizar reservas operativas em hidrelétricas em outras áreas elétricas, nesse caso, reservando espaço nas linhas de transmissão. Esta operação não convencional aponta para a necessidade de se planejar o SIN considerando crescente necessidade de reservas operativas para buscar o mínimo custo global.

Desta forma, este trabalho tem como primeiro objetivo propor uma metodologia para calcular a necessidade de reserva girante para compensar a variação das fontes intermitentes, considerando a quantidade de usinas disponíveis para prestar esse serviço e os limites de transmissão entre regiões. O segundo objetivo é quantificar o impacto nos custos operativos e de investimento do SIN decorrentes da necessidade do aumento de reserva girante. Será apresentado um estudo de caso do despacho hidrotérmico a usinas individualizadas para o horizonte 2030, considerando incerteza na produção eólica e nas vazões afluentes, através da representação explícita de restrições de reserva girante do SIN.

2.0 - IMPACTO DA INTERMITÊNCIA EÓLICA

Na concepção original da inserção de energia eólica no Brasil, os reservatórios das hidrelétricas compensariam as flutuações na produção das eólicas e a sazonalidade da biomassa. Para isso, seria necessária a construção de uma rede de transmissão robusta para a transferência de grandes blocos de energia entre as regiões, que já foi em grande parte construída para acomodar a produção das hidrelétricas. Os contratos de venda de energia eólica nos leilões de energia nova e de energia de reserva foram desenhados utilizando este conceito, sem obrigações de entrega de potência e com contabilização anual e horária (3).

Os “armazéns de energia” das hidrelétricas foram essenciais para a viabilidade econômica das renováveis, permitindo grande inserção da eólica, principalmente na região Nordeste. O gráfico abaixo ilustra a evolução da capacidade eólica neste subsistema, que passou de 1% da capacidade instalada total em 2007 para 27% em 2016.

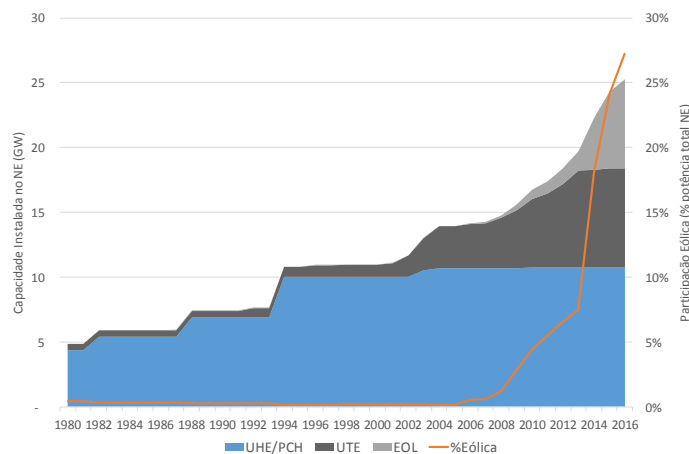


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada eólica no Nordeste

No entanto, a região Nordeste tem apresentado grande redução na capacidade de modulação do parque hidroelétrico causada pela redução na capacidade de regularização do sistema (4) e pelas restrições hidráulicas do Rio São Francisco (5)]. Como resultado, as termelétricas têm sido utilizadas para o fechamento do balanço da região, resultando em variabilidade horária da geração termelétrica para acomodar a variação da produção eólica. A figura 2 mostra a produção termelétrica horária no SIN no segundo semestre de 2015, evidenciando uma grande variação.

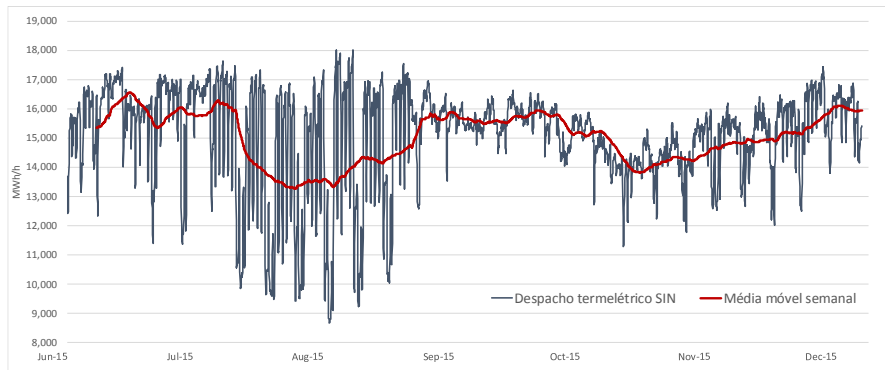


Figura 2 – Variabilidade da geração termelétrica

A intermitência da fonte eólica demandará um aumento gradativo da reserva girante do SIN em fontes despacháveis. Parte desta reserva pode ser atendida com recursos existentes ou planejados (que já faziam parte da expansão). Porém, em caso de insuficiência, a reserva passa a induzir uma parte da expansão, através da contratação de fontes despacháveis para servirem de *backup*. Esta necessidade resultará em um custo para o SIN, que precisa ser quantificado tanto em termos de investimentos como em impactos sobre custos operativos.

Uma forma simplificada de estimar qual seria a reserva de geração necessária é a partir do histórico de produção eólica. Considerou-se o histórico do ONS de produção horária de 72 parques eólicos nos estados do Ceará, Bahia, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul para o período entre janeiro de 2015 e julho de 2016. Para a região Nordeste, calcularam-se as variações de produção em horas consecutivas, que foram convertidas em frações da capacidade instalada, de forma a aferir a variação percentual da geração total. Foi elaborado um histograma desta amostra, como indicado na figura a seguir. Observa-se do histograma desvios de produção bastante significativos, da ordem de 20% da capacidade instalada.

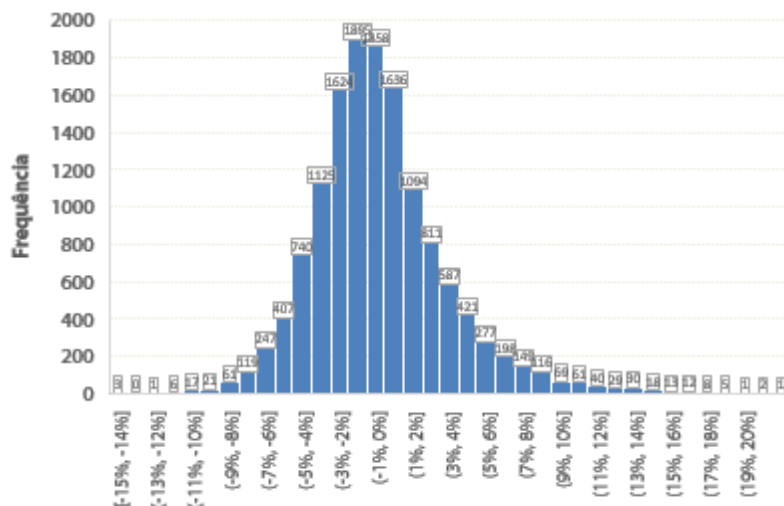


Figura 3 - Variação da produção horária eólica como fração da capacidade instalada para amostra de 72 geradores do Nordeste entre 2015 e 2016. Elaboração própria com base em dados do ONS.

3.0 - METODOLOGIA

A primeira etapa do processo é capturar dados dos recursos naturais. Para garantir a qualidade da geração dos cenários de energia renovável é necessário contar com uma base de dados com informações fiáveis e representativas, em volume suficiente para a obtenção de estatísticas robustas e amigável (facilidade de acesso e processamento dos dados).

De modo a se cumprir com os requisitos supracitados, para representar o banco de dados de recursos eólicos foi escolhida a base de dados do conceituado centro de pesquisa NCEP/NCAR, denominada "*NCEP Climate Forecast System Reanalysis (CFSR)*". Estas instituições têm realizado um trabalho de reanálise que permitiu o desenvolvimento de um conjunto de dados de horários de recursos naturais para o período 1979-2010 (32 anos completos) (6)].

Além disso, tal base de dados permite uma discretização de dados em áreas de $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ da superfície terrestre, permitindo que a representação de centenas de cenários renováveis para usinas existentes e para candidatos a

expansão do sistema (futuros vencedores dos leilões de energia ou empreendimentos que serão construídos para o mercado livre). A Figura 4 mostra um exemplo de seleção de localização é mostrado através do *site* NCEP/NCAR.



Figura 4 – Exemplo de seleção de localização de recurso eólico (NCEP/NCAR). Fonte: (7)].

Portanto, a primeira tarefa consiste em obter conjuntos de dados relativos ao Brasil, que são posições disponíveis pelo NCEP/NCAR (7). Os passos subsequentes para o tratamento dos dados são apresentados em seguida.

3.1 Tratamento inicial dos dados

Depois de obter os dados para o recurso natural principal (vento ou irradiação solar), é necessário realizar um tratamento inicial destes dados, o que permite a extração de métricas importantes e uma primeira identificação dos locais geográficos de interesse. O processo para a obtenção dos dados resulta em uma grande quantidade de informação. Para o tratamento e organização destes dados, *software* RStudio foi utilizado para identificar a posição geográfica de interesse, tanto em termos de locais onde existem projetos existentes, bem como para a identificação preliminar de regiões com grande potencial eólico e solar.

3.2 Simulação do parque renovável

Depois de identificar os locais de interesse para os recursos renováveis existentes e futuros, os respectivos conjuntos de séries são inseridos no *software* *System Model Advisor* (SAM) desenvolvido pelo NREL (8)], que realiza simulações de parques renováveis, otimizando o uso dos recursos naturais disponibilizados para o sistema. Este é um passo de grande importância para assegurar uma maior verossimilhança na representação de parques renováveis, tendo em vista que o SAM permite a escolha da altura das torres e os modelos das turbinas eólicas e dos painéis solares a serem utilizados, o tamanho do parque e outros dados técnicos importantes para a simulação. Além disso, o modelo de simulações SAM utiliza características detalhadas para o processamento dos dados da fonte primária na geração de energia, como a angulação de ventos, temperatura e pressão, todos obtidos através da base de dados do NCEP/NCAR na primeira fase.

3.3 Tratamento final dos dados

A última etapa do processamento de dados das fontes renováveis consiste em três pontos principais: (i) a atribuição e validação das séries de fatores de capacidade horários para as usinas existentes; (ii) a classificação final da série, em termos de melhores fatores de capacidade e mapeamento das séries de interesse para os candidatos para a expansão da capacidade de geração do sistema; e (iii) o tratamento estatístico destas séries temporais para a obtenção de cenários para utilização em simulações do despacho hidrotérmico.

A classificação da série indica o melhor local para o desenvolvimento dos projetos eólicos em termos de fatores médios de capacidade (considerando que o SAM detalha a simulação da operação do parque eólico).

Para o tratamento estatístico dos dados selecionados, o modelo de séries temporais TimeSeriesLab (TSL), desenvolvido pela PSR, foi utilizado. O modelo permite criar cenários de geração renovável considerando a correlação temporal dos dados, a correlação espacial entre os parques eólicos e a correlação espacial com as vazões das hidrelétricas. O TSL é um modelo estocástico multivariado (não paramétrico) baseado em redes Bayesianas e distribuições *kernel* de probabilidades (9).

4.0 - SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

4.1 Representação da variabilidade da produção eólica

De posse dos cenários de produção de energia eólica, o próximo passo é simular o despacho hidrotérmico considerando representação horária do sistema e a incerteza na produção das fontes renováveis não convencionais.

Foi utilizado neste trabalho o modelo SDDP, desenvolvido pela PSR, que calcula a política operativa de longo prazo com discretização horária e permite a modelagem da estocasticidade das fontes renováveis (10) (11)]. É importante representar a granularidade horária da produção de renováveis, pois esta fonte é caracterizada por variações significativas em curtos períodos de tempo. Adicionalmente, a simulação do despacho hidrotérmico considera as seguintes características e restrições:

- Restrições reserva girante, para garantir que o sistema terá capacidade em tempo real para absorver grandes variações na produção de renováveis em um curto período de tempo;
- Restrição de transmissão, o que pode representar um desafio para a injeção de potência de parques eólicos no sistema, especialmente quando há geração para o atendimento à demanda de ponta do sistema;
- "Curtailment" de geração renovável, se necessário, de modo que não haja representação de geração que a demanda do sistema não seja capaz de absorver.

4.2 Cálculo da reserva operativa

Existem diversos tipos de reservas operativas (4)], como as usadas no controle de frequência em tempo real (ativadas de forma automática, pelo CAG), reservas para balanço do sistema (comandadas manualmente por operadores) e até reservas frias de geradores desligados, que podem entrar em operação em intervalo de minutos para compensar desequilíbrios associados à saída intempestiva de gerador ou linha de transmissão. O estudo considera as reservas conectadas ao CAG e o procedimento utilizado para seu dimensionamento face à entrada de fontes renováveis é o seguinte:

1. Subtrair da demanda prevista (ou cenário) a geração renovável horária do cenário. A "demanda líquida" resultante é utilizada para determinação de reserva, que precisa ser suficiente para acomodar variações naturais da demanda, das fontes renováveis e saída intempestiva de grandes geradores.
2. Calcular a maior e menor variação da demanda líquida em intervalo de 24 horas para cada cenário simulado. O requerimento de reserva deve atender as possíveis variações com alta confiabilidade (usualmente é associado a um percentil estabelecido pelos resultados dos cenários).

4.3 Resumo da metodologia

Utiliza-se o modelo de despacho hidrotérmico com restrições de transmissão SDDP para cálculo da política operativa ótima para o período de análise. A incerteza hidrológica e das outras fontes renováveis não convencionais foi representada pelo TSL. Este modelo foi ajustado às vazões mensais afluentes das hidrelétricas e às séries de geração dos parques eólicos e solares em escala horária.

O diagrama da Figura 5 ilustra o procedimento da análise. As fontes de dados estão identificadas em caixas verdes, os modelos em caixas azuis, o plano de expansão avaliado em caixas laranjas e a preparação dos dados da demanda horária em caixas amarelas. O modelo SDDP representa em detalhe as características físicas, operativas e comerciais do sistema brasileiro.

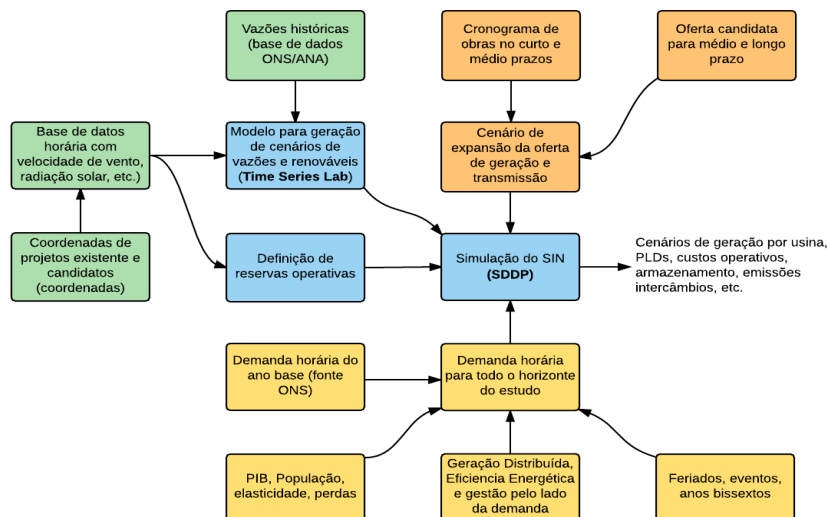


Figura 5 – Resumo da metodologia proposta

Uma vez calculada a política operativa, simula-se a operação do sistema para um conjunto de duzentos cenários hidrológicos produzidos pelo modelo estocástico, uma amostra suficiente para capturar a diversidade do despacho hidrotérmico para diferentes condições hidrológicas e de fontes renováveis.

5.0 - ESTUDO DE CASO

Para os estudos realizados neste trabalho foram construídos dois casos. O primeiro considera uma expansão sem considerar a necessidade de reserva no sistema. O segundo caso foi elaborado considerando a necessidade de reserva girante no sistema.

5.1 Cenário de oferta e demanda

Esta seção descreve de forma resumida o caso Base utilizado no estudo. O horizonte de estudo das simulações é de 14 anos, iniciando em abril de 2016 e finalizando em dezembro de 2030. A configuração de oferta de usinas, para o horizonte de curto prazo (5 primeiros anos) foi baseada no estudo do Plano Mensal da Operação (PMO) de março de 2016. A expansão para os anos restantes foi elaborada pela empresa PSR.

As Tabelas 1 mostra as contribuições de cada fonte em porcentagem em relação à garantia física total na matriz, com destaque para as contribuições hídricas e eólica¹. A configuração de demanda utilizada pode ser vista através da Tabela 2.

Tabela 1- Composição da garantia física por fonte

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solar	0.0%	0.0%	0.2%	0.6%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	1.0%	1.2%	1.5%	1.6%	1.6%	1.6%	1.5%
Outros	2.3%	2.2%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	1.9%	1.9%	1.8%	1.5%	1.2%	0.9%	0.7%
Óleo Diesel/Comb.	3.4%	3.2%	3.1%	3.0%	3.0%	2.9%	2.9%	2.9%	2.7%	2.3%	1.4%	1.3%	1.0%	0.9%	0.9%
Carvão Nacional	1.2%	1.2%	1.1%	1.3%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.3%	1.3%	1.3%	1.2%	1.2%	1.5%
Carvão Importado	1.6%	1.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.8%	1.8%	1.7%	1.7%	1.6%	1.5%
Biomassa	2.2%	2.2%	2.2%	2.7%	3.0%	2.9%	2.9%	2.9%	2.8%	2.8%	2.7%	2.6%	2.5%	2.4%	2.4%
Nuclear	2.2%	2.1%	2.0%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	3.2%	3.2%	3.1%	3.1%	2.9%	2.9%	2.8%	2.7%
Eólicas	3.7%	4.4%	5.5%	7.3%	7.5%	8.0%	8.0%	7.9%	8.3%	9.0%	9.0%	9.1%	9.8%	10.5%	11.1%
Gás Natural	10.5%	10.2%	9.9%	9.7%	9.7%	10.0%	10.4%	10.2%	10.1%	9.9%	9.7%	10.2%	10.1%	10.1%	10.6%
UHE	73.0%	73.1%	72.4%	70.0%	69.3%	68.6%	68.3%	67.4%	67.1%	66.8%	67.8%	67.9%	68.0%	68.0%	67.1%

Tabela 2- Configuração de demanda

Ano	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda do SIN (GW médios)	64.6	66.8	68.6	70.7	72.9	75.3	77.9	80.7	83.5	86.5	89.7	93.0	96.5	100.0	103.8

5.2 Necessidade de reserva girante

Dado que o plano de expansão Base prevê 30 GW de eólica em 2030, o controle da intermitência da produção demandará uma reserva girante de 6 GW respectivamente, de forma a garantir o atendimento do Nordeste mesmo que ocorra uma queda brusca de produção eólica no curto prazo.

Esta reserva foi inicialmente alocada entre as usinas hidrelétricas da própria região Nordeste, que são as de resposta mais rápida. Nesta avaliação, consideramos não somente as usinas que presentemente estão conectadas ao Controle Automático de Geração (CAG) da região (UHE Paulo Afonso IV e UHE Itaparica), mas também uma fração da totalidade da capacidade das hidrelétricas da região (mais de 10 GW). Além deste recurso, lançamos mão de hidrelétricas do subsistema Sudeste concomitantemente com uma reserva de igual montante alocada na capacidade de intercâmbio do Nordeste.

Admitindo-se que no máximo 30% da capacidade de intercâmbio e 30% da capacidade das hidrelétricas de alta queda do subsistema Nordeste possam ser reservadas (Paulo Afonso IV, Itaparica, Xingó) obtém-se 2,2 GW oriundos do intercâmbio e 2,8 GW das hidrelétricas do Nordeste em 2030. Para atingir os 6 GW necessários à reserva, admitiu-se acréscimo de oferta térmica a gás natural em ciclo aberto (i.e. com operação flexível) com capacidade igual a 1 GW para o Caso Base (6,0 - 2,2 - 2,8 = 1 GW). Esta oferta térmica entraria a partir de 2027 com capacidade menor, atingindo a capacidade instalada necessária no final do horizonte (2030). A forma de contratação dessas usinas é como energia de reserva, de modo a não afetar o limite de sobreoferta.

A operação do SIN será impactada pelas reservas operativas das usinas hidrelétricas do Nordeste (produção máxima limitada a 70% da capacidade), da capacidade de intercâmbio entre o Nordeste e demais sistemas (igualmente limitada a 70% da capacidade), e das demais hidrelétricas (que perdem 2,2 GW de capacidade de produção).

Uma variante do caso Base foi estudada para atender às medidas estabelecidas na iNDC relacionadas ao setor elétrico: participação de 23% de fontes renováveis, além da hídrica, na matriz elétrica em 2030 e 10% de eficiência energética no mesmo horizonte ("Caso COP 21"). A figura a seguir ilustra a capacidade instalada por fonte para os dois casos. Apesar de o Caso Base ter uma demanda superior, o COP21 considera um incremento de 3% de eficiência energética até o final do horizonte, de modo que é necessário um esforço adicional de 7% para o Caso COP 21. O mesmo procedimento para elaboração de reservas foi feito, mas com montantes superiores, que implicam

na necessidade de construção de 2,5 GW de capacidade térmica (1,5 GW maior que o Caso Base) até 2030 para oferta de reserva operativa em montante suficiente para compensar a maior inserção de renováveis variáveis (vide gráfico abaixo).

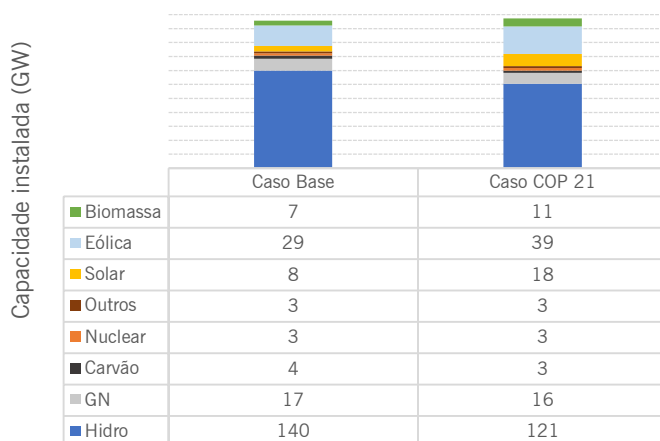


Figura 6 – Capacidades instaladas por fonte em 2030: Caso Base e Caso COP21

5.3 Resultados

Nesta seção, apresentamos os resultados quantitativos dos impactos da necessidade de reserva operativa, tanto em relação ao caso base original, quanto no caso com maior penetração de renováveis para cumprimento das metas assumidas na COP21.

Primeiramente, de maneira a ilustrar o comportamento das fontes de energia e a importância da discretização temporal utilizada no estudo, a figura a seguir mostra a geração horária (média de todos os cenários) por fonte do SIN para uma semana em outubro no final do horizonte (2030). Foi utilizado o caso COP21 nesta exemplificação devido à maior inserção das fontes renováveis. É possível destacar a variabilidade da geração eólica e o formato da geração solar. Apesar de a geração termelétrica parecer constante a maior parte do tempo, uma análise por cenário indica uma grande variabilidade, servindo portando para auxiliar a variação na geração eólica.

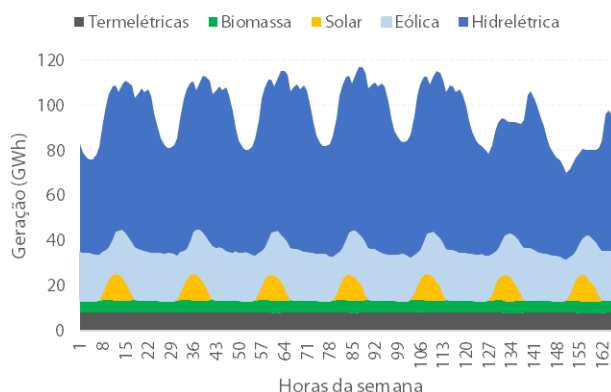


Figura 7 – Geração horária do caso COP21 para uma semana em outubro de 2030 (valores médios por fonte)

Os impactos foram quantificados em termos de custos para o SIN, tanto operativos quanto totais (operação + investimento). Primeiramente, mostramos os resultados em termos de custo operativo na Figura 8. Os valores representam os custos ao longo de todo o horizonte e os resultados agregados mostrados estão em valor presente (descontados à taxa de 12%).

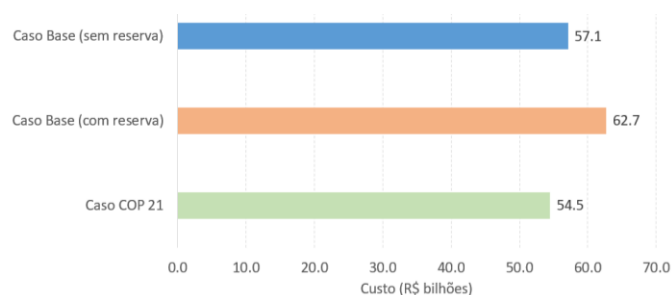


Figura 8 – Custos operativos: Caso Base sem reserva, com reserva e caso COP21 (com reserva).

Percebe-se que a adição de reservas operativas nas simulações têm um impacto no custo operativo, em valor presente, de R\$ 5,6 bilhões ao longo do horizonte, valor este não considerado no planejamento da expansão do setor atualmente. Além disso, outro resultado importante é a substancial queda no custo operativo total no caso COP21, mesmo este tendo reserva. Evidentemente, a forte entrada de geração renovável, com custo variável unitário nulo, ao longo do horizonte, explica tal comportamento.

Por fim, os custos totais de cada um dos três casos são comparados. Para os custos de investimento, foram utilizadas premissas da consultoria PSR condizentes com os custos de investimento nas fontes de energia que fazem parte da expansão.

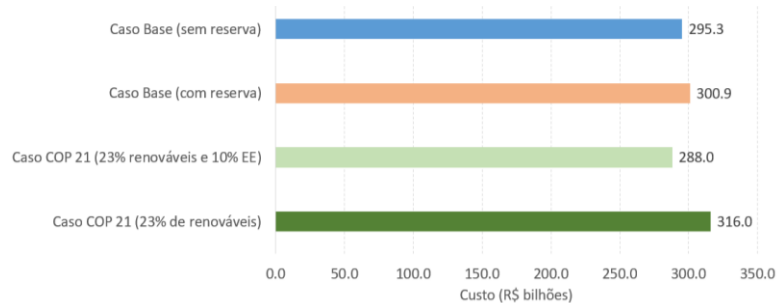


Figura 9 – Custos totais: Caso Base sem reserva, com reserva e caso COP21 (com reserva).

Em termos de valor presente dos custos totais (investimento nas fontes e operação), nota-se uma diferença de aproximadamente R\$ 6 bilhões entre os casos Base sem e com reserva. Este valor e o mostrado na figura anterior mostram que a maior parte da diferença entre os casos provém dos custos operativos. Isso se dá porque, até 2030, é necessário 1 GW a mais de térmica, e esse valor de investimento descontado a valor presente não chega a ser tão representativo nos custos totais. Ressalta-se, entretanto, que quanto maior a entrada de geração intermitente no futuro (anos além do horizonte estudado), mais investimento será necessário para atendimento dos requerimentos de reserva.

Por outro lado, notou-se uma diferença a favor do Caso COP 21 (R\$ 288 bilhões contra R\$ 301 bilhões do Caso Base com reserva e R\$ 295 do caso sem reserva). No entanto, este resultado parece contra intuitivo se for considerada a forte inserção de uma geração mais cara no Caso COP 21. Neste ponto, foi feita uma análise desagregada do Caso COP 21, na qual o custo com eficiência energética foi separado do custo com investimento em fontes renováveis não hídricas. O custo de investimento em eficiência energética utilizado no estudo foi 99 R\$/MWh (12)], substancialmente inferior ao custo das demais fontes. Desconsiderando o efeito da eficiência energética do estudo, observa-se que o Caso COP 21 sem eficiência energética é R\$ 15 bilhões mais caro do que o caso Base com reserva e R\$ 21 bilhões mais caro do que o caso Base sem reserva. Deste modo, uma conclusão adicional deste estudo é que mais atenção deveria ser dada também à eficiência energética, tema este que merece enfoque em outros trabalhos futuros ligados ao planejamento da expansão.

6.0 - CONCLUSÃO

Apesar de o Brasil ter um potencial técnico elevado para fontes intermitentes, é necessário distingui-lo do potencial de mercado. Ao construir o caso Base para 2030, considerou-se uma participação das fontes renováveis – baseada no potencial de mercado. Essa grande inserção de fontes intermitentes, sobretudo a produção eólica, que pode ter variações em uma hora de 20% na sua capacidade instalada, deve ser balanceada por um aumento da reserva operativa.

Cabe observar que até o presente, as hidrelétricas têm sido essenciais para a expansão das fontes renováveis, por utilizarem os reservatórios para equilibrar variações na oferta. Outros sistemas, como o alemão, dependem de participação de fontes despacháveis (como gás natural, carvão e óleo) para suportar a maior penetração renovável, com impactos econômicos maiores. O estudo (13) indicou que mais próximo do final do horizonte estudado é necessário investir em mais reservas no sistema, o que encarece a expansão, para contemplar a maior inserção de renováveis. Este ponto precisa ficar claro, pois muitos defensores das fontes renováveis não convencionais “demonizam” as hidrelétricas, sem se darem conta dos serviços que prestam.

O artigo demonstrou a importância da definição de um critério para determinação das reservas operativas para o SIN (compatível com o nível de penetração de fontes renováveis variáveis). É preciso ainda alocar esta reserva entre os geradores que apresentam condições técnicas para prestar o serviço. Finalmente, as simulações com o SIN devem considerar esta alocação de reservas entre os geradores na determinação da política operativa. Os resultados numéricos apresentados neste artigo demonstram a importância de alterar a prática atual, que desconsidera as reservas no planejamento operativo do SIN. O assunto tem despertado interesse de agentes do setor, inclusive a Aneel, que promoveu uma consulta pública a respeito. A abordagem do artigo é direta por considerar a variabilidade histórica da produção eólica e utilizar dois cenários de expansão: um usual (cenário PSR) e outro elaborado para atender a iNDC brasileira na COP21. Num contexto mais amplo, o problema de inserção de

fontes renováveis não convencionais deve ser incluído no planejamento da expansão. Para além do horizonte de projetos licitados, projetos candidatos genéricos seriam definidos de forma análoga à do presente artigo. A lógica dos investidores que participam dos leilões de energia é buscar projetos em locais com maior fator de capacidade. A concentração de projetos nestes *hotspots* pode não ser a mais indicada sobre o ponto de vista de otimização global de custos (investimento e operação) porque as variabilidades climáticas impactam grandes blocos de energia, aumentando os requisitos de reserva. Uma maior dispersão espacial dos projetos - com alguma perda para produção média do portfólio - eventualmente será compensada pela menor variabilidade da produção, diminuindo a necessidade de reservas operativas. Esta observação aponta para uma adequação do planejamento da expansão de geração e transmissão, com objetivo de minimizar o custo global e aumentar a segurança operativa.

Para trabalhos futuros, indica-se o tratamento do problema de otimização da expansão da geração e transmissão com a representação e valoração da necessidade de reserva ocasionada pela intermitência renovável. Ou seja, a necessidade de reserva passa a ser uma variável de decisão no problema de otimização da expansão vinculada à expansão da geração renovável.

1 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) REN21, "Renewables 2016 – Global Status Report", 2016. Disponível online em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf
- (2) CCEE, "Planilha de março de 2017 com o resultado consolidado dos leilões." Disponível online em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=265657310742090#%40%3F_afLoop%3D265657310742090%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D11b72g601q_72
- (3) Porrua, F., Bezerra, B., Barroso, L.A., Lino, P., Ralston, F., Pereira, M.V., "Wind Power Insertion through Energy Auctions in Brazil", IEEE General Meeting, 2009.
- (4) Bezerra, B., Barroso, L.A., Brito, M., Porrua, F., Flach, B., Pereira, M.V., "Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System", IEEE General Meeting, 2009.
- (5) PSR, "Vazão do São Francisco: Tema que continua tirando nosso sono", Energy Report, edição 114, junho de 2016.
- (6) E. Kalnay, M. Kanamitsu, R. Kistler, W. Collins, D. Deaven, L. Gandin, M. Iredell, S. Saha, G. White, J. Woollen, "The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project", Bull. Amer. Meteorol. Soc., vol. 77, pp. 437-471, 1996.
- (7) NCEP, "NCEP Climate Forecast System Reanalysis (CFSR) Selected Hourly Time-Series Products, January 1979 to December 2010", 2016. Disponível online em: https://rda.ucar.edu/datasets/ds093.1/index.html#!cgi-bin/datasets/getSubset?dsnum=093.1&action=customize&_da
- (8) Blair, N., Dobos, A., Freeman, J., Neises, T., Wagner, M., "System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description", National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- (9) Dias, Julio AS; Borges CLT. "A non parametric stochastic model for river inflows based on kernel density estimation." Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2014 International Conference on. IEEE, 2014.
- (10) Bezerra B., Cunha G., Ávila P., Barroso L. A., Carvalho M., e Pereira M. V., "Análise do percentual máximo para a inserção de energia eólica na matriz elétrica brasileira sob a ótica energética," XXII SNPTEE, p. 8, 10 2013.
- (11) El-Heri Y.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", Rio de Janeiro, Brazil Wind Power 2016.
- (12) Consumo Eficiente de Energia Elétrica: uma agenda para o Brasil. CEBDS, 2015.
- (13) Implicações da COP 21 para o Setor Elétrico, Confederação Nacional da Indústria, 2016.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Celso Dall'Orto é mestre em Engenharia Elétrica pela UNIFEI e gerente de projetos na PSR.

Bernardo Bezerra é doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio e diretor técnico na PSR.

Rafael Kelman é doutor em Engenharia de Sistemas pela COPPE/UFRJ e diretor executivo na PSR.

João Pedro Bastos é engenheiro de produção pela UFRJ e consultor na PSR.

Martha Rosa Carvalho é mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e gerente de projetos na PSR.

Mário Veiga Pereira é doutor em Otimização pela COPPE/UFRJ e presidente da PSR.