



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

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO -IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

AValiação DOS REQUISITOS DE RESERVA OPERATIVA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO SEQUENCIAL

Warley S. Sales (*)
UFSJ

Armando M. Leite da Silva
UNIFEI

Mauro A. Rosa
INESC Porto - FEUP

Luiz A. F. Manso
UFSJ

RESUMO

Com a crescente utilização de fontes renováveis, visando a diminuição da dependência por combustíveis fósseis e da emissão de CO₂, o dimensionamento dos sistemas de geração baseado apenas na análise de reserva estática parece não ser suficiente para assegurar a operação desses sistemas. A inserção dessas fontes demanda requisitos adicionais de reserva para poder lidar com suas flutuações de capacidade. Portanto, mais flexibilidade das fontes convencionais (hidráulicas e térmicas) é necessária para o provimento de serviços auxiliares, como a regulação de tensão. Esse artigo apresenta uma nova metodologia, baseada no método de Simulação Monte Carlo, para a avaliação dos requisitos de reserva operativa de sistemas de geração com elevada penetração de energias renováveis.

PALAVRAS-CHAVE

Avaliação da Confiabilidade, Geração Renovável, Reserva Operativa e Simulação Monte Carlo.

1.0 - INTRODUÇÃO

Visando cumprir as recentes medidas estabelecidas na Convenção das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas [1], vários países têm investido fortemente em fontes de energias renováveis para a expansão da matriz energética de seus sistemas de geração. Essas fontes são, atualmente, os recursos mais promissores para viabilizar expansão do setor energético sem comprometer o aquecimento global. Isto porque são inesgotáveis e emitem menos CO₂ que os combustíveis fósseis. Um notável exemplo dessa conscientização é o acordo proposto entre os Chefes de Estado Europeus, que em março de 2007, estabeleceram uma meta de elevar o nível de geração renovável na Europa em 20% até o ano de 2020 [2]-[3].

Este crescente aumento da participação de energias renováveis esperado para os próximos anos emite um forte sinal para os planejadores e operadores de sistemas de potência sobre a necessidade de novas metodologias e ferramentas para a correta expansão e operação desses sistemas. A principal razão é que as incertezas e a complexidade aumentam consideravelmente quando fontes renováveis são adicionadas ao sistema, devido à natureza flutuante dessas fontes.

No que tange aos requisitos de capacidade estática, um considerável número de metodologias e ferramentas foi recentemente proposto para lidar com a capacidade flutuante das fontes renováveis. Por exemplo, [4]-[5]. Por outro lado, quando se trata dos requisitos de reserva operativa, a metodologia mundialmente conhecida é o PJM [6]. As técnicas baseadas no PJM são adequadas somente para análises de curto prazo, que envolvem intervalos de algumas poucas horas. Nessas situações, o risco de falha obtido está condicionado a um curto período de tempo, no qual o operador tem conhecimento de quais unidades estão disponíveis para atender à carga. Contrariamente, nas análises de médio e longo prazos, o operador não sabe exatamente quais unidades estarão disponíveis a cada instante. Portanto, o cálculo do risco deve levar em conta a evolução cronológica dos estados do sistema.

Devido à crescente inserção de fontes renováveis na matriz energética dos sistemas de potência atuais, o dimensionamento dos sistemas de geração baseado somente na análise dos requisitos de reserva estática parece não ser suficiente para garantir a segurança da operação desses sistemas. A inclusão da reserva operativa nos

estudos de médio e longo prazos [7]-[8] tem sido vista como uma forma de fornecer aos planejadores mais informações sobre o desempenho do sistema, garantindo que as estratégias de investimentos resultem em configurações de geradores mais robustas e flexíveis.

A ideia central desse artigo é avaliar os requisitos de reserva operativa de sistemas de geração, quando uma parcela significativa dos meios de produção de energia elétrica é de origem renovável. Neste artigo, as fontes renováveis consideradas são: hidráulica, eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), cogeração (e.g. biomassa), e solar (fotovoltaica e térmica). Para atender ao objetivo estabelecido, o método de simulação Monte Carlo sequencial e modelos apropriados para representar a disponibilidade dos geradores e dos recursos naturais são utilizados. Estudos de casos envolvendo os sistemas de geração português e espanhol são apresentados e discutidos [9]. Adicionalmente, uma nova metodologia para mensurar e qualificar o desempenho da reserva não-girante é apresentada por meio de um estudo realizado com modificações do sistema teste IEEE RTS-96 [10]

2.0 - REQUISITOS DE RESERVA

A determinação correta da capacidade de reserva para garantir um nível adequado de segurança no fornecimento de energia elétrica é um aspecto importante tanto para expansão quanto para a operação dos sistemas de geração. Nas últimas décadas, a utilização massiva de fontes renováveis, em especial a eólica, em alguns países, trouxe consigo novos desafios para o dimensionamento da capacidade de reserva dos sistemas de geração.

Do ponto de vista tecnológico, por exemplo, as características construtivas das unidades hidráulicas e térmicas permitem a essas unidades contribuírem para o provimento de serviços auxiliares, tais como regulação de tensão e frequência [11]-[12]. Contrariamente, as unidades eólicas empregam tecnologias diferentes e, até o presente momento, não são capazes de prover esses mesmos serviços. Adicionalmente, a integração de fontes eólicas aos sistemas de potência impõe requisitos adicionais, principalmente, devido à difícil característica de previsibilidade dos ventos. Inicialmente, o montante de reserva deve ser capaz de suportar as variações da geração eólica. Além disso, essas flutuações conduzem a um requerimento maior de flexibilidade das fontes convencionais (hidráulicas e térmicas), para proverem os serviços auxiliares [11].

A análise de capacidade de reserva é, tradicionalmente, dividida em duas áreas conceitualmente diferentes: reserva estática e reserva operativa, conforme se discute a seguir.

2.1 Requisitos de Reserva de Curto Prazo

Devido à incerteza inerente ao processo de dimensionamento da reserva, a consideração de metodologias probabilísticas tornou-se indispensável. Um dos primeiros métodos a incorporar a ideia de risco no cálculo dos requisitos de reserva foi o PJM [13]. Por meio desse método, uma vez definido o nível de risco aceitável, o objetivo é mantê-lo, ao longo da operação do sistema, por meio da programação adequada da reserva. Variações dessa metodologia foram propostas por diversos autores [6], [14]-[15].

O índice de risco é a probabilidade de a capacidade de geração existente não ser capaz de satisfazer a demanda prevista, durante um período T , no qual não se pode efetuar reparos na unidade avariada nem por outras unidades em operação. Assim, o índice de risco representa uma medida do corte de carga associado à programação da reserva.

Para uma unidade representada pelo modelo de Markov a dois estados, a probabilidade de falha no intervalo $[0, T]$, i.e., $P_{Down}(T)$, pode ser determinada por:

$$P_{Down}(T) \approx P_{Down}(t_{Up} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (1)$$

em que λ representa a taxa de falha da unidade geradora. Para pequenos intervalos de tempo (algumas horas), tem-se que $\lambda T \ll 1$. Então, a Eq. (1) torna-se $P_{Down}(T) = \lambda T$. O produto λT é conhecido como taxa de reposição ou *ORR – Outage Replacement Rate*, a qual representa a probabilidade da unidade falhar e não poder ser reparada durante o período T . O parâmetro *ORR* é similar à *FOR – Forced Outage Rate* [6] utilizada nos estudos de planejamento. Utilizando o parâmetro *ORR* é possível construir uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT) [6], utilizando as mesmas técnicas descritas em [16]. A diferença é que utiliza-se o parâmetro *ORR* ao invés da *FOR*.

Os conceitos anteriores são aplicados a uma das mais importantes partes da reserva operativa: a reserva girante – capacidade que está girando, sincronizada e pronta para suprir a carga. Entretanto, a reserva girante é uma dentre outras formas de reserva que incluem [15]: regulação, não-girante e reposição.

2.2 Requisitos de Reserva de Longo Prazo

No que tange aos estudos de longo prazo, o objetivo é verificar se uma dada configuração de geradores será suficiente para suprir a demanda prevista para um ano específico no futuro. Essa avaliação deve levar em conta as falhas das unidades, a execução de programas de manutenção preventiva, erros na previsão da demanda e a indisponibilidade de recursos energéticos (e.g. água e vento).

O método PJM calcula o índice de risco condicionado a um curto período de tempo (algumas poucas horas), situação na qual o operador conhece *a priori* as unidades disponíveis para, por exemplo, atender a carga pico. Ao contrário, nos estudos de longo prazo, não se sabe exatamente a configuração de geradores que estará disponível

para cada período de tempo. Portanto, a análise de risco deverá levar em conta a evolução cronológica do sistema. Este tipo de análise é bem conhecida nos estudos da reserva estática [6], [19], mas raramente é mencionada na avaliação da reserva operativa. Com a crescente utilização das fontes renováveis, em especial a eólica, a análise tanto da reserva estática quanto da reserva operativa necessita ser realizada para um horizonte de longo prazo. Logo, os critérios e metodologias de planejamento precisam ser reavaliados [7], [9], [17].

3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

Visando lidar com as incertezas inerentes das fontes renováveis e seus respectivos comportamentos dependentes do tempo, adicionados a flexibilidade necessária para a análise da reserva operativa, o impacto dos tempos de partida das unidades geradoras e os modelos correlacionados da carga, a metodologia proposta é baseada no método de Simulação Monte Carlo sequencial (SMCS). Na SMCS, os índices de confiabilidade podem ser estimados através da seguinte equação:

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} F(y_k) \quad (2)$$

em que NY é o número de anos simulados e y_k representa a sequência de estados do sistema para o ano k . Cada índice é estimado utilizando uma função teste $F(\cdot)$ apropriada. Por exemplo, para estimar a energia não suprida, faz-se $F(y_k)$ igual à soma da energia cortada em cada interrupção ocorrida no ano k . A convergência do processo de simulação é monitorada pelo coeficiente de variação β [5], [8].

3.1 Modelos da Geração e da Carga

A escolha de um modelo apropriado para representar o comportamento estocástico das unidades geradoras é um aspecto crítico na análise de confiabilidade de sistemas de geração. Essencialmente, dois aspectos devem ser representados: o ciclo de falha/reparo das unidades; e a disponibilidade de potência das unidades, devido aos recursos naturais, tais como água, vento, radiação solar, dentre outros. O modelo de Markov a dois estados [6] é empregado para representar as unidades convencionais (hidráulicas e térmicas), ao passo que o modelo de Markov com múltiplos estados [5] é utilizado para representar as unidades renováveis (e.g. eólica, solar, cogeração, etc). Para representar o comportamento da carga, um modelo composto por 8760 pontos equivalentes à média de consumo horário é empregado.

3.2 Análise dos Requisitos de Reserva Estática

Tradicionalmente, os estudos de confiabilidade de sistemas de geração são focados na análise dos requisitos de reserva estática, nos quais o desempenho do sistema é medido por meio de uma série de índices, dentre os quais se destacam: LOLP (*Loss of Load Probability*); LOLE (*Loss of Load Expectation*); EPNS (*Expected Power Not Supplied*); EENS (*Expected Energy Not Supplied*); LOLF (*Loss of Load Frequency*); e LODD (*Loss of Load Duration*).

Todos esses índices são obtidos com base em estatísticas extraídas do processo de simulação. Uma característica importante da SMCS é a possibilidade de obter as distribuições de probabilidade das variáveis que representam os valores médios dos índices estimados.

Além dos índices de confiabilidade mencionados anteriormente, os índices da análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva [8] são também calculados.

Todos os índices referentes à capacidade de reserva estática são obtidos com base na seguinte equação:

$$PG^{Static}(t) - L(t) < 0 \quad (3)$$

em que $PG^{Static}(t)$ representa a capacidade estática de geração disponível no instante t e $L(t)$ é a carga no instante t . A variável aleatória $PG^{Static}(t)$ depende da disponibilidade dos geradores e da flutuação de capacidade, em função, por exemplo, da hidrologia e da velocidade dos ventos. A variável aleatória $L(t)$ depende das incertezas de curto e longo prazos associadas à carga [7].

3.3 Análise dos Requisitos de Reserva Operativa

Todos os índices apresentados anteriormente podem também ser avaliados para a reserva girante. Para tal, basta que a Eq. (3) seja adaptada, como se segue:

$$PG^{Synch}(t) - L(t) < 0 \quad (4)$$

em que $PG^{Synch}(t)$ representa o montante de geração sincronizada no instante t . Essa variável, além dos parâmetros já mencionados, depende também dos tempos de partida das unidades, das estratégias de operação e dos critérios de reserva especificados. O critério de reserva girante pode ser: i) um montante fixo; ii) um percentual da carga horária; iii) a maior máquina sincronizada; iv) uma combinação dos critérios anteriores. Com relação às estratégias de operação, um conjunto de regras, para representar a operação do sistema, será utilizado. Por exemplo: lista de ordem de mérito baseada em custos de produção e/ou tempos de partida, etc.

3.4 Flexibilidade da Reserva Operativa

Para uma melhor avaliação da reserva não-girante e, conseqüentemente, ter um melhor entendimento da

influência desse tipo de reserva no sistema, quatro classes de geradores são consideradas, tendo em vista os seus correspondentes tempos de partida:

Classe 1 – Unidades geradoras que podem ser sincronizadas em até 10 minutos;

Classe 2 – Unidades geradoras que podem ser sincronizadas entre 10 e 30 minutos;

Classe 3 – Unidades geradoras que podem ser sincronizadas entre 30 e 60 minutos;

Classe 4 – Unidades com tempos de partida superiores a uma hora.

As faixas dessas classes irão depender da concessionária e podem receber diferentes designações tais como: unidades de partida rápida, reserva quente/fria, etc. Em alguns países, para o planeamento de longo prazo, a reserva girante e a reserva não-girante composta por máquinas cujos tempos de partida sejam inferiores a uma hora (i.e. *Classes 1-3*) são tratadas como uma única classe, que responde dentro de uma hora.

Adicionalmente, um novo conjunto de índices, descrito a seguir, é proposto para avaliar a qualidade da reserva não-girante (não-sincronizada): ETP – potência total esperada (i.e. girante e não-girante) (MW); EP_{NS} – potência esperada da reserva não-girante, por classe (MW); EH_{NS} – número esperado de horas por ano em que a reserva não-girante (por classe) torna-se nula – as unidades podem ter sido sincronizadas ou estão em reparo; EF_{NS} – frequência com que a reserva não-girante (por classe) torna-se nula (oc./ano); EPR_{NS} – potência esperada, por classe, da reserva não-girante que é utilizada para restaurar o sistema após a ocorrência de falhas (MW); e EFR_{NS} – frequência, por classe, com que a reserva não-girante é utilizada para restaurar o sistema após a ocorrência de falhas.

Outros indicadores de desempenho da reserva não-girante podem ser definidos para dimensionar adequadamente uma classe específica da reserva não-girante.

A metodologia proposta é aplicada a estudos de casos envolvendo configurações dos sistemas de geração português e espanhol. Nesses casos, a junção da reserva girante com a não-girante composta por máquinas com tempos de partida inferiores a uma hora, é empregada. Adicionalmente, uma configuração derivada do sistema teste IEEE RTS-96, para tratar das flutuações da geração hidráulica e eólica, é também utilizada. Nesse caso, a flexibilidade da reserva operativa, empregando os índices anteriormente apresentados, é analisada.

4.0 - RESULTADOS – PARTE 1: SISTEMAS PORTUGUÊS E ESPANHOL

Em 2010, o sistema de geração português tinha uma capacidade instalada de 18 GW, sendo que mais de 25% desse total era de origem hidráulica. A geração térmica superava 40% da capacidade instalada, destacando-se a presença de unidades térmicas a gás natural (21%). O percentual de participação de unidades a gás tem crescido significativamente, principalmente, devido à necessidade de tornar o sistema de geração mais flexível, para lidar com as flutuações da geração eólica.

No que se refere às fontes renováveis, também tratadas como “regime especial de produção”, elas representam 33% da capacidade instalada do sistema português, conforme mostra a Figura 1 [18]. Ainda em 2010, o sistema português alcançou o nível de 9229 MW de capacidade instalada de fontes renováveis.

Em 2010, o sistema de geração espanhol teve um aumento de aproximadamente 3717 MW, resultando numa capacidade instalada de 97447 MW. Esse aumento significativo de capacidade está intimamente ligado à expansão do setor energético com base em recursos renováveis. Dos 3717 MW que foram instalados no sistema, 1094 MW foram de unidades eólicas e 540 MW de outras fontes renováveis, conforme se observa na Figura 2. Os 2154 MW restantes foram de unidades térmicas de ciclo combinado [18], para dotar o sistema de flexibilidade para lidar com as flutuações de capacidade das fontes renováveis.

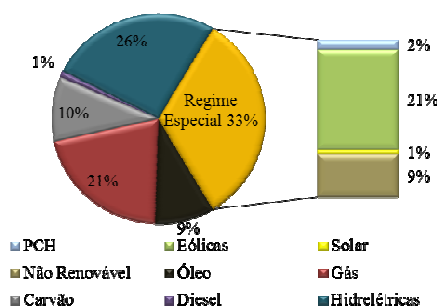


Figura 1 – Composição do Sistema de Geração Português

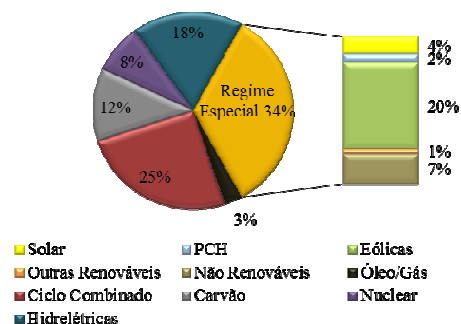


Figura 2 – Composição do Sistema de Geração Espanhol

Durante o ano de 2010, verificou-se também no sistema espanhol uma redução de 13,6% na produção de eletricidade utilizando térmicas a carvão, enquanto que a produção nas térmicas a gás permaneceu em 0,4% do total de energia produzida. A geração hidrelétrica teve um aumento de 12,7% juntamente com a participação de fontes renováveis (12,6%), principalmente devido às fontes solares (térmicas e fotovoltaicas), bem como eólicas. A Espanha possui 8 centrais nucleares localizadas em seis diferentes zonas, as quais representam 8,1% da capacidade instalada total.

As centrais térmicas a carvão produziram 13,6% menos que no ano anterior, devido a uma redução inesperada da demanda e à reestruturação do setor de geração, com ampla difusão de fontes renováveis [19].

4.1 Evolução dos Sistemas de Geração Português e Espanhol

De 2015 a 2025, é esperado que a capacidade instalada do sistema de geração português passe de 20592 MW para 27496 MW. O pico anual da carga deve crescer de 12716 MW para 17962 MW. Em 2015, a capacidade instalada térmica representará 33% da capacidade instalada total do sistema de geração português, dividida entre térmicas a carvão e térmicas a gás natural, as quais substituirão as térmicas a óleo, e darão maior flexibilidade ao sistema para lidar com as flutuações de capacidade. A geração hidrelétrica irá representar 25% da capacidade total instalada. Para as eólicas, espera-se que elas representem 25% da capacidade instalada, enquanto que a cogeração ficará em torno de 11%. Espera-se também que as centrais hidrelétricas com bombeamento cresçam 2%. A Figura 3 ilustra a evolução do sistema de geração português de 2015 a 2025.

Para o sistema espanhol, de 2015 a 2025 é esperado que a capacidade instalada aumente de 106287 MW para 139257 MW. O pico de carga anual deve subir de 59100 MW para 75644 MW. Em 2015, a capacidade instalada de geração térmica representará 46% da capacidade total instalada do sistema espanhol, dividida entre térmicas a carvão e térmicas a gás natural. Também no sistema espanhol as térmicas a gás natural substituirão as térmicas a óleo. As oito centrais nucleares continuarão em operação. Para a geração hidrelétrica é esperado que ela represente 15% da capacidade total instalada. A geração eólica representará 21% da capacidade instalada, enquanto que a cogeração se manterá nos mesmos níveis. Quanto as centrais com bombeamento, espera-se que essas cresçam 3%. A Figura 4 ilustra a evolução da capacidade instalada do sistema espanhol.

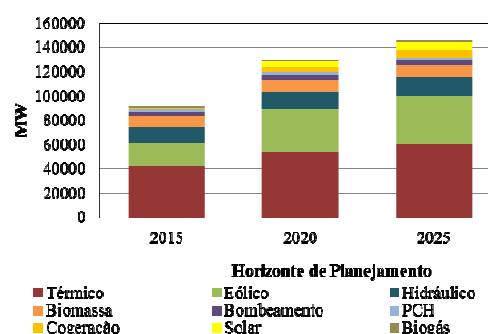
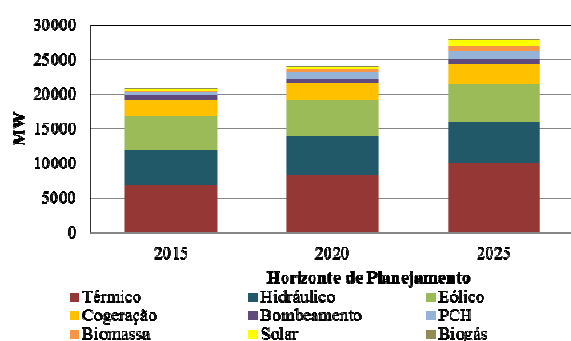


Figura 3 – Evolução do Sistema de Geração Português.

Figura 4 – Evolução do Sistema de Geração Espanhol.

4.2 Sistemas de Gerção Português e Espanhol – Resultados e Discussões

Ambos os sistemas foram avaliados considerando diferentes cenários de operação, os quais são descritos a seguir. Para o *Caso Base*, todas as séries históricas de hidrologia e de vento foram simuladas. No *Caso Úmido*, a série hidrológica correspondente ao ano mais úmido foi empregada. No *Caso Seco*, foi empregada a série hidrológica correspondente ao ano mais seco. Por fim, o *Caso ΔHEM* considera que a série hidrológica mais seca ocorre simultaneamente com uma redução de 50% na produção eólica observada em todas as séries eólicas. Adicionalmente, o montante de potência escalada mensalmente para manutenção é acrescido em 20%.

As Figuras 5 e 6 mostram a evolução dos índices LOLE e EENS relativos à reserva operativa para ambos os sistemas, considerando o horizonte de planejamento de 2015 a 2025. Como esperado, a pior condição ocorre para o cenário ΔHEM, não apenas para o índice LOLE, mas também para o índice EENS em ambos os sistemas.

É válido mencionar que o sistema de geração português apresenta, em 2010, resultados interessantes para a reserva operativa: a LOLE de 0,2760 h/ano para o cenário úmido é maior que a LOLE de 0,1107 h/ano para o cenário seco. Isso ocorre devido à utilização de uma quantidade maior de unidades hidráulicas no período úmido para o atendimento à carga, o que afeta negativamente o nível de reserva terciária (Classes 1 a 3) com a falta de unidades hidráulicas. Portanto, se todas as três classes de unidades são agrupadas na reserva terciária, torna-se difícil identificar a deficiência na reserva não-girante e também seu correspondente efeito, em termos de flexibilidade da geração. Para os demais anos avaliados, este efeito não foi observado no sistema português.

No caso do sistema espanhol, os resultados podem ser interpretados da seguinte forma: na pior das hipóteses (*Caso ΔHEM*), em termos da reserva operativa, o sistema ainda permanece em uma excelente condição, na qual o índice LOLE é de apenas 0,02577 h/ano e a energia esperada não suprida de 15,7 MWh/ano.

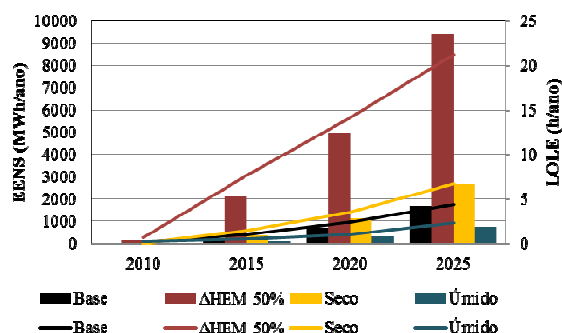


Figura 5 – Sistema Português: Desempenho da Reserva Operativa

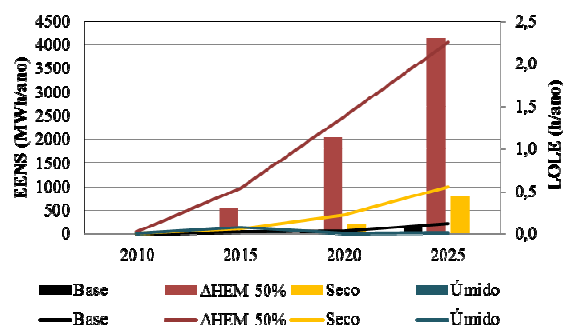


Figura 6 – Sistema Espanhol: Desempenho da Reserva Operativa

5.0 - RESULTADOS – PARTE 2: ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE DA RESERVA OPERATIVA

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados obtidos para um estudo de caso realizado com uma configuração do sistema teste IEEE RTS-96, que teve por objetivo avaliar a reserva não-girante, do ponto de vista da flexibilidade. Para tanto, como mencionado anteriormente, os geradores são divididos em quatro classes, de acordo com o seus respectivos tempos de partida.

5.1 Sistema Teste IEEE RTS-96 HW

A configuração original do sistema teste IEEE RTS-96 [10] consiste de 96 unidades geradoras divididas em cinco diferentes tipos de tecnologias, que perfazem uma capacidade instalada total de 10215 MW. O pico anual da carga desse sistema atinge 8850 MW. Para essa configuração, o montante de reserva estática corresponde a 16,3% da capacidade total instalada, o qual pode ser considerado expressivo. As energias renováveis representam somente 8,8%, correspondente aos 900 MW de capacidade hidrelétrica instalada. Com o intuito de servir aos propósitos desse estudo, uma versão modificada desse sistema, denominada IEEE RTS-96 HW [8] é utilizada. As principais mudanças consistem na inclusão de séries hidrológicas e na substituição de 350 MW térmicos a carvão por 1526 MW eólicos, resultando no aumento da capacidade instalada total de 10215 MW para 11391 MW.

5.2 Sistema Teste IEEE RTS-96 HW – Resultados

Na configuração IEEE RTS-96 HW, o montante de capacidade instalada de fontes renováveis corresponde a 21% da capacidade total. Foram realizados diversos testes envolvendo essa configuração para diferentes ordens de mérito e níveis pre-especificados de reserva girante. Também neste estudo, dois cenários de operação foram considerados: *normal* – em que todas as séries históricas hidrológicas e eólicas são utilizadas na simulação; e *crítico* – em que apenas a pior série hidrológica combinada com a pior série eólica são empregadas.

A Tabela 1 apresenta os índices tradicionais relacionados à reserva estática para o sistema teste IEEE RTS-96 HW. Na hipótese de ocorrerem as condições do cenário normal, pode-se observar que a substituição da unidade térmica a carvão de 350 MW por 1526 MW (763 x 2 MW), resultou numa leve melhora dos índices de confiabilidade. Por exemplo, o índice LOLE reduziu de 0,5834 h/ano para 0,3449 h/ano. Isso ocorreu porque, embora os 1526 MW de capacidade instalada eólica represente, em média, cerca de 350 MW efetivos - devido à flutuação de capacidade, o sistema torna-se levemente melhor devido à instalação de centenas de unidades de pequena capacidade no lugar de uma única unidade de grande porte. Estes resultados demonstram claramente que sistemas equivalentes em termos de capacidade não são também equivalentes em termos de confiabilidade.

No caso do cenário crítico, nota-se que há uma deterioração dos índices de confiabilidade, devido a influência combinada das piores condições hidrológicas e de vento.

Na Tabela 2 encontram-se os índices de confiabilidade associados à reserva girante. Em todos os casos analisados, um nível mínimo de 400 MW para reserva sincronizada foi considerado. Essa reserva foi sempre programada com antecedência de no mínimo 24 horas. Obviamente, outros critérios podem ser utilizados. Adicionalmente, uma lista de ordem de mérito, baseada no custo de produção das unidades foi utilizada, exceto para quatro unidades hidráulicas que foram deslocadas para o final dessa lista, a fim de se obter mais reserva não-girante pertencente à *Classe 1*. O montante médio anual de reserva girante variou de 599,6 MW a 1119 MW, devido a diversos fatores: tamanho discreto das unidades, tempos de partida, forma da curva de carga, etc.

Tabela 1 – Índices Tradicionais de Confiabilidade: Reserva Estática

Scenario	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h)
Normal	0,3449 (3,35%)	65,20 (5,00%)	0,1239 (2,64%)	2,783 (4,07%)
Crítico	1,484 (3,54%)	294,7 (5,00%)	0,4937 (2,76%)	3,006 (4,30%)

Tabela 2 – Índices Tradicionais de Confiabilidade: Reserva Girante

Scenario	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h)
Normal	8,295 (3,53%)	1743,0 (4,91%)	3,358 (2,04%)	2,470

				(3,96%)
Crítico	23,60 (3.08%)	5686,0 (4,68%)	7,584 (3,16%)	3,111 (4.32%)

Se ocorrerem as condições do cenário crítico, o sistema apresentará um índice LOLE associado à reserva girante de 23,60 h/ano. Em média, 5686 MWh serão perdidos por ano por falta de geração sincronizada. Além disso, essas interrupções ocorrerão 7 vezes por ano e durarão aproximadamente 3 horas.

A Tabela 3 apresenta os índices de desempenho para a reserva não-girante. Como pôde-se notar em [8], os índices de desempenho da reserva não-girante continuaram muito próximos daqueles obtidos antes da adição de energia eólica no sistema. Esse comportamento era esperado, pois todas as unidades eólicas foram utilizadas para suprir a carga, não alterando significativamente o perfil da reserva não-girante.

Tabela 3 – Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante

Classe	ETP (MW)	EP _{NS} (MW)	EH _{NS} (h/ano)	EF _{NS} (oc./y)	EPR _{NS} (MW)	EFR _{NS} (oc./ano)
Normal						
1	1025,	173,8	49,88	18,45	137,9	0,4321
2	0,0	0,0	8760,	1,0	0,0	0,0
3	2327,	215,5	79,49	26,56	40,0	0,0063
4	6047,	2937,	0,7139	0,1988	0,0	0,0
Critical						
1	775,8	171,6	108,6	32,64	135,4	0,4170
2	0,0	0,0	8760,	1,0	0,0	0,0
3	2327,	212,9	160,4	44,35	20,26	0,0090
4	6047,	2687,	1,669	0,4020	0,0	0,0

Os resultados anteriores demonstram que os tradicionais índices de confiabilidade, normalmente obtido nas análises dos requisitos de reserva estática, podem também ser utilizados para qualificar e quantificar o montante de reserva girante dos sistemas de geração. O conceito básico, por trás dessa análise, é verificar o balanço entre geração e carga, considerando somente a capacidade de geração sincronizada. Adicionalmente, o montante de reserva não-girante pode também ser avaliado, por meio de alguns índices, de modo a assessorar os planejadores nas decisões de investimento. A metodologia proposta é capaz de proporcionar um melhor dimensionamento da participação de fontes renováveis na matriz energética dos sistemas de potência. Uma discussão mais ampla sobre novos critérios de planejamento é encontrada em [8].

6.0 - CONCLUSÕES

É de conhecimento dos órgãos reguladores do setor elétrico, bem como dos planejadores, que as fontes renováveis ocuparão uma fatia significativa dos meios de produção de energia elétrica, com vista à diminuição da dependência dos combustíveis fósseis e a redução da emissão de gases causadores do efeito estufa.

Embora a contribuição das fontes renováveis ainda seja modesta, com exceção das hidráulicas, sua participação no mercado de energia está crescendo a taxas muito superiores às das energias convencionais.

Quanto mais fontes renováveis presentes nos sistemas de potência, maiores serão os desafios para os planejadores e operadores, devido ao aumento da complexidade e do nível de incerteza envolvidos nas atividades de planejamento e operação. Portanto, a determinação correta dos montantes de reserva para assegurar um fornecimento de energia com qualidade tornou-se um aspecto importante nos estudos de expansão dos sistemas de geração.

O dimensionamento da reserva operativa (i.e., girante, não-girante, etc.) tem um papel de fundamental importância em sistema de geração com elevada penetração de energias renováveis, principalmente a eólica, devido à sua inerente volatilidade. Contudo, nota-se ainda a falta de padrões de confiabilidade para a reserva operativa.

Por fim, salienta-se a importância da análise dos requisitos de reserva não-girante, de modo que as decisões de investimento levem em conta as necessidades de flexibilidade dos sistemas de geração.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Prof. Manuel Matos pela contribuição no desenvolvimento deste trabalho e às agências CAPES, CNPq e FAPEMIG pelo apoio financeiro.

8.0 - REFERÊNCIAS

- (1) EREC - European Renewable Council, EREC's Position on the Framework Directive for Renewable Sources. Disponível em: http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Documents/Position_Papers/EREC_Position_Framerwork_Directive.pdf.
- (2) Presidency Conclusions of the Brussels European Council (8/9 March 2007). Reference DOC/07/1. Disponível em: <http://www.eppgroup.eu/Press/pfocus/docs/March07.pdf>.

- (3) EU Commission Communication of 10 January 2007: Renewable Energy Road Map - Renewable Energies in the 21st Century: Building a more Sustainable Future. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/03_renewable_energy_roadmap_en.pdf.
- (4) N. Hatziaargyriou, and A. Zervos, "Wind power development in Europe", *Procs. of the IEEE*, vol. 89, no. 12, pp. 1765-1782, 2001.
- (5) A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, W.S. Sales, L.C. Resende, M.J.Q. Aguiar, M.A. Matos et al., "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources", *European Trans. on Electrical Power*, vol. 17, no. 4, pp. 387-400, 2007.
- (6) R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York: Plenum, 1996.
- (7) M.A. Matos, J.A. Peças Lopes, M.A. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, et al. "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases", *IJEPES*, vol. 31, pp. 562-569, May 2009.
- (8) A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.A.F. Manso, and R. Billinton, "Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 106-116, Feb. 2010.
- (9) J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, P.H. Gomes Cabral, M.P. Sampaio Ferreira, N.M. Fidalgo Martins, C.J. Artaiz Wert, F. Soto Martos, M. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, W. Sales, L. Resende, and L.A.F. Manso, "Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian Peninsula", *Procs. of 2008 Session CIGRÉ – Int. Conference*, Paris, France, CD-ROM, paper C1-304, 24-29 Aug. 2008.
- (10) APM Subcommittee, "The IEEE reliability test system – 1996", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- (11) G. Strbac, A. Shakoor, M. Black, D. Pudjianto, and T. Bopp, "Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems", *Electric Power Syst. Research*, vol. 77, pp. 1214-1227, 2007.
- (12) M.A. Ortega-Vazquez and D.S. Kirschen, "Estimating the spinning reserve requirements in system with significant wind power generation penetration", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 114-124, Feb. 2009.
- (13) L.T. Anstine, R.E. Burke, J.E. Casey, R. Holgate, R.S. John, and H.G. Stewart, "Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania - New Jersey –Maryland interconnection", *IEEE Trans. on PAS*, vol. 82, pp. 726-735, Oct. 1963.
- (14) R. Billinton and N.A. Chowdhury, "Operating reserve assessment in interconnected generating systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1497-1487, Nov. 1988.
- (15) A.M. Leite da Silva and G.P. Alvarez, "Operating reserve capacity requirements and pricing in deregulating market using probabilistic techniques", *IET Proc.- GTD*, vol. 1, no. 3, pp.439-446, May 2007.
- (16) A.M. Leite da Silva, A.C.G. Melo, and S.H.F. Cunha, "Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems", *IEE Proc.-C*, vol.138, no.1, pp.94-102, Jan. 1991.
- (17) J.A. Peças Lopes, M. Matos, A.M. Leite da Silva, W.S. Sales et al., "Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian peninsula", *Cigré Proceedings*, Paris, France, Paper C1-304, Aug. 2008.
- (18) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia, "Renováveis – Estatísticas Rápidas", Março de 2010.
- (19) El Sistema Eléctrico Español – Avance del informe 2010, REE. Disponível em: http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Avance_REE_2010.pdf.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Warley de Sousa Sales nasceu em Timóteo - MG, Brasil, em 1980. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ) em 2004. Em 2006 e 2009, recebeu, respectivamente, os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Atualmente é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSJ.



Armando Martins Leite da Silva nasceu na cidade do Rio de Janeiro, RJ, Brasil, em 1954. Graduiu-se em Engenharia Elétrica (EE) pela PUC-Rio em 1975. Recebeu os títulos de Mestre (M.Sc.) em EE pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) em 1977 e de Doutor (Ph.D.) em EE pela University of Manchester (UMIST, UK) em 1980. Trabalhou no Departamento de EE da PUC-Rio como Professor Titular até 1994. De 1990 a 1991 atuou como pesquisador visitante na Divisão de Pesquisa da Ontario Hydro, no Canadá. Entre 2003 e 2004 atuou como pesquisador visitante na Unidade de Sistemas de Energia, no INESC-Porto, em Portugal. Desde 1994 atua como Professor Titular no Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da UNIFEI. É Pesquisador 1A do CNPq desde 1994 e Fellow do IEEE desde 2000. Recebeu os prêmios "Sebastian Z. de Ferranti Award" (IEE/IET Power Division, UK) em 1992 e "PMAPS Merit Award"

(PMAPS International Society) em 2010, por contribuições na área de métodos probabilísticos aplicados em sistemas elétricos de potência.



Luiz Antônio da Fonseca Manso nasceu em Bias Fortes – MG, Brasil, em 1961. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1985. Obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela PUC – Rio em 1989. Em 1999 recebeu o título de Doutor em Engenharia Elétrica pela UNIFEI. Atualmente é professor associado do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSJ, onde ingressou em 1988.



Mauro Augusto da Rosa nasceu em Porto Alegre – RS, Brasil, em 1969. Graduiu-se em Engenharia Elétrica em 1998 e em 2003 recebeu o título de Mestre em Engenharia Elétrica, ambos pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS). Desempenhou funções de planejador de sistemas de sub-transmissão e distribuição na Distribuidora Rio Grande Energia – RGE. Em 2010 recebeu o título de Doutor em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Portugal. Atualmente, é professor convidado na FEUP e pesquisador da Unidade de Sistemas de Energia do INESC-Porto em Portugal.