



## Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

### Introdução do Conceito de Flexibilidade na Avaliação da Reserva Operacional

**SANDY TONDOLO DE MIRANDA(1); PEDRO C. C. VIEIRA(2); ERIKA PEQUENO(3); LEONEL C. MAGALHÃES(4); MAURO AUGUSTO DA ROSA(5); UFSC/INESC P&D BRASIL(1); UFSC/INESC P&D BRASIL (2); UFSC/INESC P&D BRASIL, (3); UFSC/ INESC P&D BRASIL (4); INESC TEC(5);**

#### RESUMO

Nos últimos anos a matriz energética mundial vem demonstrando um constante aumento de participação de fontes renováveis. As características de tais fontes de geração impactam sobretudo no planejamento a curto prazo, impondo incertezas à programação da operação do sistema elétrico. Neste contexto, a reserva operacional requer um nível elevado de flexibilidade que assegure uma operação econômica e viável, através do uso correto dos recursos. O presente trabalho propõe a introdução do conceito de flexibilidade da reserva operacional e a formulação do modelo matemático para a avaliação da adequação, considerando as reservas operacional a subir e a descer no cenário brasileiro.

#### PALAVRAS-CHAVE

Reserva Operacional, Confiabilidade, Flexibilidade, Desperdício de Renováveis.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico é projetado de forma que a demanda seja atendida em todos os momentos e sob qualquer condição (1). Lidar com requisitos de variabilidade, incertezas e disponibilidade dos componentes do sistema não são funções novas para os operadores. Contudo, o aumento das gerações variáveis (do inglês, *Variable Generations* - VGs) conduziu a um aumento da necessidade de flexibilidade na operação dos sistemas.

Um dos principais objetivos da inserção de flexibilidade no sistema elétrico é garantir ao parque gerador capacidade de resposta às variações não previstas (incertezas) de carga e geração, que ocorrem a todo momento durante a operação. As características dos geradores, estruturas de mercados, interligações entre áreas, congestionamento do sistema de transmissão e práticas operacionais são exemplos de variáveis que afetam a flexibilidade do sistema.

Atualmente, observa-se o surgimento de novos desafios relacionados ao sistema elétrico, que concebem uma importante mudança no gerenciamento de portfólios de geração e de carga. O aumento de geração renovável (principalmente eólica) e mercados de energia mais competitivos tendem a dificultar o equilíbrio entre o fornecimento e a demanda, que devem ser equilibradas por meio dos serviços de sistemas. É imprescindível que o operador, ao dimensionar os montantes de reserva, considere a flexibilidade que o parque produtor e o sistema interligado possuem, de modo a cobrir as variações e incertezas que venham a ocorrer. Para tal, o operador deve considerar estudos de avaliação do sistema que consideram os requerimentos de reservas operacional a subir (ROS) e a descer (ROD).

(\*) Centro Tecnológico, UFSC, Campus Universitário João David Ferreira Lima – LABPLAN – CEP 88.040-900 Florianópolis, SC – Brasil

Tel: (+55 48) 3721-4871 – Email: tondolosandy@gmail.com

Para que os impactos da inserção de fontes renováveis sejam adequadamente representados nos estudos de planejamento, são necessárias novas metodologias e ferramentas que levem em consideração as ações corretivas realizadas no sistema pelo agente operador. As ações corretivas podem ter diversos propósitos, como, por exemplo, trazer o sistema a estados seguros de operação, ou reduzir desperdício de recursos renováveis. No Brasil são recentes os estudos de avaliação da flexibilidade da reserva operacional, e ainda não há um procedimento de análise do risco de desperdício de renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste contexto, o presente trabalho propõe uma definição para o conceito de flexibilidade na perspectiva da operação e do planejamento do sistema, e apresenta um modelo matemático para uma ferramenta de base probabilística, com o objetivo de realizar avaliações de confiabilidade que considerem a ROS e ROD.

## 2.0 - PERSPECTIVAS DA FLEXIBILIDADE

A flexibilidade pode ser definida como a capacidade de um sistema em responder às mudanças de carga líquida (do inglês, *net load*), que representa a demanda que deve ser fornecida pela geração convencional, se toda a energia renovável for utilizada (2). Neste contexto, busca-se obter flexibilidade suficiente através dos recursos de geração e transmissão existentes. Contudo as restrições físicas existentes e/ou os custos podem ser desafiadores. Portanto, uma combinação mais ampla de recursos com características flexíveis, incluindo tecnologias de armazenamento, juntamente com transmissão suficiente, podem ser necessárias para gerenciar a cobertura de níveis mais altos de variabilidade e incerteza. Além disso, mudanças institucionais e/ou estruturais nos mercados e na operação do sistema podem ser realizadas para beneficiar as fontes de geração flexíveis.

### 2.1 Perspectiva da Produção

Atualmente o parque produtor detém a maior influência na flexibilidade do sistema elétrico. Advindos de vários tipos de tecnologias, os geradores responsáveis pela produção para atender a carga devem ser capazes de aumentar ou reduzir a sua produção durante um período especificado de acordo com o seu nível de flexibilidade. As unidades geradoras podem ainda ser classificadas como recursos controláveis (despacháveis) ou não controláveis (não despacháveis).

**Geradores Controláveis:** geradores que assumem um importante papel no fornecimento de serviços de flexibilidade. Devem possuir capacidade de variar sua geração pela ação da regulação primária e secundária (Controle Automático de Geração - CAG). As principais propriedades de flexibilidade dos recursos controláveis são: Taxas de rampas (MW/min), potência mínima (MW), capacidade máxima de geração (MW), mínimos técnicos (MW), tempo de partida (h), *Minimum down time* (tempo mínimo que a máquina deve permanecer desligada) (h) e unidades *must run* (recursos utilizados para suprir as restrições de inércia do sistema e assim garantir estabilidade dinâmica). Usinas hidrelétricas e turbinas a gás geralmente possuem maior flexibilidade. Ressalta-se que usinas a fio d'água contam com pequenos reservatórios que permitem o controle da vazão afluente em escala sub mensal sendo por isso consideradas também como gerações controláveis (3). As usinas reversíveis (do inglês, *Storage Pumped*) também são consideradas controláveis, pois permitem gerenciamento para aproveitar os momentos de excesso de geração, comportando-se como carga e evitando o desperdício de VGs. Este potencial é revertido ao reservatório, podendo ser alocado nos momentos de pico de demanda.

**Geradores Não Controláveis:** Compreendem tecnologias que em geral são despachadas em seu potencial máximo, e cujas incertezas associadas exigem flexibilidade do sistema elétrico, para manter o equilíbrio ativo de energia durante a operação. Investimentos em turbinas eólicas, usinas movidas a biomassa, bem como unidades fotovoltaicas possuem uma tendência exponencial de crescimento no setor. Por possuírem características intermitentes de geração, elevam os níveis de incertezas na geração, podendo provocar "rampas íngremes" de variação e/ou excedentes de energia (4). Logo, uma baixa flexibilidade do sistema produtor pode ocasionar eventos de falha de atendimento de carga ou, por outro lado, desperdícios de geração renovável em períodos de alta produção de VGs.

### 2.2 Perspetiva da Transmissão

A flexibilidade do sistema também depende da capacidade de resposta da rede de transmissão. As redes de transmissão podem influenciar tanto na quantidade quanto na localização dos serviços necessários para garantir a confiabilidade e flexibilidade do sistema. A capacidade de flexibilidade pode ainda ser ampliada através de interligações com outras áreas adjacentes. Neste caso é possível importar energia em situações de déficit e exportar em situações de excedente. Contudo, os valores de ganhos de flexibilidade dependem dos incentivos dos mercados de energia e dos limites das capacidades de transferência das linhas. É importante ressaltar que a transmissão, atualmente, vem aprimorando sua flexibilidade através de dispositivos como FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*), PSTs (*Phase-Shifting Transformers*) e linhas HVDC (*High Voltage Direct Current*).

### 2.3 Mercados de Energia

A forma como a produção é comercializada no mercado de energia elétrica pode direcionar ou restringir a disponibilidade de recursos flexíveis. Diferentes aspectos dos mercados têm impacto na flexibilidade, como coordenação e balanceamento das áreas, negociação de eletricidade entre os produtores, fornecedores e consumidores, *unit commitment*, ordem de mérito e leilões de energia. Os protocolos e procedimentos utilizados pelos operadores do sistema e o design de mercado, devem facilitar uma operação eficiente do sistema de energia. Possíveis melhorias podem surgir da definição de produtos de mercado e da integração do mercado de todas as fontes de flexibilidade disponíveis (por exemplo, interconexão, integração do lado da demanda), além de propostas de intervalos mais curtos de despachos.

#### 2.4 Smart Grids

As smart grids podem ser caracterizadas como um agente “transacional” que permite uma participação mais ativa dos consumidores, possibilitando assim acomodar novas opções de geração e armazenamento; habilitar novos produtos e serviços na rede de energia; antecipar e responder a perturbações do sistema, se autorrecuperando e operando de forma mais resiliente contra desastres naturais (5) Um dos principais desafios das *smart grids* é o gerenciamento do lado da demanda. O uso da microgeração e a disponibilização de preços da energia elétrica em tempo real possibilita aos consumidores modular o seu nível de consumo ou de geração, de acordo com as condições do mercado. Desse modo a demanda tende a ser mais flexível, permitindo a integração e equilíbrio das VGs em relação à demanda do mercado de energia.

#### 2.5 Serviços de Sistema

Os serviços do sistema são necessários para suportar a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Para que os sistemas operem de forma segura e, ao mesmo tempo, facilitem níveis mais altos de VGs, os operadores da rede devem estabelecer a estrutura correta e obter serviços do maior número possível de geradores. Analisar os custos e benefícios de aumentar a flexibilidade da geração convencional, bem como desenvolver incentivos financeiros para um melhor desempenho da parque produtor, é um grande desafio para os planejadores e operadores de sistemas de energia.

É possível agrupar os serviços de sistemas em quatro grupos: Resolução de restrições técnica, controle de frequência, controle de tensão e reposição de serviços. O controle de frequência é um serviço relacionado com o equilíbrio entre a energia produzida e consumida, além da própria frequência do sistema elétrico. Devido à variação das cargas ou erros de previsão, surgem perturbações na frequência que são compensadas através do controle de reservas. Os serviços relacionados com as reservas fornecem potência ativa à rede, segundo a ordem temporal: Reservas primárias ou controle de carga-frequência e reserva operacional composta por reserva secundária e terciária.

##### 2.2.1 Reserva Operacional

A reserva operacional é a capacidade de geração alocada para cobrir variações de carga em curtos intervalos de tempo, exigindo respostas mais rápidas e automáticas. O requerimento de reserva secundária é, geralmente, determinado pelo operador com base nas particularidades do sistema (por exemplo, magnitudes de variação de carga e VGs, erros de previsão, níveis de segurança pré-definidos, linhas de transmissão). As reservas terciárias são acionadas para substituir a reserva secundária para posterior disponibilidade ou auxiliar em caso de graves perturbações (como interrupções de energia ou mudanças de carga inesperadas) (6).

No planejamento a longo prazo, a avaliação da adequação da reserva operacional tem o intuito de analisar a capacidade e flexibilidade do sistema de geração para lidar com variações de curto prazo, que podem ocorrer durante a operação do sistema. Assim, em uma avaliação da adequação de reserva operacional, é necessário considerar indisponibilidades não programadas (falha do componente) e programadas (manutenções), incertezas e variabilidade de carga e VGs. A médio e longo prazo, o operador do sistema não tem como saber com exatidão o conjunto de unidades geradoras ou as tecnologias (por exemplo, hídrica e gás) que estarão disponíveis para cada período de tempo. Portanto, a avaliação de risco deve levar em conta o desempenho do sistema, assegurando que as opções de investimento resultarão em configurações de geração mais robustas e flexíveis, que são, conseqüentemente, mais seguras (1). A reserva operacional pode ser avaliada conforme Figura 1 (7).

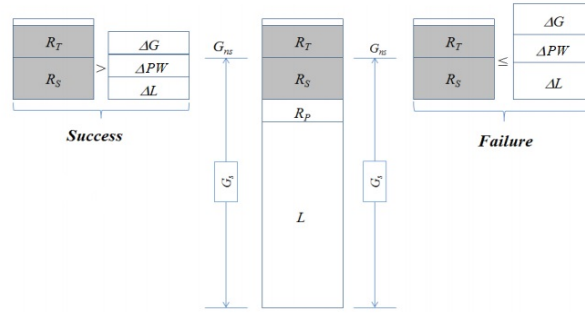


Figura 1 – Avaliação da capacidade de reserva operacional.

onde  $R_S$  e  $R_T$  são os montantes disponíveis de reservas secundária e terciária,  $\Delta L$  e  $\Delta PW$  representam os desvios de realizações de carga e produção de energia eólica,  $\Delta G$  é a falta de capacidade de geração devido a falhas forçadas durante o despacho e  $G_S$  e  $G_{ns}$  são as gerações sincronizadas e não sincronizadas à rede, respectivamente.

A Figura 1 pode ser vista como uma forma de avaliação da capacidade do sistema de geração em acomodar uma grande integração de VGs. A reserva operacional deve ser classificada a partir da direção de suas ações para obter mais flexibilidade e evitar, não só o corte de carga, mas também o excesso de geração, o que significa desperdiçar geração renovável.

### 3.0 - AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE NA RESERVA OPERACIONAL: SUBIR E DESCER

#### 3.1 Reserva Operacional a Subir

Em uma avaliação da reserva operacional, existe o risco associado à ocorrência de determinadas situações de operação onde o sistema não possui capacidade de elevar a geração do parque produtor, dentro de um determinado intervalo de tempo, para acompanhar necessidades de subida (e.g. perda de uma unidade produtora, variação de produção eólica, ou erros grosseiro na previsão de carga). Assim, deve-se avaliar a flexibilidade do parque produtor em compor a reserva operacional a subir, através de geradores com taxas de tomada de carga (rampa de subida) altas, partida rápida (caso o gerador esteja desligado) e importação das áreas vizinhas.

A avaliação da ROS implica em verificar a capacidade máxima de geração que pode ser atingida pelas máquinas controláveis, em um intervalo de tempo pré-definido. No *unit commitment* verifica-se o potencial individual de cada máquina, ou seja, é realizado um pré-despacho com a carga planejada, conforme a equação,

$$R_{Flex^+}(t) = \min[P_{max}^{i,t}, (rr_{up}^{i,t} \times \Delta T + P_g^{i,t-1}) \times u_g \times u_{mdt} \times u_{part}]$$

onde  $t$  e  $i$  são, respectivamente, o instante de tempo avaliado (em horas) e a unidade geradora,  $P_{max}$  é a potência máxima da máquina (em MW),  $rr_{up}$  é a taxa de rampa de subida do gerador,  $P_g$  é potência gerada no instante de tempo anterior,  $\Delta T$  é a duração do estado,  $u_g$  e  $u_{part}$  são números binários que identificam a disponibilidade da máquina e o tempo de partida, respectivamente e  $u_{down}$  é um número binário que identifica se a função  $\max(\text{MinDownTime}, \text{Tempo Reparo})$  foi respeitada quando houve falha da máquina. Através do somatório da equação é possível mensurar a capacidade total de subida do parque produtor e assim avaliar, naquele instante, a confiabilidade do sistema (estado de sucesso ou falha) para a flexibilidade da reserva a subir:

$$\sum_t R_{Flex^+} \geq \Delta L + \Delta G + \Delta PW \rightarrow \text{Sucesso}$$

Ressalta-se que os geradores responsáveis pelos serviços de reserva terciária devem ser altamente flexíveis, compostos por unidades de resposta rápida.

Os cenários mais explícitos de falha de reserva a subir (ver Figura 2):

- Na eventual ocorrência de falha de geradores (incerteza de geração);
- Erros de previsão de carga (incerteza de carga);
- Falha na programação: Quando a decisão tomada no instante  $t$  afeta a programação a frente ( $t+1$ ).

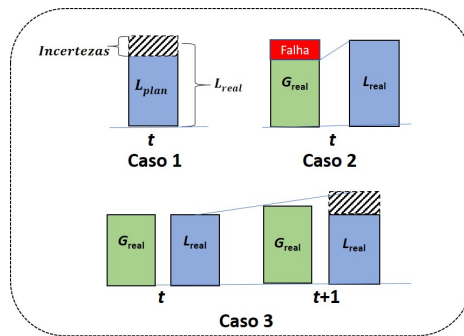


Figura 2 – Principais cenários de falha de reserva a subir

### 3.2 Reserva Operacional a Descer

Em momentos de redução de demanda combinados com alta produção de renováveis não controláveis, avalia-se a flexibilidade da reserva operacional do parque produtor em reduzir a geração convencional, mantendo os requisitos de inércia e de serviços de sistemas. Esta capacidade é denominada reserva operacional a descer. A redução da produção faz-se por meio do desligamento de máquinas que permitam este procedimento, redução da produção das unidades sincronizadas, ou ainda, acionando usinas reversíveis para elevar a carga artificialmente, quando aplicável. Nesta avaliação, o principal objetivo é verificar a existência de flexibilidade suficiente para evitar riscos de desligamentos forçados de geradores e desperdício de produção renovável.

A flexibilidade da ROD é mensurada a partir da capacidade de descida (redução de geração) de cada unidade do parque produtor. Realiza-se um pré-despacho com a carga planejada e verifica-se a flexibilidade de cada máquina em reduzir sua produção a partir da equação,

$$R_{Flex^-}(t) = \max[P_{min}^{i,t}, (P_g^{i,t-1} - rr_{down}^{i,t} \times \Delta T) * u_g \times u_{mdt} \times u_{part}]$$

Onde  $P_{min}$  é a potência mínimo da máquina (MW),  $rr_{down}$  é a taxa de rampa de descida do gerador e as restantes variáveis verificam a definição apresentada anteriormente.

Assim é possível calcular a capacidade de descida do parque produtor. A verificação do estado de falha ou sucesso da reserva a descer é mensurada através da equação,

$$R_{descer} \leq \Delta L + \Delta PW \rightarrow Sucesso$$

Os cenários mais explícitos de falha de reserva a descer são (ver Figura 3):

- Erros de previsão de carga (incertezas).
- Erros de previsão de geração renovável intermitente;
- Falha na programação: Quando a decisão tomada no instante  $t$  afeta a programação a frente ( $t+1$ );

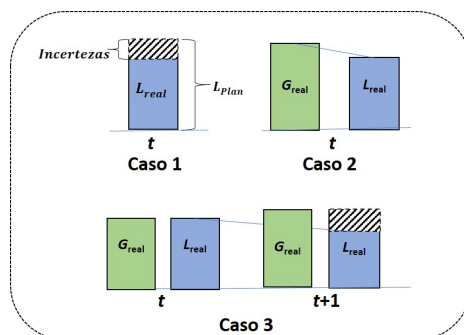


Figura 3 – Principais cenários de falha de reserva a descer

Com a tendência de crescimento da participação de VGs nos sistemas elétricos, mais frequente será a ocorrência deste tipo de situação, evidenciando a necessidade de medidas e incentivos para aumentar a flexibilidade do parque gerador. O desperdício de uma VG significa um momento inflexível do sistema onde é necessário dispensar uma energia limpa e de baixo custo.

### 3.3 Estimação de Indicadores de Desempenho

A avaliação da flexibilidade da reserva operacional pode ser determinada por meio de métodos probabilísticos, gerando indicadores de riscos que estimam numericamente eventos ou grandezas de falha de flexibilidade. Os índices estão relacionados à frequência, duração e severidade de eventos. São estimados por meio de uma abordagem que avalia a probabilidade de corte de carga ou geração, de acordo com o evento.

O método proposto baseia-se na abordagem de Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS), para avaliar cronologicamente o comportamento do sistema, frente a todas as incertezas associadas. A SMCS permite representar os diversos recursos relacionados ao histórico operacional dos estados do sistema. Sua flexibilidade também permite modelar detalhes de incerteza. Após a avaliação do estado do sistema, os índices são estimados através do valor esperado,

$$\tilde{E}[H] = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N H(y_u)$$

Onde  $y_u$  é a sequência de estados do sistema no ano  $u$ ,  $H(y_u)$  é a função teste de confiabilidade avaliada em  $y_u$ ,  $N$  representa o número de simulações no ano (amostras), e  $H$  é a variável randômica que mapeia  $H(y_u)$ . A incerteza em torno dos índices estimados é dada pela variância da estimativa (citar),

$$V(\tilde{E}[H]) = \frac{\tilde{E}[H] - \tilde{E}[H]^2}{N}$$

A convergência do processo estocástico é testada através do coeficiente de variação  $\beta$ ,

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[H])}}{\tilde{E}[H]} * 100\%$$

Seguindo essas definições, foram criados índices de confiabilidade para medir o risco de falhas de reserva operacional a subir e a descer, a partir dos índices tradicionais de confiabilidade, ver Tabela 1.

Tabela 1 – Índices de flexibilidade da reserva operacional

	<b>Reserva a subir</b>	<b>Reserva a descer</b>
Expectativa de falha da reserva	URFF(h/ano) - <i>Up reserve failure expectation</i> $\sum_{k=1}^n p_k d_k$ <p><math>p_k</math> é a probabilidade de ocorrência de eventos de <b>falta</b> de geração.</p>	DRFE(h/ano) - <i>Down reserve failure expectation</i> $\sum_{k=1}^n p_k d_k$ <p><math>p_k</math> é a probabilidade de ocorrência de eventos de <b>excesso</b> de geração.</p>
Expectativa de energia não suprida	EURENS(MWh/ano) - <i>Expected up reserve energy not supplied</i> $\sum_{k=1}^n L_k f_k d_k$ <p><math>L</math> magnitude do <b>corte de carga</b>.</p>	EDRENS(MWh/ano) - <i>Expected down reserve energy not supplied</i> $\sum_{k=1}^n C_k f_k d_k$ <p><math>C</math> magnitude do <b>corte de geração</b>.</p>
Frequência de Falhas	URFF(occ./ano) - <i>Up reserve failure frequency</i> . $\sum_{i \in S} (f_k - F_k)$ <p><math>f</math> corresponde a porção de não ultrapassar o intervalo entre o conjunto de estados com <b>corte de carga</b> e estado sem corte de carga.</p>	DRFF(occ./ano) - <i>Down reserve failure frequency</i> $\sum_{i \in S} (F_i - f_i)$ <p><math>f</math> corresponde a porção de não ultrapassar o intervalo entre o conjunto de estados com <b>corte de geração</b> e estados sem corte de geração.</p>

Onde,  $k$  é o período da análise, neste caso anual (8760h),  $d$  a duração da falha,  $f$  é a frequência do estado.

A visão apresentada pode fornecer informações importantes sobre a ocorrência de eventos de perda de carga e desperdício de geração, possibilitando avaliar a flexibilidade do sistema, frente as incertezas.

### 3.4 Resultados da Flexibilidade do Sistema Brasileiro

Foi realizado a análise da adequação do sistema elétrico brasileiro, configuração do planejamento de 2014, considerando os subsistemas Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste, através de um estrutura barra única

(sem representação da rede de transmissão), com a avaliação da reserva operacional a subir e a descer. O parque produtor é composto por tecnologias hídras representando em torno de 62% do total da capacidade instalada, térmicas com 29,68%, pequenas centrais hídras constituindo 4,71% e eólicas com 3,56% da capacidade instalada no sistema brasileiro.

A metodologia apresentada neste artigo inclui descrição da modelagem para representação da disponibilidade de componentes do sistema, flutuação de capacidade de usinas hídras e eólicas e comportamento cronológico da carga. Estas modelagens baseia-se nos modelos estocásticos de Markov a dois estados e múltiplos-estados (8-9), e que buscam representar o ciclo de falha/reparo relacionado as transições entre os estados *up* (sucesso) e *down* (falha) dos componentes do sistema. Ver Figura 4.

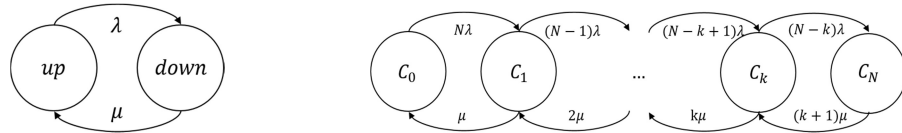


Figura 4 – Modelo Markoviano a dois estados e Modelo Markoviano múltiplos-estados, respectivamente.

Para a determinação dos tempos de permanência no estado *up* ou *down* de um componente e respectivas capacidades, foram considerados os modelos apresentados em (10). Atendendo às características dos componentes do sistema, e seguindo o que está exposto em (11-12) para a modelagem dos componentes, considerou-se que:

- O ciclo de falha/reparo de unidades de geração térmicas e hídras são representadas de forma adequada por um modelo de Markov de dois estados e as suas transições seguem uma distribuição de probabilidade exponencial. A unidade de geração convencional é capaz de produzir a sua capacidade máxima no estado *up*, sendo essa capacidade nula quando o gerador se encontra no estado *down*. Salienta-se que a disponibilidade das unidades hídras depende dos níveis de água armazenados nos reservatórios e da afluência. Uma aproximação simples e robusta para o modelo temporal baseia-se nas observações históricas e probabilidades associadas a cada ano do histórico disponível, permitindo assim capturar a relação entre o total de água armazenada no reservatório e a potência produzida pela correspondente unidade hídrica geradora em cada mês do ano (11).
- O modelo de Markov com múltiplos-estados é usualmente utilizado para representar o comportamento dos geradores em um parque eólico, os quais, em geral, são compostos de várias unidades com características iguais. Para um determinado estado, a potência máxima do parque gerador é multiplicada pelo correspondente valor retirado de séries eólicas horárias que captam a produção horária dos parques eólicos, em percentagem da capacidade total do parque. As séries são usadas como dados de entrada no método de SMCS, de forma similar às séries hídras (10).
- A modelagem da carga segue uma representação cronológica que contém o nível de carga para cada hora do ano, que é seguida cronologicamente pelo método de simulação de Monte Carlo sequencial. Incertezas das previsões de carga a curto e longo-prazo também são inseridas durante a simulação.

Ressalta-se que alguns parâmetros necessários para a avaliação da flexibilidade, como por exemplo, rampas de subida/descida de geração de algumas máquinas e requerimentos de reserva primária, não foram encontradas, sendo, nestes casos, utilizadas aproximações por parâmetros típicos. Para a avaliação é necessário o requerimento de reserva secundária a subir e a descer. Para tal, foi adotado o critério de **2,5%** da carga total para a requerimento de reserva secundária a subir e **1,25%** para o requerimento de reserva secundária a descer.

Foi adotado o despacho por ordem de mérito na simulação. Como critério de convergência utilizou-se o coeficiente de variação de 5%, para o qual foram obtidos os resultados, ver Tabela 2.

Tabela 2 – Índices de reserva operacional a subir

Índices de flexibilidade da reserva operacional a subir		Índices de flexibilidade da reserva operacional a descer	
URFE (h/ano)	0.22	DRFE (h/ano)	1.23
EURENS (MW/ano)	139.39	EDRENS (MW/ano)	847.53
URFF (occ./ano)	0.57	DRFF (occ./ano)	568.17

A partir da Tabela 2 é possível verificar que o sistema necessita de maior flexibilidade na reserva a descer. Tal fato ocorre, principalmente, devido às faixas de operação das hídras e potência mínima das térmicas. Quando não

houver formas de reduzir a capacidade resulta-se em corte de geração renovável, acarretando no desperdício de energia limpa e ocasionando problemas de inércia. É importante ressaltar que quanto maior a inserção de energias renováveis no sistema, maiores são as incertezas que proporcionam falhas de flexibilidade no sistema.

É interessante observar a proporção dos índices de confiabilidade da flexibilidade. Na reserva a subir o índice de falhas de frequência - URFF é pequeno, o que significa que as ocorrências de falha são poucas. Contudo, a expectativa de falta de energia assume valores significativos. Assim pode ser observado que o sistema tem poucas falhas de flexibilidade de reserva a subir, no entanto, com uma proporção de falta (MW) elevada.

Na reserva a descer o índice de falhas de frequência - DRFF é alto, ou seja, durante um ano ocorre diversas vezes falha de flexibilidade da reserva a descer, com proporções pequenas (MW). Em resumo, pode ser observado que o sistema tem inúmeras falhas de flexibilidade de reserva a descer, no entanto, com uma proporção de falta (MW) não muito relevante ou com intervalos de tempo pequenos (falha com uma duração de minutos).

#### 4.0 - PERSPECTIVAS E DESAFIOS DA FLEXIBILIDADE NO BRASIL

No âmbito da **produção**, o Brasil é o maior produtor de energia da América Latina. As tecnologias provenientes de hidrelétricas, biomassa e geração eólica foram as principais fontes que cresceram nos últimos cinco anos. A alta participação da energia hídrica fornece ao sistema brasileiro um forte recurso flexível. No entanto, a alta dependência a um só recurso torna o sistema energético vulnerável à escassez do mesmo. Olhando para o futuro, uma desaceleração no desenvolvimento de energia hidrelétrica combinada com a crescente demanda provavelmente exigirá que o Brasil encontre soluções alternativas, como por exemplo em usinas reversíveis, devido à predominância de hidrelétricas com reservatórios no sistema.

Embora não avaliado neste trabalho, pode-se dizer que com relação à **transmissão e interligação**, o sistema interligado nacional (SIN) possui grande uma flexibilidade, pois consegue interligar os cinco subsistemas (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste), permitindo intercâmbios entre as subáreas e atendendo 98,3% da demanda total. A expansão contínua da rede de transmissão é fundamental para evitar gargalos e atrasos na conexão de nova geração. Além disso, a capacidade de gestão de importação/exportação com os sistemas de países vizinhos (operação multiárea) contribui e possibilita maior flexibilidade, dependendo dos contratos realizados entre as empresas comerciais e partes públicas e privadas.

**Estrutura de políticas e mercados**, embora não avaliado neste trabalho, as leis associadas à energia visam assegurar que a produção de energia, capacidade de transmissão e distribuição, acompanhem a crescente demanda. No que tange aos incentivos às VGs, encontra-se como principal impulsor o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA). Neste programa se integraram os diversos interesses da sociedade, do Estado e do mercado para incrementar a participação da energia limpa e tentar se afastar da dependência da energia hidrelétrica (13). Há inclusive leilões de energia somente para energias renováveis visando um ambiente mais competitivo. No entanto, devem existir também políticas para incentivar os recursos controláveis mais flexíveis a fim de garantir a segurança do sistema elétrico e suprir as incertezas.

No ano de 2018 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a adequação sobre os requisitos de reserva operativa (reserva de regulação + reserva operacional + reserva quaternária) constante dos procedimentos de rede do ONS em função da participação da fonte eólica na matriz energética. Nos requisitos devem ser utilizados para a reserva secundária os valores correspondentes a 15% para o subsistema Sul e 6% para o subsistema Nordeste, tanto para a elevação, quanto para a redução de geração, calculados em relação à geração eólica prevista para cada intervalo de programação.

#### 5.0 - CONCLUSÃO

Embora a capacidade instalada em produção eólica não seja significativa quando comparada a totalidade do sistema, em casos de isolamento, como por exemplo, Nordeste operando isolado, o montante da produção de energia eólica já traz desafios para o operador.

Flexibilidade não é um conceito novo para o operador. No entanto, com o crescimento de inserção de VGs e a preocupação com a estabilidade das máquinas, o sistema pode enfrentar dificuldades em manter o balanço entre a demanda e a geração. Para o aumento da flexibilidade do sistema elétrico é necessário obter ferramentas que auxiliem no dimensionamento correto dos requerimentos de ROS e ROD, garantindo estabilidade para os cenários atual e futuro, baixos riscos de falha, e ao mesmo tempo baixo custo de operação. Investimentos na melhoria dos processos de previsão da geração eólica nos diversos horizontes temporais, combinados com intervalos de programação mais curtos, são fundamentais para o dimensionamento correto dos montantes de reserva de potência operacional, para fazer face à variabilidade da geração intermitente. Outra fonte de produção que necessita mais investimento é o armazenamento de energia, sendo apontadas como uma dos principais recursos para a melhoria da flexibilidade do sistema elétrico.



## 6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Instituto de INESC P&D BRASIL.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) HOLTINEN, H. et al. Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power. In: IEEE. Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE. [S.l.], 2013. p. 1-10.
- (2) ZHAO, J.; ZHENG, T.; LITVINOV, E. A unified framework for defining and measuring flexibility in power system. IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v.31, n.1, p; 339-347, 2016.
- (3) EPE. Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento. [S.l.], 2018.
- (4) FRAUNHOFER, I. The European power system in 2030: Flexibility challenges and integration benefits, an analysis with a focus on the pentilateral energy forum region. Analysis on behalf of Agora Energiewend, 2015.
- (5) MULLER, G. Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro. Thesis (Doctorate degree in Electrical Engineering), 2016.
- (6) ROSA, M. et al. Operational reserve assessment considering wind power fluctuations in power systems. In: Handbook of Wind Power Systems. [S.l.]: Springer, 2013. p. 379-411.
- (7) BREMERMAN, L. et al. Adequacy of the long-term operational reserve of a system with wind power and electric vehicles under severe scenarios. In: IEEE. 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). [S.l.], 2014. p. 1-6.
- (8) BILLINTON, R.; LI, W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York: Plenum Press, 1994.
- (9) RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. SIMULATION AND THE MONTE CARLO METHOD. 2nd. ed. [S.l.]: JOHN WILEY & SONS, INC., 2008.
- (10) D. Issicaba, M. A. da Rosa, F. O. Resende, B. Santos and J. A. P. Lopes, "Long-Term Impact Evaluation of Advanced Under Frequency Load Shedding Schemes on Distribution Systems With DG Islanded Operation," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 1, pp. 238-247, Jan. 2019.
- (11) SILVA, A. Leite da et al. Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources. Power Systems, IEEE Transactions on, v. 25, n. 1, p. 106-116, Feb 2010. ISSN 0885-8950.
- (12) MATOS, M. et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 31, n. 9, p. 562.
- (13) GARCIA, C. L. E. Energia eólica no setor elétrico brasileiro Segundo a perspectiva do direito Ambiental: análise comparada e integrações regionais. USP, 2018

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Sandy Tondolo de Miranda** nasceu em Itaqui-RS, Brasil. É graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do RS (UNIJUÍ) em 2017. Atualmente, está cursando pós-graduação na área de Sistemas de Energia na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e é pesquisadora no INESCP&D Brasil. A autora tem interesse nas áreas de planejamento e operação dos sistemas de potência, avaliação da confiabilidade, inteligência artificial e aplicações computacionais para modelagem e simulações de sistemas de potência.

**Pedro César Cordeiro Vieira** nasceu em Florianópolis, Santa Catarina, em 1987. Graduou-se pelo Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) em 2009 e recebeu o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2014. Atualmente é estudante de Doutorado por esta mesma universidade e trabalha como pesquisador no INESC P&D Brasil. Suas principais linhas de pesquisa são: análise de confiabilidade de sistemas de potência, planejamento da operação e sistemas de medição fasorial.

**Erika Pequeno** recebeu os títulos de Bacharelado em Matemática e Mestrado em Matemática Aplicada pela Universidade de Coimbra, Coimbra, Portugal, em 2009 e 2010, respectivamente. Trabalhou como investigadora no INESC TEC (ex INESC Porto) de 2011 a 2014. Atualmente cursa doutoramento em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil. Ela também trabalha como pesquisadora no INESC

P&D Brasil. Seus interesses de pesquisa incluem matemática aplicada, fluxo de potência ótimo e confiabilidade de sistemas de elétricos de potência.

**Mauro Rosa** nasceu em 1969 em Porto Alegre, Brasil. Graduou-se e recebeu o título de Mestre pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), Porto Alegre, Brasil, em 1998 e 2003, respectivamente, todos em Engenharia Elétrica. Trabalhou na FENG - Faculdade de Engenharia da PUCRS, como professor até 2005. De 2005 a 2009, trabalhou no INESC Porto, Porto, Portugal. Recebeu o título de Doutor pela FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 2010 em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Entre 2010 e 2013, foi também investigador sénior no INESC Porto, na Unidade de Sistemas de Energia. Desde 2013, é professor da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) no Brasil. Atualmente, ele está na LABPLAN, onde desenvolveu seus interesses de pesquisa, que incluem inteligência artificial distribuída, agentes inteligentes e confiabilidade do sistema de energia. Além disso, é diretor de ciência e tecnologia do INESC P & D Brasil.

**Leonel Carvalho** nasceu em Espinho, Portugal, em 1985. Recebeu o seu bacharelado, mestrado e doutorado em Engenharia Eletrotécnica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), em 2006, 2008 e 2013, respectivamente. Em 2011, ele foi pesquisador visitante no Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Brasil. Atualmente é investigador sénior do INESC TEC (ex-INESC Porto). Seus interesses de pesquisa incluem a Avaliação da Confiabilidade do Sistema de Potência e a aplicação da Inteligência Artificial em Sistemas de Potência.