

AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA RESERVA DE OPERAÇÃO PELO MÉTODO PJM

EDVÂNIA ROCHA BRAGA¹, SÉRGIO FRANCISCO TAVARES DE OLIVEIRA MENDONÇA² e RAFAEL MENDONÇA ROCHA BARROS³

¹Graduanda em Engenharia Elétrica, IFPE, Garanhuns/PE, erb3@discente.ifpe.edu.br;

²Dr. em Engenharia Elétrica, Professor BCC, UFAPE, Garanhuns/PE, sergio.mendonca@ufape.edu.br;

³Dr. em Engenharia Elétrica, Professor CCEE, IFPE, Garanhuns/PE, rafael.barros@garanhuns.ifpe.edu.br.

RESUMO: Este trabalho aplica o método PJM ao dimensionamento probabilístico da reserva de operação e entrega, como contribuição técnica, um simulador em Python com dashboard interativo que representa a disponibilidade de unidades geradoras no horizonte de curto prazo foi desenvolvido. A probabilidade de falha de cada unidade é obtida pela Taxa de Substituição de Interrupções (*Outage Replacement Rate – ORR*), a partir da taxa de falha e do tempo de reposição. As probabilidades individuais são então combinadas por convolução para formar a Tabela de Probabilidade de Capacidade Fora de Serviço (*Capacity Outage Probability Table – COPT*). A metodologia foi aplicada a um sistema ilustrativo de três unidades, 450 MW de capacidade, 380 MW de demanda e horizonte de quatro horas: para a reserva de 70 MW, obteve-se risco de despacho de 16,473%. A inserção de um sistema de armazenamento em baterias de 150 MW elevou a reserva a 220 MW e reduziu o risco para 1,5514%, queda de 90,6%. Os resultados mostram que a avaliação probabilística relaciona explicitamente reserva, tempo de reposição e risco, e que a ferramenta permite comparar alternativas de reserva sob critério quantitativo.

PALAVRAS-CHAVE: Confiabilidade, reserva operativa, risco de despacho, ORR, COPT.

PROBABILISTIC ASSESSMENT OF OPERATING RESERVE USING THE PJM METHOD

ABSTRACT: This paper applies the PJM method to the probabilistic sizing of operating reserves in electric power systems and delivers, as its technical contribution, a Python simulator with an interactive dashboard that represents generating-unit availability over a short-term operating horizon was developed. The outage probability of each unit is obtained through the Outage Replacement Rate (ORR), from its failure rate and the generation replacement time. Individual probabilities are then combined by convolution to form the Capacity Outage Probability Table (COPT). The methodology was applied to an illustrative three-unit system with 450 MW of total capacity, 380 MW of demand, and a four-hour lead time: for the 70 MW reserve, the dispatch risk was 16.473%. Adding a 150 MW battery energy storage system raised the reserve to 220 MW and cut the risk to 1.5514%, a 90.6% reduction. The results show that probabilistic assessment explicitly relates reserve, replacement time, and risk, and that the tool supports the quantitative comparison of reserve alternatives, including fast-response resources.

KEYWORDS: Reliability, operating reserve, dispatch risk, ORR, COPT.

INTRODUÇÃO

O equilíbrio entre geração e carga precisa ser mantido continuamente, ainda que a operação do sistema elétrico esteja sujeita a falhas de equipamentos, desvios de demanda e limitações de resposta das unidades disponíveis. A reserva de operação é a parcela de capacidade mantida acima da potência requerida para que o sistema responda a essas ocorrências sem interromper o fornecimento. Ela pode ser composta por reserva girante, associada a unidades sincronizadas, e por reserva não girante de rápida partida.

Crítérios determinísticos, como a cobertura da maior contingência simples, são transparentes e fáceis de aplicar, mas não informam a probabilidade efetiva de insuficiência de geração. Duas configurações com a mesma margem de potência podem apresentar riscos diferentes quando as capacidades, as taxas de falha e os tempos de reposição das máquinas não são iguais. A análise probabilística complementa o critério

de segurança ao quantificar essa diferença e fornecer uma base para comparar custo operativo e confiabilidade (BILLINTON; ALLAN, 1996).

No horizonte de despacho, a indisponibilidade de longo prazo, usualmente expressa pela *Forced Outage Rate* (FOR), não descreve adequadamente uma unidade que está em serviço no instante inicial. Para esse fim, o método PJM, proposto pela PJM Interconnection LLC em 1963, emprega a Taxa de Substituição de Interrupções, ou ORR (*Outage Replacement Rate*), que representa a chance de a unidade falhar antes que uma fonte substituta possa ser mobilizada. As ORR das unidades escaladas são reunidas na COPT (*Capacity Outage Probability Table*), da qual se obtém a probabilidade de a perda de geração exceder a reserva.

No contexto brasileiro, os critérios e a metodologia para a quantificação da reserva de potência operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) são estabelecidos pelo ONS no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede, que define as premissas e os critérios técnicos utilizados nos estudos elétricos, incluindo o cálculo do risco de não atendimento à carga (ONS, 2025). Esse arcabouço normativo reforça, na prática operacional do SIN, a mesma lógica de avaliação de risco explorada neste trabalho.

O objetivo deste artigo é aplicar esse procedimento a um sistema de pequeno porte, detalhando a construção da COPT e o cálculo do risco de despacho. A contribuição técnica consiste na implementação do método em um dashboard interativo, que converte o cálculo em ferramenta de apoio à decisão e permite avaliar, em segundos, o efeito da reserva, do tempo de reposição e do armazenamento sobre o risco. Este estudo apoia os ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável) 7, 9 e 13 ao viabilizar a integração segura de fontes renováveis e armazenamento por meio de ferramentas digitais, fortalecendo a resiliência da infraestrutura energética e reduzindo riscos climáticos sem comprometer o fornecimento

MATERIAL E MÉTODOS

A pesquisa foi conduzida em duas etapas. Primeiro, revisaram-se os conceitos de confiabilidade da operação de curto prazo: modelo de dois estados, ORR e combinação recursiva das probabilidades de indisponibilidade. Depois, implementou-se uma rotina em Python para enumerar os estados de falha, consolidar estados com a mesma perda de capacidade e somar as probabilidades que provocam déficit de geração. A rotina foi integrada a um dashboard que permite alterar as taxas de falha, o tempo de reposição, a demanda e a potência atribuída ao BESS, atualizando automaticamente a COPT e o risco de despacho.

Cada unidade foi representada por uma cadeia de Markov com os estados disponível e indisponível. As transições são governadas pela taxa de falha λ e pela taxa de reparo μ . Para as probabilidades $P_0(t)$ e $P_1(t)$, associadas a esses estados, o modelo contínuo é descrito por

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \end{bmatrix}$$

Em estudos de longo prazo, a probabilidade estacionária de indisponibilidade é $FOR = \lambda/(\lambda + \mu)$. No despacho de curto prazo, entretanto, a unidade está disponível no instante inicial e interessa saber se ela falhará antes que uma substituta possa ser mobilizada. Admitindo que o reparo não seja concluído durante o tempo de reposição T_L , sua ORR é dada por

$$ORR_i(T_L) = 1 - \exp(-\lambda_i T_L)$$

em que λ_i é a taxa de falha horária da unidade i . Para $\lambda_i T_L$ pequeno, a aproximação $ORR_i \approx \lambda_i T_L$ pode ser utilizada, embora os cálculos deste trabalho tenham empregado a expressão exponencial completa.

Na construção da COPT, a inclusão de uma unidade de capacidade C_i e probabilidade de falha $q_i = ORR_i$ atualiza a probabilidade associada à perda x conforme

$$P_i(x) = (1 - q_i)P_{i-1}(x) + q_i P_{i-1}(x - C_i)$$

A Figura 1 resume a sequência usada na implementação. O algoritmo conserva todos os estados antes da agregação, o que permite conferir a soma das probabilidades e identificar quais contingências contribuem para o risco.

Figura 1: Etapas do cálculo probabilístico da reserva de operação.



Fonte: Autores (2026).

A Tabela 1 reúne os dados das unidades do sistema-teste e as ORR resultantes. Para avaliar o efeito do armazenamento, simulou-se ainda um BESS de 150 MW, com $\lambda = 0,010 \text{ h}^{-1}$ e ORR de 3,921%. Nesse cenário, a capacidade considerada pelo simulador passa a 600 MW e a reserva a 220 MW. Os valores são ilustrativos e foram escolhidos para tornar visível a influência de cada recurso na composição do risco.

Tabela 1: Dados das unidades e ORR para um horizonte de quatro horas.

Unidade	Capacidade (MW)	$\lambda \text{ (h}^{-1}\text{)}$	ORR (%)
G1	100	0,010	3,921
G2	150	0,015	5,824
G3	200	0,020	7,688

Fonte: Autores (2026).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A convolução das três unidades produziu oito estados de perda, mostrados na Tabela 2. A probabilidade de nenhuma falha no intervalo é de 83,527% e as contingências simples de G1, G2 e G3 respondem por 3,409%, 5,165% e 6,957%. Os estados restantes correspondem a falhas simultâneas e, embora pouco prováveis, tornam-se relevantes quando se estabelece uma meta de risco baixa.

Tabela 2: COPT do sistema para $T_L = 4 \text{ h}$.

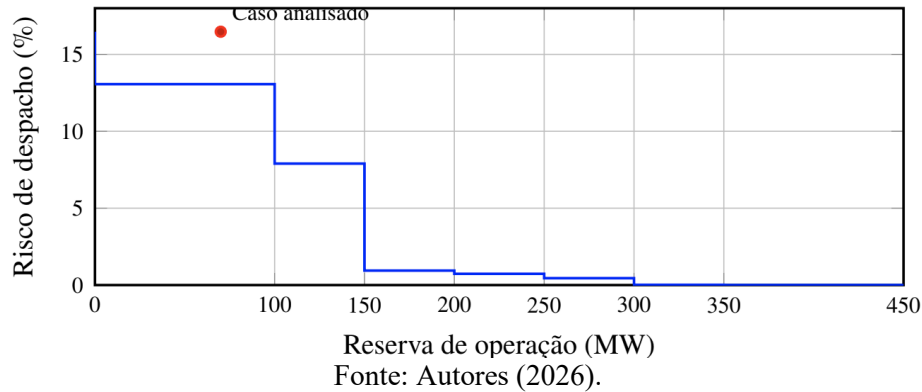
Perda (MW)	Prob. (%)	Perda (MW)	Prob. (%)
0	83,5270	250	0,2108
100	3,4088	300	0,2839
150	5,1650	350	0,4302
200	6,9567	450	0,0176

Fonte: Autores (2026).

Como a menor unidade possui 100 MW, qualquer falha simples supera a reserva inicial de 70 MW. Nessas condições, o risco é o complemento da probabilidade de nenhuma falha e resulta em 16,473%. O valor elevado decorre tanto da margem reduzida quanto das taxas de falha adotadas no exemplo; portanto, não deve ser interpretado como estimativa de um sistema real.

A Figura 2 mostra o risco em função da reserva; a curva em degraus decorre das capacidades discretas das unidades. Com 200 MW de reserva, as contingências simples deixam de causar insuficiência e o risco cai para 0,942%, associado apenas a falhas múltiplas. Para 350 MW, somente a indisponibilidade simultânea das três unidades supera a margem, reduzindo o risco para 0,0176%.

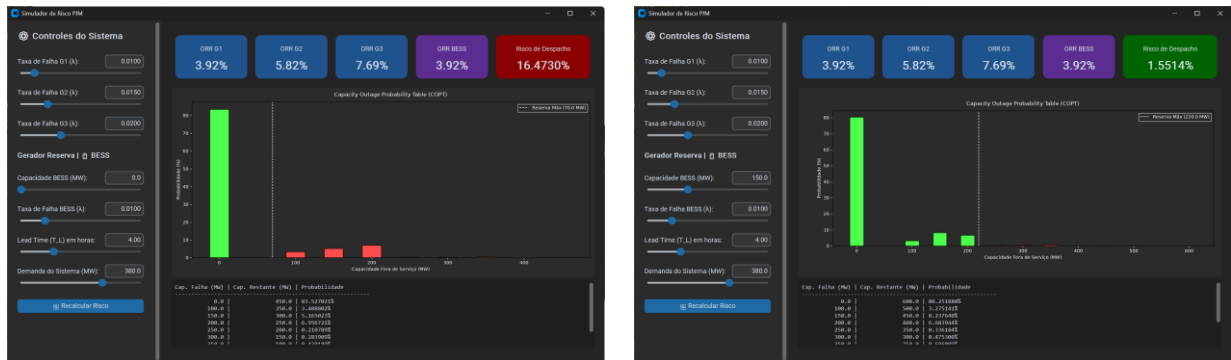
Figura 2: Risco de despacho em função da reserva para o sistema analisado.



O *dashboard* reúne, em uma única interface, os parâmetros de entrada e os resultados do método PJM: controles das taxas de falha, da capacidade do BESS, do tempo de reposição e da demanda; cartões com as ORR dos recursos e o risco de despacho; o gráfico dos estados da COPT, em que a linha vertical tracejada indica a reserva disponível e as perdas à sua direita contribuem para o risco; e a tabela com a capacidade fora de serviço, a capacidade restante e a probabilidade de cada estado.

A Figura 3 compara as duas configurações. Sem BESS, a reserva de 70 MW não cobre nenhuma contingência simples e o painel sinaliza risco de 16,4730%. Com 150 MW de armazenamento, a reserva sobe a 220 MW, passa a cobrir as três contingências simples e o risco cai a 1,5514%, uma redução de 14,9216 pontos percentuais, ou aproximadamente 90,6% em relação ao caso-base. O risco não se torna nulo porque permanecem os estados de falhas combinadas e a própria indisponibilidade atribuída ao BESS.

Figura 3: *Dashboard* do simulador de risco PJM nos cenários sem (a) e com (b) armazenamento.



Fonte: Autores (2026).

Esse resultado evidencia uma diferença importante em relação ao critério determinístico. Cobrir apenas a maior unidade (200 MW) garante o atendimento às contingências simples, mas não fixa o risco residual — nesse caso, 0,942% —, que depende das probabilidades e das combinações de falha. O método PJM permite estabelecer uma meta de risco e verificar qual conjunto de unidades e reservas a satisfaz. A escolha final continua sendo operativa e econômica: sincronizar mais geração reduz o risco, porém pode elevar custos de partida, operação em carga parcial e perdas.

O tempo de reposição também altera o resultado. Para a reserva de 70 MW, qualquer falha permanece crítica e o risco cresce com T_L , como mostra a Tabela 3. Um recurso mais rápido reduz a janela em que a falha permanece sem substituição; assim, unidades de partida rápida, resposta da demanda e armazenamento diminuem o risco sem exigir toda a margem girante. A ORR relaciona a confiabilidade não apenas à quantidade de megawatts reservados, mas à velocidade com que eles podem ser entregues.

Tabela 3: Sensibilidade do risco ao tempo de reposição para $R = 70$ MW.

T_L (h)	1	2	4	6	8
Risco (%)	4,400	8,607	16,473	23,662	30,232

Fonte: Autores (2026).

A COPT convencional representa perdas discretas de geração despachável, enquanto os erros de previsão e as rampas eólicas e solares afetam continuamente a carga líquida. Uma extensão coerente combina a distribuição das indisponibilidades com a da carga líquida, preservando a dependência temporal dos erros de previsão. Santana (2023) destaca que a expansão renovável exige métodos de reserva capazes de representar essa variabilidade. Baterias e usinas hidrelétricas reversíveis podem prestar reserva de resposta rápida, desde que seus limites de potência, energia e estado de carga sejam incorporados ao modelo.

CONCLUSÃO

O método PJM forneceu uma medida direta do risco associado à reserva de operação: a partir das taxas de falha e do tempo de reposição, as ORR foram combinadas na COPT, identificando a contribuição de cada estado de perda. Para 70 MW de reserva, o risco atingiu 16,473%, pois a menor contingência já excedia a margem; com um BESS de 150 MW, a reserva subiu a 220 MW e o risco caiu a 1,5514%, redução de 90,6%. A margem adicional cobriu as falhas simples, restando o risco das combinações de indisponibilidades.

A análise confirma que a magnitude da reserva, isoladamente, não define a segurança do despacho: o resultado depende também do porte das unidades, de suas taxas de falha e do tempo de substituição. Por tornar essas relações explícitas, a abordagem probabilística oferece um complemento consistente ao critério $N - I$ e pode apoiar decisões que conciliam confiabilidade e custo. Nesse sentido, a principal contribuição prática do método reside em inverter a lógica usual de verificação: em vez de checar o risco de uma reserva arbitrada, o operador fixa a meta de risco e obtém, por meio do dashboard, a combinação de reserva e tempo de reposição que a atende.

Para aplicações em sistemas com participação elevada de geração eólica e solar, a formulação deve incluir os erros de previsão da carga líquida e as restrições dos recursos de resposta rápida. Essa ampliação mantém o princípio do método: calcular a probabilidade de a necessidade de potência superar os meios disponíveis no horizonte operacional considerado.

REFERÊNCIAS

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3: Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos**. Revisão 2025.02. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 13 ago. 2026.

SANTANA, L. B. **Avaliação do impacto da inserção de energias renováveis na reserva operativa**. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2023. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/32652>. Acesso em: 13 ago. 2026.