

Metodologia para Gerenciamento de Risco Econômico em Sistemas de Potência que Integram Geração Renovável

Cristian A. Alvez*. Renan Souza Moura**. Gabriel Neves Leal***.
Gustavo Amaral Avila****. Vanessa Gorete Da Silva*****.

* Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: cristian.alvez@ifmg.edu.br).

** Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: renan.moura@ifmg.edu.br).

*** Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: gabrielnevesleal@gmail.com).

**** Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: gustavooaa@gmail.com).

***** Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: vanessa.silva@ifmg@gmail.com).

Abstract: The operation of electric power systems is exposed to risk situations due to the presence of random parameters. These random parameters can cause technical and economic losses in the operation of the systems if they are not managed properly. This work presents a methodology for economic risk management in power systems that integrate renewable generation. The methodology combines the concept of value at risk and simulation with time series to manage risk from a non-conservative approach, so that the system operator chooses the level of risk he is willing to face. To illustrate an application of the proposed methodology, it was compared with a conservative approach to risk management. The results show that a non-conservative approach is more adequate to assess risk in systems that integrate renewable generation. Finally, it is highlighted that the proposed methodology can support the planning and operation of power systems.

Resumo: A operação dos sistemas de energia elétrica está ligada a situações de risco devido à presença de parâmetros aleatórios. Esses parâmetros aleatórios podem ocasionar prejuízos técnicos e econômicos na operação dos sistemas se não forem tratados adequadamente. Este trabalho apresenta uma metodologia para gerenciamento do risco econômico em sistemas de potência que integram geração renovável. A metodologia combina o conceito de valor em risco e a simulação com séries temporais para gerenciar o risco a partir de uma abordagem não conservadora, na qual o operador do sistema escolhe o nível de risco que está disposto a enfrentar. Para ilustrar uma aplicação da metodologia proposta, esta foi comparada com uma abordagem conservadora para gerenciamento do risco. Os resultados mostram que uma abordagem não conservadora se mostra mais adequada para gerenciar o risco em sistemas que integram geração renovável. Finalmente, destaca-se que a metodologia proposta pode dar suporte nas etapas de planejamento e operação de sistemas de potência.

Keywords: Power Systems, Renewable Generation, Optimal Power Flow, Time Series Simulations, Risk Management.

Palavras-chaves: Sistemas de Potência, Geração Renovável, Fluxo de Potência Ótimo, Simulações com Séries Temporais, Gerenciamento do Risco.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou a principal fonte de energia para o mundo moderno. É impossível imaginar a realização das atividades humanas sem a energia elétrica, pois ela permite o funcionamento das indústrias, proporciona conforto nos lares, e facilita o desenvolvimento tecnológico e a educação. Entretanto, o uso intensivo da energia elétrica também origina problemas, tais como o crescimento da demanda e os impactos ambientais ocasionados pela queima de combustíveis fósseis. Nesse cenário, a geração baseada em recursos renováveis se apresenta como uma opção para enfrentar o crescimento da demanda através de fontes geradoras que provocam baixo impacto ambiental (Atwa *et al.*, 2010).

Um desafio importante que apresenta a integração de geração renovável nos sistemas elétricos são as situações de risco econômico e técnico. Estas situações de risco são devidas ao aumento da aleatoriedade nos parâmetros do sistema (exemplos destes parâmetros podem ser a demanda de energia elétrica ou a potência injetada pela geração renovável) (Vinel and Mortaz, 2019). Como consequência desse aumento na aleatoriedade, os operadores do sistema podem enfrentar elevados custos de operação (risco econômico), maior ocorrência de sobretensões e sobrecorrentes (risco técnico), dentre outros problemas (Keane *et al.*, 2013; Zheng *et al.*, 2019).

Nesse contexto, percebe-se que a integração de geração renovável nas redes elétricas cria a necessidade de desenvolver ferramentas de planejamento e operação que considerem o

comportamento dos parâmetros aleatórios, e permitam avaliar as diversas situações de risco (Ioannou, Angus and Brennan, 2017).

Na literatura se encontram vários trabalhos que abordam o tratamento do risco em sistemas de energia elétrica com geração renovável (Jiang *et al.*, 2015; Ioannou, Angus and Brennan, 2017).

Em (Ferreira *et al.*, 2014) se apresenta uma ferramenta para construir carteiras de investimentos em sistemas de transmissão. Esta ferramenta permite avaliar o risco econômico da carteira através da modelagem explícita dos efeitos da variabilidade de fontes de geração renovável.

Os autores em (Zhang *et al.*, 2018) apresentam um modelo para minimização da variância na demanda de energia elétrica através do uso de tecnologias de armazenamento. Este estudo destaca que a redução de variância facilita a operação dos sistemas elétricos e permite evitar elevados custos operacionais.

Por outra parte, em (Li and Wu, 2016) se apresenta uma abordagem de fluxo de potência ótimo que fornece suporte na operação de sistemas elétricos que integram geração eólica. Esta abordagem permite obter o despacho da geração minimizando o custo médio de operação e o risco econômico.

Em (Bienstock and Shukla, 2018) aborda-se o tratamento do risco na operação de sistemas através de vários modelos de fluxo de potência ótimo. Estes modelos proveem o despacho da geração, minimizando simultaneamente a variância do fluxo nas linhas e os custos de operação.

Por outro lado, em (Vinel and Mortaz, 2019) os autores propõem uma ferramenta para obter carteiras de investimento em sistemas que integram geração solar e eólica. Os resultados obtidos neste estudo indicam que a ferramenta proposta permite tomar decisões de investimento que minimizam o risco de desequilíbrio entre oferta e demanda.

Em (Koivisto, Cutululis and Ekstrom, 2018) os autores apresentam um modelo de planejamento da operação de sistemas de transmissão que abrangem uma grande área geográfica e integram diversas fontes de geração renovável. Destaca-se neste estudo, que o modelo desenvolvido permite aumentar significativamente o montante de geração eólica e solar sem ocasionar um grande aumento na variabilidade do perfil total de geração, o que diminui o risco econômico durante a operação.

Por outra parte, em (Galvani *et al.*, 2019) apresenta-se um modelo de alocação ótima de controladores unificados de fluxo de potência em sistemas elétricos. Os autores destacam que através deste modelo é possível obter previsibilidade na operação do sistema e diminuir a exposição às diversas situações de risco que surgem pela integração de fontes renováveis.

Além dos trabalhos anteriores, outros podem ser encontrados em (Zheng *et al.*, 2014, 2019; Aien, Rashidinejad and Firuzabad, 2015; Abrahamsson, 2017; Ioannou, Angus and Brennan, 2017; Quijano *et al.*, 2017; Tadesse *et al.*, 2017; Bi,

Jin and Meng, 2018). Uma comparação entre diversas metodologias de gerenciamento do risco (VAR, CVAR, abordagem do Custo Máximo, etc.) pode ser encontrada em (Villalva and Ramos, 2004).

Durante a revisão bibliográfica, observou-se a falta de uma metodologia simples que permita o tratamento do risco a partir de uma perspectiva não conservadora, na qual o operador do sistema pode escolher o nível de risco que está disposto a enfrentar. Este artigo apresenta uma metodologia com tais características. Destaca-se que a metodologia proposta requer somente um algoritmo de fluxo de potência ótimo, evitando assim uma modelagem mais complicada, como no caso da abordagem multicenário, a qual é de uso comum em vários dos trabalhos apresentados previamente.

2. VALOR EM RISCO

Na teoria de portfólios, uma medida amplamente utilizada na avaliação de risco nos investimentos em geração renovável é o valor em risco (VAR). Este conceito basicamente avalia o risco econômico calculando a probabilidade que a perda do investimento seja maior a um valor especificado (chamado Valor em Risco), permitindo dessa maneira estimar a máxima perda com o investimento (Villalva and Ramos, 2004; Ioannou, Angus and Brennan, 2017).

Neste trabalho, o conceito de valor em risco é adaptado para quantificar o risco econômico na operação dos sistemas de potência. Isto será feito considerando o risco econômico como a probabilidade α que o custo de operação seja maior que um valor de referência (VAR), segundo ilustra a figura 1.

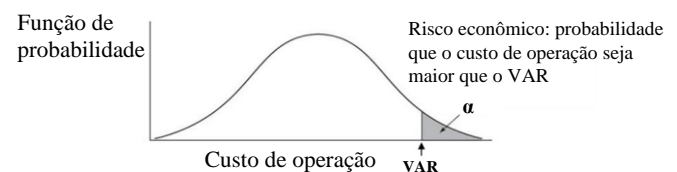


Fig. 1: Valor em Risco.

Observe-se que, o que se busca é determinar o valor de referência (VAR) que está associado à probabilidade α .

Do ponto de vista de gestão do risco, a probabilidade α escolhida pelo operador representa o risco econômico que o mesmo está disposto a enfrentar. Desse modo, determinando o VAR o operador irá estimar o máximo custo de operação, no período considerado, com um intervalo de confiança de $1 - \alpha$ (Villalva and Ramos, 2004).

Na próxima sessão será apresentada uma metodologia para calcular o VAR nos sistemas de potência com geração renovável.

3. METODOLOGIA

De forma básica, a metodologia proposta consiste em duas etapas:

A primeira etapa simula a operação do sistema de potência hora a hora, ao longo de um ano, utilizando um algoritmo de fluxo de potência ótimo que minimiza o custo de operação

(Wood, Wolleberg and Sheblé, 2014). Durante a simulação os valores de demanda e geração solar serão atualizados a cada hora.

Ao final desta primeira etapa, estarão disponíveis os valores de custo de operação para cada hora do ano.

Na segunda etapa, calcula-se o VAR como o percentil da função de probabilidade do custo de operação, cuja área à direita é α , sendo α a probabilidade (nível de risco) escolhida pelo operador do sistema (ver figura 1).

Por simplicidade, neste trabalho não se estimou uma função de probabilidade para o custo de operação. Em lugar disso, se trabalhou com os dados do histograma. Isto foi feito para evitar os erros de modelagem do processo de estimação.

A metodologia foi implementada num algoritmo, através dos passos indicados abaixo. A figura 2 mostra o fluxograma do algoritmo.

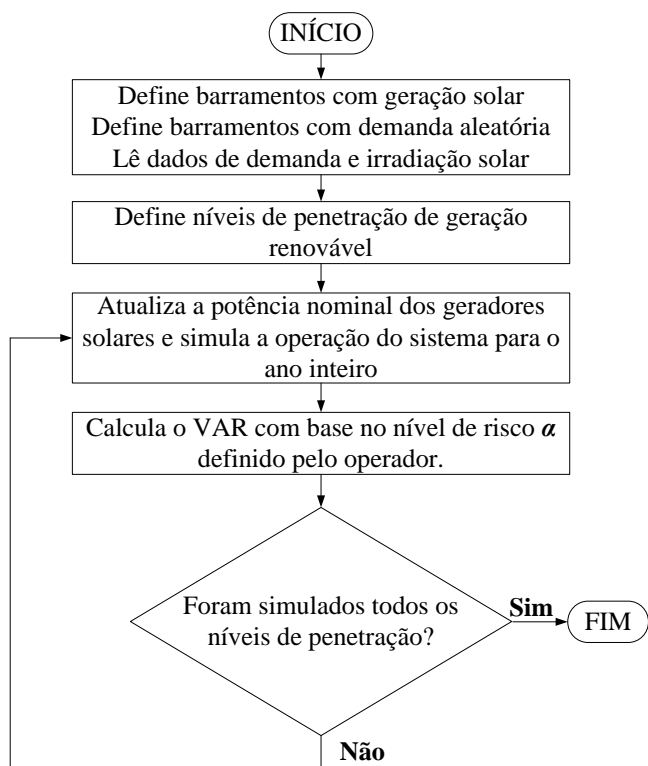


Fig. 2: Fluxograma do algoritmo.

- I. Definir os barramentos do sistema onde estão conectados os geradores do tipo renovável, e também os barramentos com demanda aleatória. Cada barramento terá associado um perfil de irradiação e/ou de demanda, com duração de 1 ano e resolução horária. Neste estudo, foram considerados somente alguns barramentos com demanda aleatória por simplicidade, porém se desejado, podem ser considerados perfis aleatórios em todos os barramentos.
- II. Definir os níveis de penetração da geração renovável. O nível de penetração é definido como uma porcentagem da demanda máxima de potência ativa do sistema. Note que

pode ser simulado somente um nível de penetração, se desejado.

- III. Atualizar a potência nominal dos geradores solares e simular a operação do sistema para o ano inteiro. Isto é feito despachando a geração síncrona a cada hora (através do fluxo de potência ótimo). Antes de efetuar o despacho da geração síncrona, são atualizados os valores de demanda e geração renovável.
- IV. Uma vez simulada a operação para o ano inteiro, calcular o VAR como o percentil $1 - \alpha$ do histograma do custo de operação.

Logo, o processo anterior é repetido considerando diferentes níveis de penetração de geração renovável, se for o caso.

4. RESULTADOS

Para ilustrar a utilidade da metodologia, está será contrastada com uma abordagem conservadora para gerenciamento do risco, chamada de abordagem do custo máximo (Villalva and Ramos, 2004). De maneira básica, a abordagem do custo máximo utiliza o maior custo de operação histórico como referência na tomada de decisões sobre a operação do sistema.

Já a metodologia apresentada neste artigo consiste numa abordagem menos conservadora, através da qual o usuário pode calcular um custo de referência associado a um determinado nível de risco α , o qual está disposto a enfrentar.

4.1 Dados dos Sistemas Teste

As simulações foram realizadas com 2 sistemas testes, um de 9 barramentos e outro de 14, considerando diferentes níveis de penetração de geração solar.

O sistema de 9 barramentos (ilustrado na figura 3) possui 3 barramentos de carga e 3 geradores síncronos. A tensão nominal neste sistema é de 345kV, e as demandas máximas de potência ativa e reativa são $P = 315\text{MW}$ e $Q = 115\text{MVAR}$.

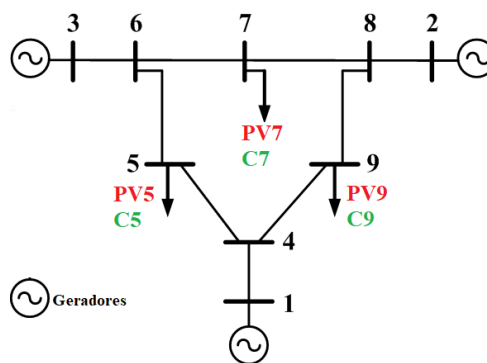


Fig. 3: Sistema de 9 barramentos.

O sistema de 14 barramentos (ilustrado na figura 4) possui 11 barramentos de carga e 5 geradores síncronos. As tensões nominais são de 13,8kV, 18kV e 69kV, e as demandas de potência ativa e reativa totais são $P = 259\text{MW}$ e $Q = 73,5\text{MVAR}$. A informação detalhada dos sistemas teste podem ser encontradas em (MATPOWER, 2021).

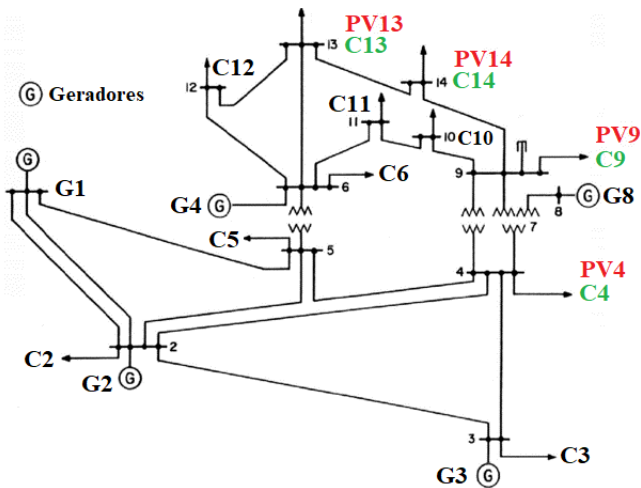


Fig. 4: Sistema de 14 barramentos.

Os perfis de demanda de potência ativa utilizados nas simulações foram obtidos em (*Data Platform Household Data*, 2021). Para adequar os perfis aos sistemas teste, foi ajustada a escala de maneira que o máximo valor de demanda de cada perfil coincida com a demanda do barramento no caso base. Deve-se destacar que a forma dos perfis não foi alterada, sendo ajustada somente a escala. Os perfis de demanda de potência reativa foram definidos considerando um fator de potência 0,9.

Por outra parte, os perfis de irradiação solar utilizados nas simulações foram obtidos em (*NREL Measurement and Instrumentation Data Center*, no date). Dado que o sistema de transmissão abrange uma grande área geográfica, cada barramento com geração solar tem associado um perfil de irradiação diferente.

4.2 Gestão de Risco em Sistemas de Potência com Geração Renovável

Foram realizadas várias simulações. Em um primeiro momento, com cada sistema teste, foi feita uma simulação chamada de caso base, a qual considera o sistema operando sem geração solar, porém com perfis de demanda aleatória.

Em seguida, foram realizadas simulações considerando diferentes níveis de penetração de geração solar.

No sistema IEEE9 os barramentos 5, 7 e 9 possuem demanda aleatória e geração solar. Já no sistema IEEE14 os barramentos 4, 9, 13 e 14 possuem demanda aleatória e geração solar.

As tabelas 1 e 2 apresentam os resultados das simulações, onde as colunas da esquerda para a direita indicam: o nível de penetração, o VAR para $\alpha = 0,04$ e $\alpha = 0,07$, e o custo de operação máximo do ano. Observe-se que o VAR foi calculado para 2 níveis de risco diferentes a modo de exemplo.

4.2.1 Abordagem do custo máximo

Desde o ponto de vista da abordagem do custo máximo (CM), a qual utiliza como referência o maior valor anual do custo de operação para tomar decisões, a posição do operador é não assumir nenhum risco (aversão ao risco).

Tabela 1. Resultados com o sistema IEEE9

Nível de Penetração NP	VAR $\alpha = 0,04$ [\$]	VAR $\alpha = 0,07$ [\$]	Custo Máximo [\$]
0% (caso base)	4459	4293	5057
10%	4331	4153	5057
20%	4301	4120	5057
30%	4242	4055	5057
40%	4196	4008	5057

Tabela 2. Resultados com o sistema IEEE14

Nível de Penetração NP	VAR $\alpha = 0,04$ [\$]	VAR $\alpha = 0,07$ [\$]	Custo Máximo [\$]
0% (caso base)	7598	7499	7976
10%	7456	7327	7976
20%	7416	7261	7976
30%	7386	7218	7976
40%	7367	7180	7976

Esta abordagem resulta sempre num valor elevado e se mostra muito conservadora, pois o custo máximo irá acontecer somente uma hora do ano. Contudo, esta abordagem conservadora pode desestimular o operador do sistema a integrar geração renovável, dado que sempre reflete custos muito altos.

Por outra parte, observa-se nas tabelas 1 e 2 que o custo máximo é independente do nível de penetração de geração renovável. Isto porque o pico de demanda acontece nos horários sem geração solar, momentos nos quais a demanda é totalmente abastecida pela geração síncrona, o que ocasiona um custo de operação elevado.

4.2.2 Abordagem do Valor em Risco (VAR)

A abordagem através do valor em risco é menos conservadora, pois permite ao operador definir um custo alto de referência (VAR), de modo que exista uma pequena probabilidade α que o custo de operação ao longo do ano seja maior que essa referência.

Esta abordagem não conservadora resulta em valores de custo alto de referência menores com relação à abordagem de custo máximo, o que pode estimular à integração de geração renovável nos sistemas elétricos de potência. Note nas tabelas 1 e 2 que a maior nível de risco α escolhido, menor será o VAR com relação ao custo máximo.

A modo de exemplo, a figura 5 mostra os valores do VAR como porcentagem do custo máximo, para o caso correspondente à terceira linha da tabela 1. Neste caso, o $VAR_{\alpha=0,04}$ é 14% menor que o custo máximo, enquanto que o $VAR_{\alpha=0,07}$ é 18% menor.

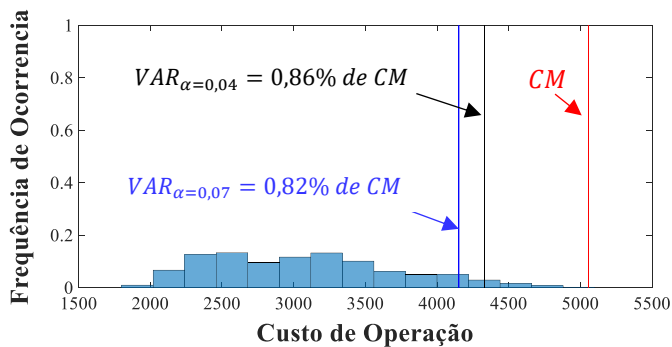


Fig. 5: VAR como porcentagem do custo máximo.

Outro detalhe importante que se observa nas tabelas 1 e 2, é que, para um mesmo valor de α , o VAR diminui com o aumento do nível de penetração.

Este comportamento do VAR não depende da topologia do sistema, nem das funções de custo dos geradores síncronos, e sim depende do aumento na aleatoriedade dos parâmetros do sistema. Note que, partindo do caso base, ante o aumento de nível de penetração de geração renovável (aumento da aleatoriedade), o VAR diminui notavelmente.

Para ilustrar isto, na figura 6 se apresentam os valores correspondentes à terceira coluna da tabela 2 (VAR com $\alpha = 0,07$) expressos como porcentagem do custo máximo.

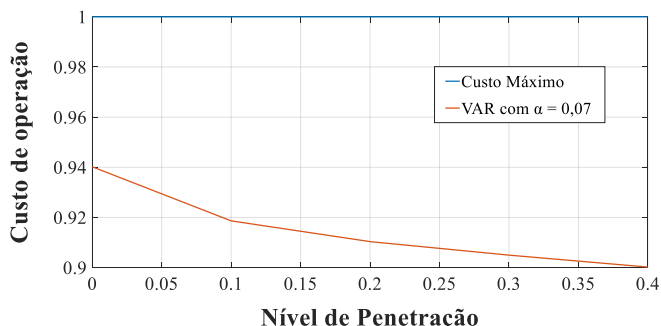


Fig. 6: VAR $\alpha = 0,07$ e custo máximo, ambos como função do nível de penetração.

4.2.3 Resumo dos resultados

Com base nos resultados apresentados, observa-se que a abordagem através do VAR se mostra mais adequada para gerenciar o risco econômico de sistemas que integram geração renovável, pois o custo de referência (VAR) diminui com o aumento do nível de penetração. Note que isto não acontece ao utilizar a abordagem do custo máximo, a qual apresenta um valor alto independentemente do nível de penetração.

Além disso, através do VAR o operador pode escolher o nível de risco que está disposto a enfrentar ao gerenciar seu risco.

5. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma metodologia para gerenciar o risco econômico do custo de operação de sistemas de potência que integram geração renovável. A metodologia proposta permite

ao usuário escolher o nível de risco que está disposto a enfrentar, e com base nisso, definir um custo de referência para tomar decisões sobre a operação do sistema. Esta abordagem não conservadora pode dar suporte aos responsáveis nas etapas de planejamento e operação de sistemas de potência com geração renovável. Em trabalhos futuros, pretende-se expandir a metodologia proposta de modo a incluir elementos armazenadores de energia.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq, CAPES, Fapemig, Inerge e IFMG-Campus Formiga pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- Abrahamsson, L. (2017) *Considering Risks in Power System Operation and the Consequences of Different Accepted Risk Levels*. ISBN 978-91-7673-2017-375.
- Aien, M., Rashidinejad, M. and Firuz-abad, M. F. (2015) 'Probabilistic optimal power flow in correlated hybrid wind-PV power systems: A review and a new approach', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier, 41, pp. 1437–1446. doi: 10.1016/j.rser.2014.09.012.
- Atwa, Y. M. *et al.* (2010) 'Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization', *IEEE Transactions on Power Systems*, (December 2013). doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030276.
- Bi, J., Jin, H. and Meng, Q. (2018) 'Behavioral mean-variance portfolio selection', *European Journal of Operational Research*. Elsevier B.V., 271(2), pp. 644–663. doi: 10.1016/j.ejor.2018.05.065.
- Bienstock, D. and Shukla, A. (2018) 'Variance-Aware Optimal Power Flow', in *Power Systems Computation Conference (PSCC)*.
- Data Platform Household Data* (2021). Available at: https://data.open-power-system-data.org/household_data/ (Accessed: 1 October 2021).
- Ferreira, R. S. *et al.* (2014) 'A Mean-Variance Optimization Approach to the Development of Portfolios of Renewable Generation in Transmission-Constrained Systems', in *Power Systems Computation Conference*. Power Systems Computation Conference, pp. 1–7. doi: 10.1109/PSCC.2014.7038322.
- Galvani, S. *et al.* (2019) 'Multiobjective Predictability-Based Optimal Placement and Parameters Setting of UPFC in Wind Power Included Power Systems', *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. IEEE, 15(2), pp. 878–888. doi: 10.1109/TII.2018.2818821.
- Ioannou, A., Angus, A. and Brennan, F. (2017) 'Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd, 74(March), pp. 602–615. doi: 10.1016/j.rser.2017.02.082.
- Jiang, J. *et al.* (2015) 'Decision-Support Tools for Renewables-Rich Power Systems: A Stochastic Futures Approach', in *Cyber Physical Systems Approach to Smart Electric Power Grid*. Springer.

- Keane, A. *et al.* (2013) ‘State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), pp. 1493–1502.
- Koivisto, M., Cutululis, N. and Ekstrom, J. (2018) ‘Minimizing variance in variable renewable energy generation in Northern Europe’, in *2018 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2018 - Proceedings*. IEEE, pp. 1–6. doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440369.
- Li, Y. Z. and Wu, Q. H. (2016) ‘Downside Risk Constrained Probabilistic Optimal Power Flow With Wind Power Integrated’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), pp. 2015–2016. doi: 10.1109/TPWRS.2015.2412684.
- MATPOWER (2021) *MATPOWER 7.1*. Available at: <https://matpower.org/>.
- NREL Measurement and Instrumentation Data Center (no date). Available at: <https://midcdmz.nrel.gov/>.
- Quijano, D. A. *et al.* (2017) ‘Stochastic assessment of distributed generation hosting capacity and energy efficiency in active distribution networks’, *IET Generation, Transmission and Distribution*, 11(18), pp. 4617–4625. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0557.
- Tadesse, A. *et al.* (2017) ‘Advances in long-term solar energy prediction and project risk assessment methodology’, in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. IEEE, pp. 1–6. doi: 10.1109/PVSC.2017.8366077.
- Villalva, E. G. and Ramos, A. (2004) ‘A two-stage stochastic model for energy contracting decisions of an industrial consumer’, in *10th International Conference on Stochastic Programming*, pp. 1–22.
- Vinel, A. and Mortaz, E. (2019) ‘Optimal pooling of renewable energy sources with a risk-averse approach: Implications for US energy portfolio’, *Energy Policy*. Elsevier Ltd, 132, pp. 928–939. doi: 10.1016/j.enpol.2019.06.051.
- Wood, A. J., Wollemberg, B. F. and Sheblé, G. B. (2014) *Power Generation, Operation and Control*. Thir Editi. John Wiley and Sons.
- Zhang, Y. *et al.* (2018) ‘Battery Energy Storage Scheduling for Optimal Load Variance Minimization’, in *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. IEEE, pp. 1–5.
- Zheng, J. *et al.* (2019) ‘Stochastic optimization of cost-risk for integrated energy system considering wind and solar power correlated’, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. Springer Singapore, 7(6), pp. 1472–1483. doi: 10.1007/s40565-019-0519-4.
- Zheng, Y. *et al.* (2014) ‘Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations’, *IEEE Transactions on Power Systems*. IEEE, 29(1), pp. 212–220. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278850.