



PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO APLICANDO REDUÇÃO DE CENÁRIOS NA REPRESENTAÇÃO DA CURVA DE CARGA E DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

Nicholas Eduardo Lopes dos Santos^{*1}, Roberto Cayetano Lotero²

¹IFMS – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul

²UNIOESTE – Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Resumo - Este artigo mostra como são afetadas as alternativas de expansão de sistemas de distribuição quando a demanda a ser atendida e a geração distribuída renovável instalada na rede são representadas por mais de um patamar. O modelo matemático utilizado é do tipo linear inteiro-misto, que é resolvido utilizando técnicas clássicas de otimização. O algoritmo k-médias é usado para reduzir o número de cenários que representem adequadamente as curvas de demanda e de geração. Os resultados obtidos mostram como os custos de expansão são influenciados com a melhor representação das curvas de demanda e geração renovável intermitente e também como é afetado o tempo de processamento para resolver o modelo.

Palavras-Chave – k-médias, clusterização, geração distribuída, demanda de energia elétrica, planejamento da expansão.

DISTRIBUTION SYSTEM EXPANSION PLANNING SCENARIO REDUCTION WITH LOAD CURVE AND RENEWABLE GENERATION REPRESENTATION

Abstract – This paper shows how distribution system expansion alternatives are affected when the demand to be met and the grid-installed renewable distributed generation are represented by more than one load level. The mathematical model used is a linear integer-mixed type, which is solved using classical optimization techniques. The k-means algorithm is used to reduce the number of scenarios that adequately represent the demand and generation curves. The results show how the expansion costs are influenced with the best representation of the demand curves and intermittent renewable generation and also how the processing time to solve the model is affected.

Keywords - k-means, clustering, distributed generation, electricity demand, expansion planning.

I. INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de um sistema de distribuição (PESD) é essencial para garantir o atendimento da demanda crescente de forma econômica e os índices de qualidade estabelecidos pela regulação desse serviço [1]. Com esse objetivo em mente, diferentes abordagens são apresentadas na literatura para estruturar, modelar e resolver dito problema [2], [3], [12], [4]–[11].

A busca por resultados mais aderentes à realidade tem sido o sujeito de pesquisas que visam apresentar modelos mais adequados [13]–[16]. Entretanto, são poucas as que consideram uma melhor representação das curvas de carga e de geração renovável nos modelos de PESD [6], [17]–[21]. Esse fato justifica-se pela complexidade do modelo de PESD e por se tratar de um problema de otimização combinatorial, que exige um enorme esforço computacional. Como ele envolve um grande número de variáveis contínuas e discretas, o aumento no número de patamares de carga e de geração influencia exponencialmente no processamento computacional do modelo de otimização, podendo torná-lo intratável [6]. Logo, o conceito de redução de cenários tem sido utilizado nos modelos que consideram a representação dessas curvas. Técnicas de clusterização não supervisionada baseada em particionamento têm sido as mais utilizadas nos processos de redução dos cenários [20]–[22].

Para serem executáveis, essas técnicas exigem a definição de um número de clusters, ou seja, um número de patamares que serão utilizados para representar as curvas de carga e de geração em um determinado período do horizonte de planejamento.

O estado da arte, no que tange aos modelos de PESD baseados em programação linear inteira mista, não apresenta uma proposta que define o número ideal de patamares nem o impacto no tempo de processamento do modelo quando ele é executado em um computador pessoal. Diante disso, este artigo tem o objetivo de apresentar uma reflexão sobre os impactos que esse aumento pode gerar no problema de investimento do planejamento da expansão de um sistema de distribuição e no tempo de processamento desse modelo executado em um computador pessoal.

*nicholaseduardo@yahoo.com.br

II. REDUÇÃO DE CENÁRIOS

Esta seção apresenta uma revisão sobre o algoritmo k-médias e como ele foi utilizado no processo de redução de cenários da demanda e da geração distribuída (GD) intermitente. Além disso, apresenta uma reflexão sobre o número adequado de patamares que podem ser utilizados para representar a curva real de carga e de geração.

A. Técnica k-médias na redução de cenários

O processo de redução de cenários foi aplicado às curvas de carga e de geração usando o algoritmo k-médias. Esse algoritmo aloca instâncias em grupos de acordo com suas similaridades [23]. As instâncias são os dados, ou seja, as observações de um processo físico como o nível de carga elétrica em um determinado nó de uma rede de distribuição [21].

O algoritmo utiliza o método baseado em particionamento de dados, os quais são alocados de acordo com o valor médio do agrupamento, conhecido como centroide do cluster. Esse valor é obtido com a aplicação do método de minimização de erros. Um cluster é definido como um grupo de observações que são semelhantes entre si e diferentes das observações em outros grupos. As observações pertencentes a cada grupo são representadas por um valor central, o centroide [21], [24]. A qualidade do cluster é obtida com a aplicação do método dos erros quadráticos (*SSE – Sum of Squared Error*). Além disso, ele é aplicável para bancos de dados de diferentes tamanhos [24].

O processo de redução de cenários tem o objetivo de definir um conjunto de patamares de carga e geração que serão utilizados no modelo de PESD. Logo, esse processo, adaptado de [21], é aplicado como descrito a seguir:

- Passo 1) Indique o número de clusters. O algoritmo k-médias aceita números maiores ou iguais a 1.
- Passo 2) Defina o valor inicial do centroide de cada cluster. Quando nenhum valor inicial é definido o algoritmo seleciona aleatoriamente um dentre os valores históricos para cada cluster.
- Passo 3) Calcule as distâncias entre cada observação e os centroides de cada cluster [23].
- Passo 4) Aloque cada observação ao cluster mais próximo.
- Passo 5) Recalcule o valor do centroide do cluster considerando a nova observação adicionada a ele.

Toda vez que uma observação é adicionada ao cluster, as etapas 3 a 5 são repetidas até que não haja alterações na composição do cluster entre duas iterações consecutivas.

B. Redução de cenários da Demanda e da Geração Distribuída Renovável

Tendo como base o processo de redução de cenários apresentado na seção anterior, são apresentados os resultados de três testes, com 3, 48 e 200 patamares, construídos para representar as curvas de demanda e de geração. O número de patamares de cada grupo foi definido de acordo com os propostos por [21], [22], [25].

Todos os grupos foram construídos com base nos dados históricos anuais de demanda [26] e de geração, discretizados

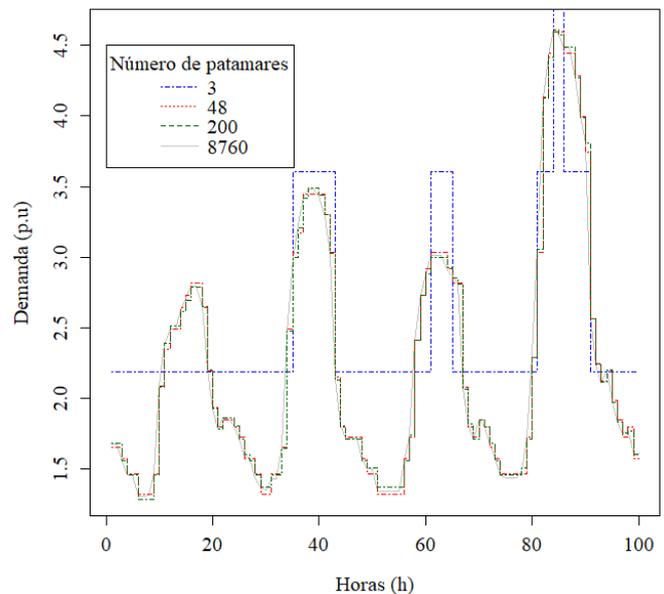
em horas, resultando em 8760 valores disponíveis para cada curva. Os dados de geração foram obtidos de duas centrais de geração distribuída intermitente: de uma pequena central hidrelétrica (PCH) e de uma central fotovoltaica [27]. As bases de tensão e potência de 1 MVA e 13,8kV foram utilizadas para converter os dados em por unidade (p.u.).

C. Resultados da redução de cenários de demanda e de geração

Os resultados detalhados obtidos com a redução de cenários dos três grupos estão disponíveis em [28], os quais são condensados nas Figuras 1 a 3.

Vale lembrar que o algoritmo utilizado no processo de redução de cenários pertence à categoria de clusterização não-supervisionada, baseada no agrupamento de dados por particionamento e que os resultados desse processo são apresentados sem qualquer classificação predefinida [24], logo, cada centroide selecionado representa todos os patamares próximos a ele em cada cluster.

Figura 1: Curva de demanda considerando a redução de cenários.



A curva de demanda com 8760 valores, mostrada na Figura 1, foi clusterizada utilizando 3, 48 e 200 patamares, conforme pode ser visto na mesma figura. Assim, o valor da carga em cada hora é substituído pelo valor do centroide do cluster ao qual foi vinculado durante o processo de redução de cenários. Pode-se inferir que a utilização de um número muito baixo de patamares não considera adequadamente nem os períodos de picos de carga nem os períodos de baixo consumo, impactando diretamente na qualidade dos resultados do PESD.

Inferência semelhante pode ser realizada ao analisar o resultado da redução de cenário da geração distribuída intermitente, tal qual é mostrado nas Figuras 2 e 3. Neste caso, a disponibilidade da fonte primária utilizada pela GD não é representada adequadamente, ou seja, quando ela não existe (geração nula) ela é representada pelo valor diferente de zero do centroide cujo cluster contém o patamar com valor igual a

zero. Do mesmo modo, quando a GD está em sua capacidade máxima de geração, a potência naquele instante não é considerada. Esse comportamento impacta diretamente nos limites regulatórios e contratuais estabelecidos com a distribuidora.

Figura 2: Curva de geração fotovoltaica considerando a redução de cenários.

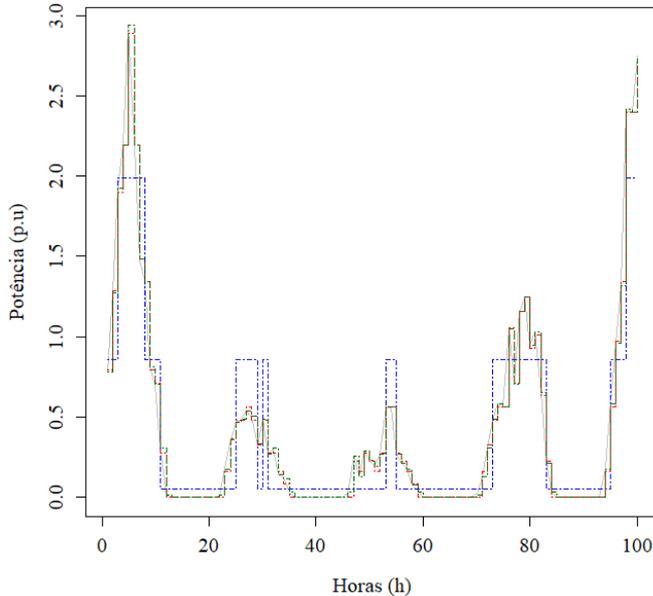
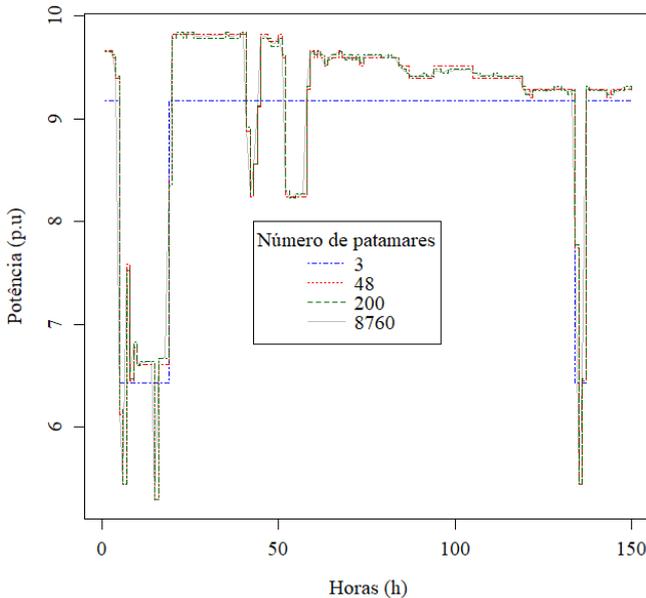


Figura 3: Curva de geração de uma PCH considerando a redução de cenários.



Por outro lado, um número muito elevado de patamares, por exemplo 200, pode não apresentar resultados significativamente melhores daqueles que poderiam ser obtidos 48 patamares. Essa situação pode ser vista nas Figuras 2 e 3. Esse fato pode ocorrer quando a curva (de demanda ou de geração) apresentar comportamentos frequentes e similares entre si ao longo de um período, por exemplo: consumo de energia por semana em cada estação do ano (primavera, verão, outono e inverno). Desta forma, os valores dos centroides entre

os grupos de 48 e de 200 patamares são tão próximos entre si que a diferença entre eles muitas vezes é dada pela precisão de seus valores.

De maneira geral, duas proposições podem ser obtidas. A primeira está relacionada à fidelidade da representação da curva. Neste caso, é possível observar que quanto maior for o número de patamares definidos no processo de redução de cenários mais próximos da realidade serão as curvas de carga e de geração. A segunda está relacionada à similaridade do comportamento das curvas de carga e de geração representadas com 48 e 200 patamares. Neste caso, o primeiro grupo mostra-se capaz de representar a curva real de forma similar ao segundo grupo. Logo, pode-se concluir que dentre as três opções de redução de cenários, a segunda, de 48 patamares, apresenta-se como alternativa mais viável dado que o número de patamares influencia diretamente no esforço computacional para solução do problema da expansão multiestágio de sistemas de distribuição baseados em programação linear inteira-mista.

III. PROBLEMA DE EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O modelo matemático e o sistema teste contidos em [18] e [25] respectivamente, foram utilizados neste artigo para avaliar o impacto do aumento de patamares no problema de planejamento da expansão do sistema de distribuição.

O modelo matemático indica a localização, o tamanho e o período ótimo para o reforço ou adição de alimentadores, ampliação de subestações, bem como considera a inserção de GD tanto por parte da empresa de distribuição quanto por produtores independentes, além disso, indica como programar a compra de energia e capacidade de unidades de GD pertencentes a produtores independentes e a produção de energia de GD da concessionária. Os custos contemplados na função objetivo incluem custos de investimento, de manutenção e de operação. Este último, inclui os custos com a compra de energia de produtores independentes e as perdas de potência ativa.

Esse modelo exige que sejam disponibilizados os seguintes dados de entrada:

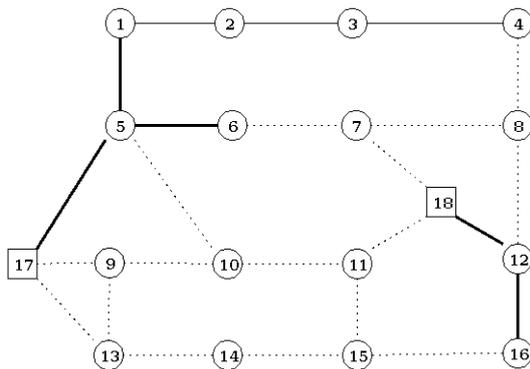
1. Custo de corte de carga;
2. Limite de investimento em cada período em \$;
3. Limites mínimos e máximos de tensão nos nós da rede, em p.u.,
4. Número de períodos;
5. Duração de cada nível de carga;
6. Preço da energia entregue na Subestação em [\$/MWh]
7. Preço de contrato da energia comprada do PPI por período e nível de carga;
8. Potência máxima que o gerador distribuído independente oferece para venda em p.u.;
9. Custo de manutenção das linhas em \$ por período;
10. Custo de investimento de cada linha a ser adicionada ou reforçada em \$;
11. Impedância, resistência e corrente máxima, em p.u., das alternativas de expansão;
12. Capacidade de carga em p.u. dos transformadores.

Com isso, é possível obter os seguintes resultados, dentre outros:

1. Alternativas utilizadas na expansão da rede em cada período do horizonte de planejamento;
2. Localização de unidades de geração;
3. Custo total de investimento e custos de operação e manutenção por período.

O sistema utilizado consiste em uma rede de distribuição radial de 18 nós, sendo dois deles de subestação e os restantes de carga. Contempla três ramos fixos, cinco ramos substituíveis e 16 ramos adicionáveis. A rede opera com tensão de 13,8 kV e sua topologia é mostrada na Figura 4.

Figura 4: Diagrama da rede de 18 nós.



Fonte: Adaptado de Haffner *et al.*, 2008.

Nessa rede as subestações são representadas como quadrados e os nós de carga como círculos, ambos com linha sólida. As linhas de transmissão são representadas por ramos e estão organizados em: ramos existentes e ramos adicionáveis. Os ramos existentes são compostos por linhas fixas e linhas substituíveis. As linhas fixas não têm previsão de reforço ou substituição e são representadas por uma linha sólida. As linhas espessas representam as linhas substituíveis. Já os ramos adicionáveis são representados por linhas pontilhadas.

Quatro casos de teste foram definidos para analisar como os diferentes grupos de patamares definidos na Seção II podem influenciar nas decisões de investimento.

- Caso 1) Expansão considerando somente a demanda máxima por período.
- Caso 2) Expansão com representação da demanda com mais de um patamar e sem geração distribuída.
- Caso 3) Expansão com representação da demanda e de uma PCH com mais de um patamar.
- Caso 4) Expansão com representação da demanda e de uma unidade de geração fotovoltaica com mais de um patamar.

O modelo matemático utilizado foi implementado em GAMS, sendo utilizado o solver CPLEX para resolução do mesmo [29]. Foi utilizado um computador com *Windows 10 home edition*, processador Intel i7th generation, com frequência de 2.80GHz, oito processadores virtuais e 8GB de memória RAM. Para obter tempos de processamento eficientes, o GAMS foi configurado para executar o modelo usando os processadores no modo paralelo.

IV. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A. Caso 1: Expansão para demanda máxima

Neste caso se considera que a expansão é realizada para atender a máxima demanda prevista em cada ano do horizonte de planejamento. Desta forma, é como se essa demanda máxima ocorresse simultaneamente em todos os nós do sistema, levando a alternativas de investimentos que podem estar superestimadas. Como no modelo matemático os custos de operação da rede são calculados com base nas perdas que ocorrem nas linhas, considerar a demanda representada como mencionado anteriormente, implica que o custo associado à mesma influenciará de forma significativa nas decisões de investimento.

Os valores das tarifas utilizadas neste artigo estão disponíveis em [28]. Esses dados foram utilizados para determinar o plano ótimo de expansão do sistema teste, resultando no valor presente do custo total de \$ 3.281.880.

B. Caso 2: Vários patamares de carga e sem geração distribuída

Os resultados obtidos com a simulação do Caso 2 são mostrados na Tabela I, na qual pode ser observado que os custos totais dos planos ótimos são menores daqueles obtidos com a simulação do Caso 1.

Tabela I: Resultados da simulação do Caso 2.

Grupos de patamares	3	48	200
Custos Totais (\$ 1000)	2.212,39	2.113,64	2.093,96
Tempo de processamento	00:00:34,03	02:41:26,65	32:18:41,26

O custo total com 3 patamares de carga é aproximadamente 32% menor daquele obtido no Caso 1. Já os custos totais com 48 e 200 patamares de carga apresentam uma redução ainda maior, cerca de 35% e 36%, respectivamente. Porém, ao analisar o tempo de processamento, fica evidente o custo computacional de utilizar um maior número de patamares para representar a curva de demanda.

Deve ser destacado que o sistema teste utilizado é de pequeno porte, portanto não fica tão evidente a diferença entre as alternativas de expansão resultantes ao representar a demanda com diferentes patamares. A diferença entre os custos totais mostrada na Tabela 1 está relacionada diretamente a forma como as perdas são representadas no modelo que, por sua vez, são influenciadas pelas escolhas dos recursos a serem adicionados/substituídos na rede de distribuição. No Caso 1, os períodos cujas perdas são baixas elas não são consideradas no modelo, diferente do que ocorre neste caso, ou seja, quando mais de um patamar é utilizado no modelo, mais próximas da realidade são os resultados obtidos com a otimização.

C. Caso 3: Vários patamares de carga e geração de uma PCH

Os resultados aqui apresentados consideram tanto a representação da curva da demanda quanto de geração de uma pequena central hidrelétrica (PCH) de 30MW. Além disso, con-

sidera-se apenas a compra de energia produzida por um produtor independente (PPI), cujo valor definido em contrato por potência despachada na rede é o mesmo da compra do mercado de energia. Os resultados obtidos com a simulação deste caso são mostrados na Tabela II.

Tabela II: Resultados da simulação do Caso 3.

Grupos de patamares	3	48	200
Custos Totais (\$ 1000)	1.831,73	1.707,81	1.703,60
Tempo de processamento	00:00:22,44	00:49:59,66	26:07:38,87

Observa-se que a inserção da PCH redundante em custos menores daqueles obtidos no Caso 2, apesar da PCH não ser despachável, em virtude da sua dependência de disponibilidade de água [28], [30]. Assim, os custos totais dos grupos de 3, 48 e 200 patamares são, respectivamente, 44,19%, 47,96% e 48,09% menores daqueles obtidos no Caso 1. Porém, ao analisar o tempo de processamento entre os dois últimos grupos, nota-se que o primeiro obtém a solução do problema em um tempo 32 vezes menor do que o segundo.

D. Caso 4: Vários patamares de carga e geração de uma Central Fotovoltaica

Os resultados aqui apresentados consideram tanto a representação da curva da demanda quanto de geração de uma pequena central fotovoltaica (PCF) de 4MWp, com início de operação a partir do segundo ano do horizonte de planejamento. O valor definido em contrato, por potência despachada na rede, é o mesmo daquele apresentado para o Caso 3. Os resultados obtidos com a simulação deste caso são mostrados na Tabela III.

Tabela III: Resultados da simulação do Caso 4.

Grupos de patamares	3	48	200
Custos Totais (\$ 1000)	2.080,50	1.915,00	1.986,82
Tempo de processamento	00:00:29,58	01:33:26,02	25:13:42,13

Observa-se que a inserção da PCF também implica em custos menores daqueles obtidos no Caso 2. Entretanto, os valores são maiores daqueles obtidos no Caso 3. Neste caso, essa diferença ocorre porque a fonte primária da PCF fica disponível apenas por algumas horas do dia. Além disso, o custo total obtido com o grupo de 48 patamares é menor do que aquele obtido com o grupo de 200 patamares. Esse fato está relacionado com o valor de cada patamar de carga e geração e a duração dos mesmos no cálculo das perdas nas linhas.

A limitação da PCF fará com que a distribuidora tenha que atender a demanda de ponta (período de ausência de sol) a partir das subestações, o que impacta no aumento dos custos de investimento, manutenção e operação.

Diante disso, tem-se que os custos totais dos grupos de 3, 48 e 200 patamares são, respectivamente, cerca de 37%, 42% e 40% menores daqueles obtidos no Caso 2. Ao analisar o tempo de processamento entre os dois últimos grupos, nota-se que o primeiro obtém a solução do problema em um tempo 16 vezes menor do que o segundo.

V. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma reflexão sobre o impacto nos custos totais e no tempo de processamento que a utilização de mais de um patamar de carga e de geração pode gerar no problema de planejamento da expansão de um sistema de distribuição.

A comparação dos resultados obtidos com a utilização de diferentes patamares de carga no modelo de expansão mostra que a utilização de um número elevado de patamares, mesmo apresentando resultados satisfatórios, pode influenciar pouco nas alternativas de investimento. Embora sejam necessários mais testes com sistemas maiores e com curvas de cargas diferenciadas por nós. No entanto, os tempos de processamento crescem significativamente com o número de patamares utilizados para representar as curvas de demanda e de geração, levando a uma explosão combinatorial que inviabiliza a solução do problema para sistemas maiores. Isto leva a sugerir a utilização de técnicas de solução baseadas em meta-heurísticas.

Finalmente, pode-se concluir que não existe um indicador que ajude a determinar o número de patamares mais adequado que garanta um equilíbrio entre um bom resultado para o planejamento da expansão e o tempo de processamento considerado aceitável. Salienta-se aqui que o número de recursos candidatos que podem ser inseridos e substituídos na rede também influencia no tamanho do problema.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

REFERÊNCIAS

- [1] T. Gönen, *Electric Power Distribution Systems Engineering*, 3rd ed. New York: CRC Press, 2014.
- [2] T. H. M. El-Fouly, H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 308–315, 2008.
- [3] M. A. Farrag, M. M. El-Metwally, and M. S. El-Bages, "A new model for distribution system planning," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 21, no. 7, pp. 523–531, 1999.
- [4] K. Zou, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, and S. Perera, "Multi-objective optimisation for distribution system planning with renewable energy resources," in *2010 IEEE International Energy Conference*, 2010, pp. 670–675.
- [5] R. H. Fletcher and K. Strunz, "Optimal Distribution System Horizon Planning-Part I: Formulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 791–799, 2007.
- [6] T. Gonen and I. J. Ramirez-Rosado, "Optimal Multi-Stage Planning of Power Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 2, no. 2, pp. 512–519, 1987.
- [7] R. C. Lotero and J. Contreras, "Distribution system planning with reliability," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 4, pp. 2552–2562, 2011.

- [8] M. L. de Oliveira, "Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica," Universidade Estadual de Campinas, 2010.
- [9] B. R. Pereira Junior, J. R. S. Mantovani, A. M. Cossi, and J. Contreras, "Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 1, pp. 35–45, 2014.
- [10] I. J. Ramirez-Rosado and J. A. Dominguez-Navarro, "New Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 224–233, Feb. 2006.
- [11] J. Sousa, "Planejamento De Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica Através De Um Modelo De Programação Linear Inteiro Misto (Plim)," Universidade Estadual Paulista, 2013.
- [12] H. H. Wang and L. B. Shi, "Optimal distribution network expansion planning incorporating distributed generation," in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2016, pp. 1714–1718.
- [13] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, "A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 121, pp. 89–100, 2015.
- [14] T. Gönen and I. J. Ramirez-Rosado, "Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning," *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.*, vol. 133, no. 7, p. 397, 1986.
- [15] S. K. Khator and L. C. Leung, "Power distribution planning: a review of models and issues," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1151–1159, 1997.
- [16] H. K. Temraz and V. H. Quintana, "Distribution system expansion planning models: An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 26, no. 1, pp. 61–70, 1993.
- [17] M. Asensio, G. Munoz-Delgado, and J. Contreras, "A Bi-level Approach to Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning considering Demand Response," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–1, 2017.
- [18] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, "Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 915–923, 2008.
- [19] R. A. Hincapie, M. Granada, and R. A. Gallego, "Optimal planning of secondary distribution systems considering distributed generation and network reliability," in *2016 IEEE ANDESCON*, 2016, pp. 1–4.
- [20] S. Wogrin, P. Duenas, A. Delgadillo, and J. Reneses, "A new approach to model load levels in electric power systems with high renewable penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 2210–2218, 2014.
- [21] L. Baringo and A. J. Conejo, "Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions," *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 475–482, 2013.
- [22] R. Domínguez, A. J. Conejo, and M. Carrión, "Toward fully renewable electric energy systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 316–326, 2015.
- [23] J. A. Hartigan, "A K-means clustering algorithm," *Appl. Stat.*, vol. 28, pp. 100–108, 1979.
- [24] O. Maimon and L. Rokach, *Data Mining and Knowledge Discovery Handbook*, Second Edi. Boston, MA: Springer US, 2010.
- [25] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, "Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation - Part II: Numerical Results," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 924–929, 2008.
- [26] Ausgrid, "Distribution Zone Substation Information," 2016. [Online]. Available: <http://www.ausgrid.com.au>. [Accessed: 10-Oct-2016].
- [27] B. T. C. O. Elia, "Solar-PV Power Generation Data," 2017. [Online]. Available: <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/Solar-power-generation-data/Graph>. [Accessed: 20-Apr-2017].
- [28] N. E. L. dos Santos, "Planejamento da expansão de sistema de distribuição considerando redução de cenários de demanda e geração distribuída," Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2018.
- [29] D. C. GAMS, "Solution Pool: Generating and Keeping Multiple Solutions," 2018.
- [30] L. A. W. Machado, "Análise do impacto de parâmetros regulatórios e de mercado no planejamento da expansão de sistemas de distribuição com geração distribuída," Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2013.

DADOS BIOGRÁFICOS

Nicholas Eduardo Lopes dos Santos, nascido em 21/07/1981 em Foz do Iguaçu-PR, é bacharel em ciência da computação (2004) pelo Centro de Ensino Superior de Foz do Iguaçu, especialista em desenvolvimento de softwares para internet (2006), pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná, mestrando em Engenharia Elétrica e da Computação (2018) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná. De 2006 a 2016 foi analista de sistemas no Parque Tecnológico Itaipu. Atualmente é professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul. Suas áreas de interesse são: Algoritmos, Gestão de Projetos, Planejamento de Sistemas de Distribuição.

Roberto Cayetano Lotero, é engenheiro eletromecânico (1990) pela Universidad Tecnológica Nacional, Resistencia, Argentina, mestre (1993) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria e doutor (1999) pela Universidade Federal de Santa Catarina. Atualmente é professor associado da Universidade Estadual do Oeste do Paraná e coordenador do Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação da mesma universidade. Suas áreas de interesse são: Planejamento de Sistemas Elétricos, Microrredes e Mercados de Energia Elétrica.