Configurações de redes de distribuição de energia elétrica com fontes distribuídas considerando variações de demanda

Ellen Marianne Bernal Cavalheiro
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP
Cidade Universitária Zeferino Vaz. Av. Albert Einstein, 400. CEP: 13083-852, Campinas - SP
ellenmbc@gmail.com

Christiano Lyra Filho
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP
Cidade Universitária Zeferino Vaz. Av. Albert Einstein, 400. CEP: 13083-852, Campinas - SP
chrlyra@densis.fee.unicamp.br

RESUMO

A reconfiguração das redes de distribuição de energia elétrica procura uma topologia para operação que minimize as perdas técnicas, causadas pelas resistências nas linhas e equipamentos. Este trabalho estuda o problema de encontrar configurações ótimas para redes de distribuição de energia elétrica com a presença de geração distribuída de valores significativos, e considerando variações de demandas. Encontrar configurações ótimas é um problema de otimização combinatória difícil; explorar o problema com a inserção de gerações distribuídas, e variações de demanda torna o problema mais complexo. O trabalho discute esses aspectos em um problema maquete de pequeno porte e propõe uma formulação matemática para o problema. Os estudos realizados com o problema maquete indicam a necessidade de inclusão das variações de demandas na representação do problema de reconfigurações com gerações distribuídas.

PALAVRAS CHAVE. Reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica. Gerações distribuídas com injeções aleatórias. Variações de demandas.

Tópicos: EN - PO na Área de Energia, OC - Otimização Combinatória

ABSTRACT

The reconfiguration of electric power distribution networks searches a topology for the network that minimizes technical losses due to the electrical resistances in the lines and complementary equipment. This paper investigates the problem of finding optimal configurations for electric power distribution networks with the integration of significant renewable energy sources with random values for the energy inputs, and considering the variations of demands. Finding the optimal configurations is a difficult combinatorial optimization problem, and considering the problem with the insertion of distributed generations, and variations in demands make the problem more complex. The paper discusses these aspects in a small benchmark network and proposes a mathematical formulation for the problem. The studies carried out with the benchmark network indicate the requirement of considering demand variations in the representation of the network reconfiguration problem with distributed generations.

KEYWORDS. Reconfiguration of eletric power distribution networks. Renewable energy sources with random values. Demand variations.

Paper topics: EN - OR in Energy, CO - Combinatorial Optimization

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

1. Introdução

O transporte da energia elétrica é realizado através das linhas e equipamentos da rede; durante o percurso, ocorrem perdas de energia. As perdas acontecem nas redes desde a transmissão até a distribuição, sendo mais expressivas nos sistemas de distribuição. Essas perdas são denominadas *perdas técnicas*, e correspondem a energia dissipada na forma de calor (efeito Joule).

A redução das perdas técnicas em redes de distribuição pode ser obtida através da procura das melhores configurações de redes, gestão dos fluxos de energia reativa, melhorias físicas (por substituição de cabos e equipamentos), otimização do planejamento das redes e uso de fontes de gerações distribuídas.

A alternativa explorada neste trabalho para redução de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica é através da reconfiguração de redes; reconfigurar a rede é obter melhores configurações para a operação da rede. A operação usual de um sistema de distribuição é da forma radial (rede conexa e sem ciclos na terminologia de grafos), e a configuração pode ser alterada através da troca dos estados de chaves, normalmente abertas ou normalmente fechadas, procurando encontrar configurações radiais de menores perdas [Queiroz e Lyra, 2009]. O número de configurações possíveis cresce fatorialmente com a dimensão da rede, caracterizando um problema difícil de otimização combinatória [Bueno, 2000].

Os autores Merlin e Back [1975] foram os primeiros a estudar o problema de encontrar configurações ótimas. Eles apresentaram duas alternativas para resolução do problema: uma abordagem exata, aplicada em redes de pequeno porte, e uma abordagem heurística, adotada nos exemplos com redes maiores. O método exato encontra soluções ótimas globais através do algoritmo "*branch-and-bound*". A segunda alternativa proposta por Merlin e Back foi um procedimento heurístico de duas fases, conhecido como "abertura sequencial de chaves". A primeira fase consiste no fechamento de todas as chaves para obtenção de uma solução com mínimas perdas em uma rede com ciclos. Na segunda fase, é aberta a chave pertencente ao ciclo que possui o menor fluxo de potência na solução de mínimas perdas com ciclos. As duas fases são repetidas até a obtenção de uma solução radial.

Pouco mais de dez anos após a publicação do artigo de Merlin e Back [1975], Civanlar et al. propuseram o método heurístico denominado "troca de ramos" (do inglês *branch-exchange*). O método realiza uma permuta de estados entre pares de chaves, uma aberta e outra fechada, de forma a obter redução de perdas. A técnica apresentou maiores reduções de perdas quando se realiza operações de troca de ramos com arcos que estejam do lado de menor tensão, entre as tensões nos terminais de uma chave aberta. Esse método foi aperfeiçoado por Baran e Wu [1989], considerando como objetivo de otimização a redução de perdas e o balanceamento de cargas entre os alimentos. Os autores estudaram também métodos alternativos para o cálculo de fluxos de potências ativas e reativas em redes de distribuição radiais.

Aoki et al. [1987] formularam um problema não-linear convexo para resolver problemas de programação quadrática até encontrar a configuração de mínimas perdas. Pouco depois, Liu et al. [1989] utilizaram parte das ideias formuladas por Aoki et al. [1987] e propuseram novas técnicas de otimização não-linear associadas a heurísticas, com ideias alternativas às exploradas por Merlin e Back [1975].

Todos os trabalhos mencionados consideravam o problema de reconfiguração com demandas conhecidas e com valores fixos. Os primeiros autores que abordaram o problema de reconfiguração ótima sob a hipótese de demandas variáveis ao longo do período estudado foram Lee e Brooks [1988] - nesse trabalho incluiram também estudo sobre alocação ótima de capacitores. Os autores mostraram que é possível obter maiores reduções de perdas quando as configurações são modificadas para melhor se adaptarem às variações nos valores das cargas.

Na década de 90 foram exploradas novas heurísticas para o problema de reconfiguração de redes. Por exemplo, Nara et al. [1992] desenvolveram metodologia baseada em algoritmos genéticos para construir uma população de soluções com as melhores configurações de redes, e

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

Cavellucci e Lyra [1997] estenderam as ideias de Merlin e Back [1975] em um método de duas fases, baseado em gradiente reduzido para redes e buscas informadas, desenvolvidas com conceitos da área de inteligência artificial — a abertura de chaves é guiada pelas buscas informadas, que utilizam informações de distribuições ótimas de fluxos obtidas pelo algoritmo gradiente reduzido para redes malhadas.

Nos anos 2000 houve uma grande mudança no setor elétrico, caracterizada por um conjunto de tecnologias que permitiu implementações de gerações distribuídas nas redes de distribuição — essas novas tecnologias são mencionadas coletivamente pela expressão *Smart Grids*. Trabalhos recentes começaram a explorar o uso de gerações distribuídas na redução de perdas através de reconfigurações de redes, na distribuição de energia elétrica.

Franco et al. [2013] utilizam um modelo de programação linear inteira mista, considerando gerações distribuídas em redes com 69, 136 e 417 nós. Haghighat e Zeng [2016] desenvolvem um modelo de otimização de dois estágios para abordar o problema de reconfiguração de redes, com cargas incertas e gerações distribuídas. Os autores estudaram o problema em redes de 70 e 119 nós. Ameli et al. [2017] utilizam o algoritmo de otimização inspirados em colônias de formigas, para abordar o problema de reconfiguração de redes e alocação de capacitores, considerando uma unidade de geração distribuída e variações de demandas. A metodologia foi avaliada em uma rede de 118 nós, e supõe que a rede pode ser reconfigurada sempre que obtiver reduções de perdas.

Outros trabalhos que consideram variações de demanda, porém sem a inclusão de geração distribuída é o estudo apresentado em Vargas et al. [2004], que explora o problema de reconfiguração de redes com variações de cargas, utilizando sistemas classificadores — estratégia evolutiva baseada em regras para tomada de decisões. De forma análoga a Vargas et al. [2004], o trabalho de Bernardon et al. [2009] também supõe que as redes podem ser reconfiguradas quando há variações significativas de demandas; no entanto, para a solução do problema é proposto um algoritmo de tomada de decisão multi-critério com álgebra fuzzy.

Esses trabalhos propõem a reconfiguração das redes quando identificam variações significativas nas demandas. Porém, reconfigurações frequentes das redes causam pertubações nos sistemas elétricos, reduzindo a qualidade da energia fornecida, e podem causar instabilidades. Por isso, Bueno et al. [2004] estudaram o problema de reconfiguração de redes considerando explicitamente as variações de demandas, mas impondo que as redes permanecem fixas ao longo do período estudado; Queiroz e Lyra [2009] desenvolveram um algoritmo genético híbrido adaptativo para resolver o problema proposto por Bueno et al. [2004] em redes de porte real.

Cavalheiro et al. [2017] propõem incluir a representação de aspectos aleatórios de gerações distribuídas para o problema de reconfiguração de redes radiais de distribuição. Para solução do problema, os autores adotam os Algoritmos Genéticos Baseados em Chaves Aleatórias (BRKGA). O trabalho propõe um modelo matemático que considera explicitamente os efeitos das aleatoriedades de uma fonte de geração significativa, procurando encontrar a configuração que minimize a esperança matemática das perdas. Os estudos de casos mostram que os benefícios da metodologia proposta são mais observáveis em redes de grande porte, e quando os valores e as variâncias das fontes aleatórias são significativas em relação às cargas nas redes.

Este trabalho apresenta um passo adicional para abordagem do problema de reconfiguração de redes considerando aspectos aleatórios de gerações distribuídas, proposto em Cavalheiro et al. [2017]. Especificamente, inclui a representação de variações de demandas, na forma proposta por Bueno et al. [2004] e Queiroz e Lyra [2009]. A Seção 2 mostra a representação de redes de distribuição de energia elétrica por grafos; a Seção 3 discute aspectos das variações de demandas. Na Seção 4 apresenta-se a rede de referência estudada em Cavalheiro et al. [2017]. A Seção 5 discute abordagens para o problema com variações de demandas. A Seção 6 aborda o problema considerando variações de demandas e injeções aleatórias. Em seguida, a Seção 7 propõe um modelo matemático para o novo cenário. Discussões do trabalho são apresentados na Seção 8.

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

2. Representação por Grafos de Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Uma rede de distribuição de energia elétrica pode ser representada por grafos [Ahuja et al., 1993]. Essa representação é conveniente, por ser uma abstração intuitiva para a rede e pela possibilidade de implementar algoritmos eficientes, utilizando resultados e estruturas de dados da área de grafos [Queiroz e Lyra, 2009].

Um grafo $G = (N, A)$ é composto de um conjunto finito não vazio de nós (conjunto N) e um conjunto de relações binárias entre os elementos de N (conjunto A). O problema de encontrar a melhor configuração pode ser caracterizado como a procura de uma árvore geradora $G = (N, A')$ de custo mínimo para atender as demandas de energia nos nós, onde A' o conjunto de arcos da rede que participam da árvore.

A Figura 1 ilustra uma rede de distribuição simplificada. Os principais componentes para abordagens do problema de redução de perdas técnicas por reconfigurações são subestações, blocos de cargas e/ou fontes de geração distribuída (nós), chaves, equipamentos de transformação e linhas elétricas (arcos). A figura ilustra também a representação da rede por um modelo de grafos, e uma árvore geradora da rede.

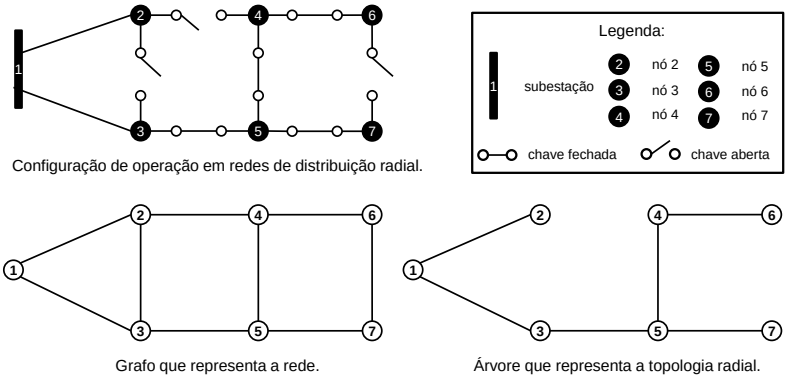


Figura 1: Exemplo de configuração de operação de uma rede de distribuição, grafo que representa a rede, e árvore que representa a topologia radial.

3. Variações de Demanda

As demandas de energia elétrica em cada ponto de carga sofrem variações ao longo do dia. A Figura 2 apresenta a curva de carga diária (MW) de todo o subsistema brasileiro para o dia 25/05/2018, extraída do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS[1]. Normalmente, o horário de menor consumo é durante a madrugada e o de maior consumo é em torno das 18 horas.

As curvas de carga em cada ponto de consumo da rede têm características distintas. De fato, se as curvas de carga fossem semelhantes, com variações proporcionais em cada ponto da rede, seria possível mostrar que as configurações ótimas não seriam alteradas ao longo de um dia.

Para reduzir as perdas, o ideal seria que a rede fosse reconfigurada sempre que as cargas sofressem variações ao longo do dia. Porém, como mencionado anteriormente, reconfigurar a rede com frequencia causa pertubações no sistema, com prejuízos para os clientes e perda na qualidade da energia fornecida [Queiroz e Lyra, 2009]. Por isso, Bueno et al. [2004] e Queiroz e Lyra [2009] estudaram o problema de reconfiguração que leve em conta todas as variações de demandas, mas mantém a configuração fixa ao longo do período estudado.

[1] http://ons.org.br/

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

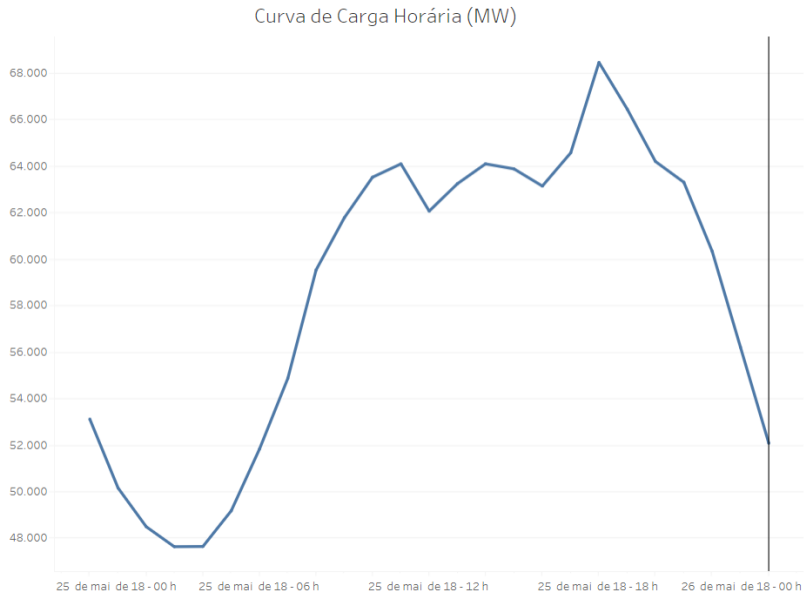


Figura 2: Curva de Carga Horária (MW) - Fonte: Base de dados técnicos do ONS.

4. Problema de Referência

O problema de encontrar configurações ótimas em redes de distribuição de energia elétrica pode ser inicialmente estudado em um problema reduzido de referência, desenvolvido a partir dos estudos realizados por Queiroz e Lyra [2009] e Cavalheiro et al. [2017].

A rede adotada nesse estudo tem 7 nós (6 nós de carga e uma subestação no nó 1) e 9 arcos, como ilustrado na Figura 3. As demandas em cada um dos nós estão representadas na Tabela 1.

As demandas, representadas pelas correntes d_j nos nós j ($j = 2, \ldots, 7$), são dadas na Tabela 1. O total das perdas de energia na rede é obtido pela fórmula $\sum_{k \in \mathcal{A}} r_k (i_k)^2$ *Watts*, onde $\mathcal{A}$ é o conjunto de arcos (de linhas), r_k é a resistência da linha k, e i_k é o fluxo de corrente na linha k. Nesta rede de referência, supõe-se que todas as linhas possuem uma resistência de 1 *ohm*. A configuração apresentada na Figura 3 é a alternativa ótima, com $\sum_{k \in \mathcal{A}} (i_k)^2 = 510,5$ *Watts*.

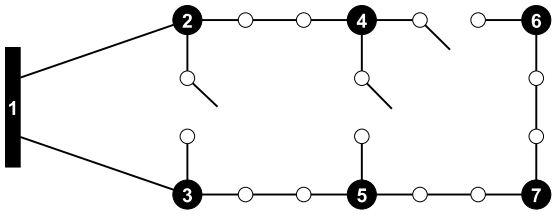


Figura 3: Rede Maquete – Caso Base

Demandas (ampères)					
d2	d3	d4	d5	d6	d7
4	2,5	12	2	2	1,5

Tabela 1: Demandas nos nós.

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

Cavalheiro et. al, (2017) estudaram o problema com uma fonte de geração distribuída, com valores aleatórios e significativos, injetando corrente no nó 4 do problema descrito acima. As características das fontes estão representadas na Tabela 2. Nesse caso, deve-se encontrar a configuração que minimize a esperança matemática das perdas, dada por $p_a \cdot (\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^a)^2) + p_b \cdot (\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^b)^2) + p_c \cdot (\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^c)^2)$, onde i_k^a, i_k^b e i_k^c são, respectivamente, os fluxos em uma dada configuração de rede para cada valor possível da injeção aleatória de energia (g_a, g_b e g_c). A Figura 4 apresenta a configuração ótima da rede para esta alternativa de modelagem, que leva a $82,1$ *Watts*, como valor ótimo esperado para as perdas.

Geração (*ampères*)	**Probabilidade**
$g_a = 9$	$p_a = 0,2$
$g_b = 15$	$p_b = 0,5$
$g_c = 18$	$p_c = 0,3$

Tabela 2: Probabilidades de valores de geração.

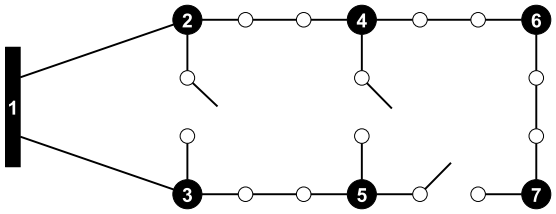


Figura 4: Configuração ótima para os valores esperados de perdas.

Os autores observaram que a presença de geração distribuída com valores aleatórios geralmente diminui as perdas de energia, e que as configurações ótimas para as redes podem ser diferentes do que as obtidas para cenários sem fontes de energia distribuídas. Verificaram também que, se o valor de uma fonte de energia aleatória é significativo em relação às demandas e as variações são grandes, modelar as fontes aleatórias pelos seus valores esperados pode levar a configurações de redes inadequadas e à subestimação das perdas esperadas; portanto, o problema de reconfiguração de redes deve modelar formalmente as aleatoriedades das fontes de gerações distribuídas e procurar minimizar a esperança matemática das perdas.

5. Abordagens para Variações de Demandas

Os trabalhos de Vargas et al. [2004], Bernardon et al. [2009], e Ameli et al. [2017] incluem variações de demanda no problema de reconfiguração de redes. Porém, consideram a possibilidade de reconfigurar a rede sempre que houver mudanças significativas nos perfis de demanda. Essas mudanças frequentes podem introduzir pertubações na rede, além de causar prejuízos e perda da qualidade da energia fornecida.

Como mencionado, Bueno et al. [2004] estudaram o problema de reconfiguração considerando explicitamente as variações de demanda. Na proposta dos autores, a rede permanece fixa, mas considera explicitamente as variações de cargas para o cálculo das perdas e definição das melhores configurações. Queiroz e Lyra [2009] desenvolveram um algoritmo genético híbrido adaptativo para resolver o problema proposto por Bueno et al. [2004] em redes de porte real.

O estudo realizado em Queiroz e Lyra [2009] considera três perfis de carga. O primeiro perfil tem duração de 8 horas, com carga total de 12 ampères (demanda baixa), o segundo perfil tem duração de 10 horas, com carga total de 24 ampères (demanda média), e o terceiro perfil tem duração

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

de 6 horas, com carga total de 36 ampères (demanda alta). A Tabela 3 apresenta as demandas de cada nó para os três perfis.

Perfis	**Demandas**					
	d2	d3	d4	d5	d6	d7
Baixa	3	2,5	2,5	1,5	1,5	1
Média	4	2,5	12	2	2	1,5
Alta	22	3	4	2,5	2,5	2

Tabela 3: Demandas (em ampères) dos nós para cada perfil de carga.

As configurações que minimizem as perdas para os três perfis devem minimizar a função $[\Delta_1 \sum_k (i_k^1)^2) + \Delta_2 \sum_k (i_k^2)^2) + \Delta_3 \sum_k (i_k^3)^2)]$, onde $\Delta_t, \forall\, t \in \{1, 2, 3\}$ é a duração do intervalo t, e i_k^t são as correntes na rede para cada um dos três intervalos de tempo.

Os autores observaram que quando a rede opera com configuração fixa durante todo o período, a melhor configuração não necessariamente está associada à configuração ótima para um determinado período de tempo ([Bueno et al., 2004], [Queiroz e Lyra, 2009]).

6. Variações de Demanda com Injeções Aleatórias

Cavalheiro et al. [2017] estudaram o problema de encontrar configurações ótimas de distribuição de energia elétrica com gerações distribuídas com valores aleatórios, mas considerando as demandas fixas. Neste trabalho, é realizada uma ampliação do estudo desenvolvido em Cavalheiro et al. [2017], considerando as variações de demandas na forma proposta por Bueno et al. [2004] e Queiroz e Lyra [2009].

Considera-se que a rede possui os três perfis de carga apresentados na Tabela 3. A Seção 4 resumiu o estudo realizado por Cavalheiro et al. [2017], onde a rede de referência ilustrada na Figura 3 possui uma fonte de energia aleatória no nó 4 com uma função de distribuição discreta e apenas 3 valores possíveis para as gerações (9, 15, e 18 *ampères*), com as probabilidades apresentadas na Tabela 2. Cada um dos três perfis de carga possui uma configuração ótima; para o perfil de carga baixa, encontram-se duas configurações ótimas, com o mesmo valor de perdas.

A Figura 5 apresenta a configuração que otimiza a esperança de perdas ótimas para cada perfil de carga; observa-se uma configuração diferente para cada perfil ao longo do período estudado. A Tabela 4 apresenta o valor esperado das perdas.

	Perdas		
	Baixa	Média	Alta
Perdas ótimas	1037,2	820,5	2184,3

Tabela 4: Valor das esperanças de perdas (em Wh) para os três perfis de carga.

A abordagem proposta neste trabalho procura minimizar formalmente o valor esperado para as perdas, considerando os três perfis de cargas, mas mantendo a configuração fixa durante o período estudado. Tendo como referência a rede apresentada na Seção 4, procura-se minimizar a função $\{\Delta_1[p_a(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{1a})^2) + p_b(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{1b})^2) + p_c(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{1c})^2)] + \Delta_2[p_a(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{2a})^2) + p_b(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{2b})^2) + p_c(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{2c})^2)] + \Delta_3[p_a(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{3a})^2) + p_b(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{3b})^2) + p_c(\sum_{k\in\mathcal{A}}(i_k^{3c})^2)]\}$, onde $\Delta_t, \forall\, t \in \{1, 2, 3\}$ é a duração do intervalo t; $i_k^{t,a}$, $i_k^{t,b}$ e $i_k^{t,c}$ são, respectivamente, os fluxos em uma dada configuração de rede para cada valor possível da injeção aleatória de energia ($g_{t,a}$, $g_{t,b}$ e $g_{t,c}$) para os três perfis de demanda.

Nesse caso, obteve-se as mesmas configurações ótimas obtidas para as demandas baixas, como ilustra a Figura 6. As perdas ótimas foram de $4467,9$ (Wh), ou seja, um pouco maior do

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

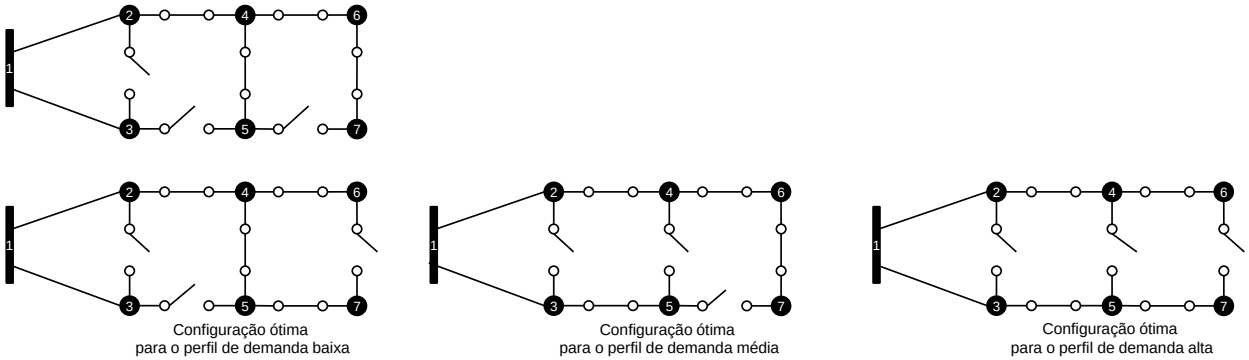


Figura 5: Configurações ótimas para os três perfis.

que seria o valor das perdas se fosse permitido reconfigurar a rede a cada variação significativa nas demandas.

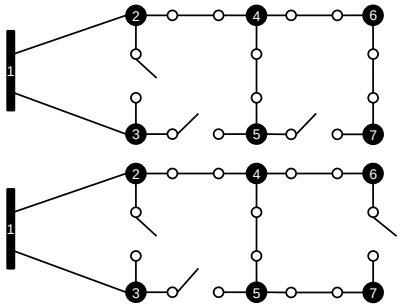


Figura 6: Configuração ótima para esperança das perdas diárias

Em outro estudo, considerando-se as características para as injeções da fonte representadas na Tabela 5; nesse caso, a configuração ótima obtida é distinta das configurações obtidas para cada um dos patamares de demandas. O valor das perdas ótimas foi de $4436,8$ (Wh).

Geração (*ampères*)	**Probabilidade**
$g_a = 9$	$p_a = 0,2$
$g_b = 12$	$p_b = 0,5$
$g_c = 15$	$p_c = 0,3$

Tabela 5: Probabilidades de valores de geração.

Esses estudos permitem as seguintes conclusões preliminares:

1. As configurações ótimas para redes de distribuição de energia elétrica são afetados por variações de cargas e pela existência de gerações distribuídas nas redes.

2. A melhor configuração para operar ao longo de um determinado período pode não coincidir com a melhor configuração para um determinado perfil de carga, ou com a melhor configuração para um determinado nível de injeção da geração aleatória.

No entanto, é necessário ressaltar que esses resultados são preliminares; precisam ainda ser explorados em redes de grande porte nas próximas etapas da pesquisa.

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

7. Proposta de Formulação

Este trabalho propõe considerar variações de demandas para resolver o problema de reconfigurações ótimas para redes de distribuição de energia elétrica, com a presença de geração distribuída com injeções aleatórias.

Considera-se uma fonte de energia com injeções aleatórias no modelo matemático a seguir. Além disso, para evitar a necessidade de considerar aspectos formais desnecessários no contexto de estudo do problema, supõe-se que a fonte de energia aleatória tem uma função de distribuição discreta e um espaço finito para os valores possíveis de injeções aleatórias.

Como observado, reconfigurar frequentemente as redes causa pertubações no sistema elétrico, com perda da qualidade da energia fornecida, além de reduzir a vida útil das chaves. Assim, esta formulação é baseada na generalização das ideias propostas por Bueno et al. [2004] e Queiroz e Lyra [2009], incluindo fonte de geração distribuída, como proposta por Cavalheiro et al. [2017]. Considera-se as variações de demandas no período de estudo, mas mantendo a mesma configuração ao longo de todo o período. Sob tais suposições, o problema de reconfiguração de redes pode ser representado pelas Equações (1)-(6), apresentadas a seguir.

$$Min_{s_k \in \mathcal{S}}[\sum_{t \in \mathcal{T}} \Delta_t \cdot p_i \cdot [\sum_{i \in \mathcal{I}} l_i(P,Q,V)]] \tag{1}$$

sujeito a

$$s_k \in \{0,1\} \tag{2}$$

$$t \text{ varia de 1 a } T, l_i(P,Q,V) = \sum_{k \in N} r_k \frac{(P^i_{k,t})^2 + (Q^i_{k,t})^2}{(v^i_{k,t})^2} \tag{3}$$

$$t \text{ varia de 1 a } T, \forall i \in \mathcal{I}, \forall k \in N \quad \begin{cases} P^i_{k,t} = \sum_{j \in A_k} P^i_{k,j,t} + P^t_{L_k} - P_{i,t} \cdot z_k \\ Q^i_{k,t} = \sum_{j \in A_k} Q^i_{k,j,t} + Q^t_{L_k} - Q_{i,t} \cdot z_k \\ z_k \in \{0,1\} \end{cases} \tag{4}$$

$$t \text{ varia de 1 a } T, \forall i \in \mathcal{I}, \forall k \in N \quad \begin{cases} (v^i_{k+1,j,t})^2 = (v^i_{k,t})^2 - \\ -2(r_{k+1,j} P^i_{k+1,j,t} + x_{k+1,j} Q^i_{k+1,j,t}) \end{cases} \tag{5}$$

$$G' = (N, A') \text{ é } \textit{uma árvore} \tag{6}$$

onde T é o conjunto de intervalos no tempo, Δ_t é a duração do intervalo t, s_k representa o estado da chave associado ao arco k (fechado se $s_k = 1$ e aberto se $s_k = 0$), $\mathcal{I}$ é o conjunto de valores possíveis para injeções de geração aleatória; p_i é a probabilidade de ter a injeção de potência ativa P_i e potência reativa Q_i pela fonte aleatória; $l_i(P,Q,V)$ é o total de perdas técnicas na rede, quando a potência ativa P_i e a potência reativa Q_i são injetadas pela fonte de energia aleatória; N é o conjunto de nós da rede; r_k é a resistência da linha k; A_k é o conjunto de arcos com origem no nó k; $P^i_{k,j,t}$, $Q^i_{k,j,t}$ e $v^i_{k,t}$ são, respectivamente, a potência ativa e reativa que fluem nos arcos "k, j, t" no intervalo t, *sucessores* do nó k na *árvore* que representa o alimentador, quando a potência ativa $P_{i,t}$ e a potência reativa $Q_{i,t}$ são injetados pela fonte de geração aleatória no intervalo t, e o valor da tensão no nó k, t, quando a potência ativa $P_{i,t}$ e a potência reativa $Q_{i,t}$ são injetados pela fonte de geração aleatória; $P_{L^t_k}$ e $Q_{L^t_k}$ são, respectivamente, cargas de potência ativa e reativa no nó k no intervalo t; $z_k = 1$ se a fonte de geração estiver conectada ao nó k, e $z_k = 0$ caso contrário.

G' é um subgrafo que inclui todos os nós da rede e A' é o subconjunto do conjunto de arcos A que inclui todos os arcos com fluxos não-zero para todos os valores possíveis da potência ativa $P_{i,t}$ e potência reativa $Q_{i,t}$ injetados pela fonte aleatória.

As Equações (4)-(5) são generalizações das equações simplificadas denominadas Dist-Flow, estudadas em Baran e Wu [1989].

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

8. Discussões Finais

O trabalho apresenta um estudo do problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando variações de demandas e gerações distribuídas com características aleatórias. O estudo foi realizado em uma rede de referência para explorar a adição de geração distribuída com injeções aleatórias, e três perfis de carga. A partir das observações realizadas em um problema maquete de pequeno porte, apresentou-se uma formulação matemática para o problema em redes com geração distribuída com características aleatórias, e considerando variações de demandas.

A formulação apresentada considera explicitamente as variações de demandas no período de estudo, porém não permite reconfigurar a rede, mantendo-a com a mesma configuração ao longo de todo o período. As próximas etapas do trabalho incluirão a solução de problemas de porte real, considerando-se variações de demandas e gerações distribuídas de valores aleatórios.

9. Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo número 2016/08645-9.

Referências

Ahuja, R., Magnanti, T., e Orlin, J. (1993). *Network Flows: Theory, Algorithms nd Application*. Prentice Hall, Englewood Cliffs.

Ameli, A., Ahmadifar, A., Shariatkhah, M.-H., Vakilian, M., e Haghifam, M.-R. (2017). A dynamic method for feeder reconfiguration and capacitor switching in smart distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 85:200–211. ISSN 0142-0615.

Aoki, K., Ichimori, T., e Kanezashi, M. (1987). Normal state optimal load allocation in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(1):147–155.

Baran, M. E. e Wu, F. F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2):1401–1407.

Bernardon, D., Garcia, V., Ferreira, A., e Canha, L. (2009). Electric distribution network reconfiguration based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. *Electric Power Systems Research*, 79(10):1400 – 1407. ISSN 0378-7796.

Bueno, E. A. (2000). Redução de perdas na distribuição de energia elétrica pelo método grasp. Mestrado, FEEC - Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP - Brasil.

Bueno, E. A., Lyra, C., e Cavellucci, C. (2004). Distribution network reconfiguration for loss reduction with variable demands. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*, p. 384–389.

Cavalheiro, E. M. B., Vergílio, A. H. B., e Lyra, C. (2017). Optimal configuration of power distribution networks with variable renewable energy resources. *Computers & Operations Research*.

Cavellucci, C. e Lyra, C. (1997). Minimization of energy losses in electric power distribution systems by intelligent search strategies. *International Transactions in Operational Research*, 4(1):23–33.

Civanlar, S., Grainger, J. J., Yin, H., e Lee, S. S. H. (1988). Distribution feeder for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(3):1217–1223.

Franco, J. F., Rider, M. J., Lavorato, M., e Romero, R. (2013). A mixed-integer lp model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 97:51–60.

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br

Haghighat, H. e Zeng, B. (2016). Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4):2666–2675. ISSN 1558-0679.

Lee, R. E. e Brooks, L. C. (1988). A method and its application to evaluate automated distribution control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(3):1232–1240.

Liu, C. C., Lee, S. J., e Vu, K. (1989). Loss minimization of distribution feeders: Optimality and algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2):1281–1289.

Merlin, A. e Back, H. (1975). Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system. *Proc. 5th Power System Computation Conference*, p. 1–18.

Nara, K., Shiose, A., Kitagawa, M., e Ishihara, T. (1992). Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(3): 1044–1051.

Queiroz, L. M. O. e Lyra, C. (2009). Adaptive hybrid genetic algorithm for technical loss reduction in distribution networks under variable demands. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1): 445–453.

Vargas, P. A., Lyra, C., e Von Zuben, F. J. (2004). Application of learning classifier systems to the on-line reconfiguration of electric power distribution networks. *Studies in Fuzziness and Soft Computing*, 150:260–275.

https://proceedings.science/p/85419?lang=pt-br