

CONSIDERANDO A EXISTÊNCIA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE RESTABELECIMENTO DE ENERGIA

JOSÉ PAULO R. FERNANDES, JOÃO B. A. LONDON JR, LEANDRO T. MARQUES

*Laboratório de Análise Computacional de Sistemas Elétricos de Potência, Depto. de Engenharia Elétrica,
Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, BRASIL*
E-mail: joseprf@usp.br, jbalj@sc.usp.br, leandrotolomeu@gmail.com

JOSÉ CARLOS M. VIEIRA JR.

Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, Depto. de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, BRASIL
E-mail: jcarlos@sc.usp.br

Abstract— This paper presents a case study from a 69 bus distribution system to analyse the effects of distributed generation in the service restoration problem. This problem has multiple and conflicting objectives. It is desirable to find solutions with the least affected consumers, minimizing switching operations number, within the qualitative operational limits. Usually, the variables controlled are the switches' states in a distribution system, but the considerable increase in distributed generation units and implementation of smart devices allow new possibilities to the system operators. Given the problem complexity and its real time nature, it is important to study how each new variable can affect the problem before implementing them in new models to simplify reconfiguration algorithms and guarantee computational efficiency. To better understand distributed generation effects, simulations considering the most common control modes for these units were performed in various network configurations with different characteristics, showing that the control method applied to distributed generators can indeed be relevant for service restoration.

Keywords— distributed generation, network reconfiguration, power restoration.

Resumo— Este artigo apresenta um estudo de caso, considerando um sistema de distribuição de 69 barras, para avaliar o efeito da presença de geração distribuída para solução do problema de restabelecimento de energia através do processo de reconfiguração de redes. O problema de restabelecimento de energia possui objetivos múltiplos e conflitantes. É desejável encontrar soluções que atendam ao máximo possível de unidades consumidoras dentro dos limites qualitativos estabelecidos minimizando a quantidade de chaveamento. Usualmente, as variáveis controladas no problema são os estados das chaves presentes, porém o aumento da quantidade de unidades de geração distribuída e a ascensão das *smart grids* oferecem novas ferramentas aos operadores dos sistemas. Em função da complexidade do problema e a necessidade de operação em tempo real, é importante analisar a influência de cada variável a fim de simplificar os algoritmos de reconfiguração e garantir sua eficiência computacional antes de adicioná-la. Para entender melhor a importância da geração distribuída, foram realizadas simulações considerando os principais tipos de controle utilizados para geradores distribuídos e algumas configurações de rede com características diferentes. Verificouse, então, que o modo de controle dos geradores distribuídos pode afetar de maneira considerável o problema de restabelecimento de energia, sendo, portanto, importante considerá-los na modelagem do problema.

Palavras-chave— geração distribuída, reconfiguração de redes, restabelecimento de energia.

1 Introdução

O processo de reconfiguração de redes, em sistemas de distribuição (SDs), tem sido amplamente utilizado para melhoria de indicadores de qualidade e de continuidade de serviço das concessionárias de energia. Ou seja, tem sido utilizado para solução de problemas como restabelecimento de energia, após a ocorrência de faltas permanentes, e redução de perdas ativas e melhoramento do perfil de tensão.

O foco deste trabalho é o problema de restabelecimento de energia em SDs. Nesse contexto, quando da ocorrência de faltas permanentes em um SD, a fim de minimizar os impactos destas, busca-se isolar os setores¹ defeituosos (setores em falta) e restabelecer rapidamente o fornecimento de energia aos setores não defeituosos, que ficaram sem energia em função da isolamento dos setores em falta. Isso ocorre em função de os SDs operarem usualmente na configuração

radial. Este procedimento pode ser executado por meio da reconfiguração da rede, ou seja, através de manobras de abertura e fechamento de chaves seccionadoras Normalmente Fechadas (NFs) e Normalmente Abertas (NAs), respectivamente, para alimentar os setores não defeituosos por outro caminho ou fonte.

Face ao exposto, o problema de restabelecimento de energia consiste na busca por uma nova configuração radial para operação da rede, que respeite os limites operacionais (limites de tensão e carregamento da rede e das subestações) e que restabeleça o fornecimento de energia para o maior número possível de setores sadios que foram desligados em função da falta. Tendo em vista ser um problema que deve ser resolvido no menor intervalo de tempo possível, deve-se encontrar uma solução de compromisso entre: a minimização do número de manobras necessárias para obtenção da configuração para restabelecimento e a maximização da quantidade de setores restabelecidos. Dessa forma, as metodologias desenvolvidas para tratamento do problema de restabele-

¹ Um setor corresponde a um bloco de cargas ou subestação separado por chaves seccionadoras.

cimento de energia baseiam-se em diversas técnicas de busca. Como, por exemplo, sistemas especialistas (Chen, Lin, Tsai, 2002) e meta-heurísticas (Santos et al, 2010), (CAMILLO et al., 2016), (MARQUES et al., 2017).

Algumas pesquisas recentes tratam do problema de restabelecimento de energia considerando os efeitos da presença de Geração Distribuída (GD). Isso se torna muito interessante na busca por soluções factíveis² para o problema. Observe que tendo em vista que a GD possibilita a diminuição das perdas ativas no SD (Tuladhar, Ongsakul, 2016), uma solução caracterizada como inactível, por uma metodologia que não considera a presença de GD pode, na verdade, ser factível. Ou seja, a presença de GD pode aliviar o carregamento da rede e das subestações (SEs), melhorando, conseqüentemente, o perfil de tensão ao longo dos alimentadores.

Ante o exposto, fazendo uso de uma metodologia para solução do problema de restabelecimento de energia, em (Marques et al, 2014) foi analisada a influência da presença de GD na busca por soluções factíveis. Foi concluído que, de fato, a GD realmente contribui com o aumento da quantidade de soluções factíveis geradas para o problema. Dessa forma, cresce também a possibilidade de obtenção de soluções maximizando a quantidade de setores sadios restabelecidos. Porém, nos cenários considerando uma demanda mais pesada para o SD analisado, esse aumento do número de soluções factíveis geradas não foi tão expressivo. Entretanto, nesse estudo foi considerada a presença de GD injetando exclusivamente potência ativa, ou seja, operando com fator de potência unitário. Contudo, os geradores distribuídos podem trabalhar com outros modos de controle (FREITAS et al., 2005), que podem trazer ainda mais benefícios para solução do problema de restabelecimento de energia.

A fim de melhor entender os resultados encontrados por (Marques et al, 2014), que indicam que a GD pode reduzir a quantidade de soluções encontradas em certos casos, propõe-se, neste artigo, verificar a influência da presença de GD na busca por soluções factíveis para o problema de restabelecimento de energia. Porém, os estudos aqui apresentados consideram outro modo de controle para GD. Mais especificamente, analisa a presença de GD com controle de fator de potência (fp). Para isso foi utilizado o fluxo de potência de varredura direta-inversa com barras PV e PQ proposta por (Luo, Semlyen, 1990), que possui a capacidade de resolver fluxos de potência em SD de grande porte rapidamente, mesmo na existência de GD. As simulações que serão aqui apresentadas consideram alguns casos extremos de operação da rede, a fim de destacar o efeito da mudança do modo de controle da GD. Conseqüentemente, foram geradas configurações específicas para o sistema teste que será analisado.

2 O Problema de Restabelecimento de Energia

A operação adequada de um SD prevê a manutenção de sua forma radial e o atendimento de certos limites operacionais. Idealmente, todos os setores saudáveis da rede devem ser atendidos independentemente da existência de falhas em outros pontos. Assim, em casos de faltas são feitas operações de chaveamento no sistema que minimizam o número de setores saudáveis desligados. Estas manobras, no entanto, não podem levar o sistema para fora dos limites operacionais estabelecidos. Dessa forma, considerando a representação da topologia elétrica do SD a partir da teoria de grafos³, o problema de restabelecimento de energia em SDs pode ser formulado da seguinte forma (Marques et al, 2017):

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } \Phi(G), \psi(G) \\
 & \text{sujeito a:} \\
 & A(G)x(G) = c(G) \\
 & A(G)Y_x(G)A(G)^t v(G) = c(G) \\
 & X(G) \leq 1 \\
 & B(G) \leq 1 \\
 & V(G) \leq 1 \\
 & G \text{ ser uma floresta,}
 \end{aligned} \tag{1}$$

onde G representa uma configuração radial do SD, $\Phi(G)$ é o total de setores são fora de serviço em G ; $\psi(G, G^0)$ é o número total de manobra em chaves necessárias para obter G a partir da configuração obtida após a localização e isolamento dos setores em falta; $A(G)$ é a matriz incidência arestas-nós de G ; $x(G)$ é o vetor com os fluxos de correntes complexas nas linhas em G ; $c(G)$ é o vetor contendo as correntes complexas nas barras de carga ($bi < 0$), de passagem ($bi = 0$) e da subestações ($bi > 0$); $Y_x(G)$ é a matriz admitância diagonal da rede, em G ; $v(G)$ é o vetor de tensões complexas nodais em G ; $X(G)$ é o máximo carregamento da rede em G , dado por $X(G) = \text{MAX}(x_j/\bar{x}_j)$, sendo \bar{x}_j um limitante superior de corrente para cada magnitude de corrente x_j em uma linha j ; $B(G)$ é o máximo carregamento de subestação em G , dado por $B(G) = \text{MAX}(b_s/\bar{b}_s)$, sendo \bar{b}_s um limitante superior para cada magnitude de injeção de corrente b_s provida por uma subestação s ; $V(G)$ é a máxima queda de tensão em G , dada por $V(G) = \text{MAX}(|v_s - v_k|/\delta)$, sendo v_s a magnitude de tensão na barra de uma subestação s , v_k é a magnitude de tensão em uma barra k da rede e δ é a máxima queda de tensão admissível.

As duas primeiras restrições representam as leis de Kirchhoff; a terceira, quarta e quinta correspondem às restrições operacionais e representam, respectivamente, os limites para carregamento da rede, subestação e queda de tensão; a última restrição representa a necessidade de se manter a radialidade da rede.

² Configurações radiais atendendo aos limites operacionais da rede.

³ Cada nó do grafo representa um setor do SD e as arestas do grafo, interligando os nós, representam chaves seccionadoras.

A entrada de GD na rede afeta diretamente as restrições de tensão e carregamento. Já os números de chaveamentos e setores saudáveis fora de operação serão indiretamente afetados pelas novas soluções que a GD pode proporcionar. Há ainda o efeito observado na mudança das perdas ativas, que podem também ser um objetivo secundário do problema, dado que as perdas em SDs entre 2008 e 2016 representaram, no Brasil, em torno de 1,4 bilhões de reais em prejuízos e a perda de cerca de 1,7% da energia produzida (ANEEL, 2017).

Destaca-se que a operação ilhada de geradores distribuídos não é permitida pela ANEEL no Brasil, portanto essa possibilidade não foi considerada nos estudos que serão apresentados neste artigo.

3 Metodologia

O problema de restabelecimento de energia possui diversas etapas, que vão da busca por soluções factíveis até a avaliação de cada uma delas para definir qual será adotada (de acordo com os objetivos conflitantes apresentados em (1)). Neste trabalho é analisada a possibilidade de se obter melhorias, nas características elétricas das configurações geradas por reconfiguração de redes, considerando a presença de GD.

Dois dos modos de controle de GD mostrados em (Teng, 2008) são aqui avaliados: fp constante e tensão constante. Portanto, existem duas novas variáveis no problema, que são o fp e a tensão de cada gerador distribuído. Para simplificar o problema, assume-se que se o fp está sendo controlado, a tensão não será, já quando se controla a tensão, não há controle sobre o fp. Tal escolha é adequada ao método de fluxo de potência utilizado, que permite a realização de avaliações rápidas do sistema, sendo este apto a trabalhar com problemas de restabelecimento em tempo real.

Por possuir simples implementação e ser capaz de realizar o cálculo de fluxo de potência em SDs de grande porte de forma eficiente computacionalmente, o método de varredura direta-inversa é usada para avaliar cada configuração da rede indicada como possível solução do problema de restabelecimento. Utiliza-se a versão desse método proposta em (Luo, Semlyen, 1990), tendo em vista possibilitar a consideração não apenas de barras PQ, mas também de barras PV, de modo que seja possível trabalhar com o controle de tensão nas barras com GD.

O SD utilizado para este estudo é uma versão modificada do apresentado em (Baran, Wu, 1989) a fim de tornar o sistema mais sensível à mudanças no controle da GD. A Figura 1 mostra a representação da topologia dessa versão modificada através de grafo (o nó 1 representa uma subestação). Cada nó do grafo representa uma barra de carga ou SE e os ramos chaves seccionados NFs.

Este SD conta com 69 nós⁴, sendo que existem 26 nós partindo da subestação (nó 1) para a carga mais distante (barra 69) na configuração de referência.

Para todas as configurações analisadas são consideradas as mesmas impedâncias nas linhas, enquanto as cargas são multiplicadas por constantes para simular carregamento baixo ($k = 0,35$), médio ($k = 0,7$) e alto ($k = 1,0$). Foi considerado que o fp dos geradores distribuídos pode variar livremente (no entanto ele é constante durante as simulações, dado que estas trabalham com um instante de tempo específico) e o controle de tensão vai de 0,95 a 1,05pu.

A fim de simular diferentes configurações para o sistema da Figura 1, foi considerada a existência de chaves seccionadoras NAs conectando algumas das barras de carga da rede, conforme mostrado na Tabela 1. Essas chaves foram escolhidas após diversas simulações. Para tal, foram observados os casos em que a GD provocou mudanças mais significativas na viabilidade de uma configuração conforme o modelo adotado. Para chegar a essas configurações, admite-se que a linha entre as barras 1-6, conectada através da chave NA 1-6, tem impedância igual a 10 vezes a da linha entre as barras 1-2, 39-40 tem 10 vezes a de 36-40 e a 64-69 tem a mesma de 62-64. Considerando que todas as demais linhas estejam associadas à chaves NFs, podendo ser então abertas, a adição destas alternativas permite simular a perda de grandes blocos de carga.

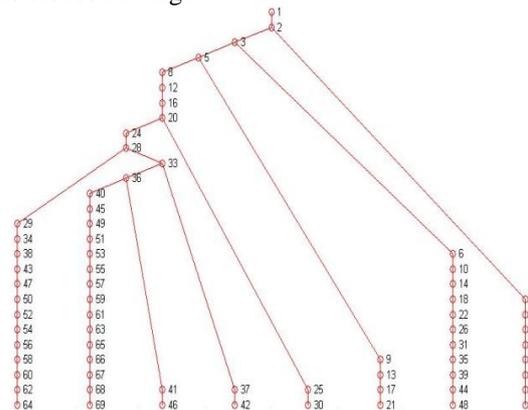


Figura 1. Configuração de referência do sistema estudado

Tabela 1. Possibilidade de conexões através de chaves NAs.

<i>De</i>	<i>Para</i>
1	6
39	40
64	69

Semelhante às chaves NA, foram escolhidos nós para receber geradores distribuídos com potências diferentes para cada teste. Em cada escolha de alocação da GD, foi verificado que o sistema operaria adequadamente (com valores dentro dos limites esta-

⁴Dados usados na configuração adotada como referência disponíveis em <https://www.dropbox.com/s/ybal1si91esjxgl/69Buses%20-%20Ref%20GD.txt?dl=0>

belecidos) considerando a configuração de operação inicial ilustrada na Figura 1. Pode-se dizer que os pontos de colocação da GD foram tratados como variáveis do problema nas simulações, mas tal fato deve-se exclusivamente a busca por casos que mostram a importância de se utilizar um modelo mais preciso para as barras com geração.

Nesta análise, são consideradas somente configurações em que o sistema se mantém radial e serão observados os dados referentes aos valores de carregamento da subestação ($B(G)$), carregamento da rede ($X(G)$) valores eficazes de tensões máxima (V_{max}) e mínima (V_{min}) observadas e perdas ativas ($\gamma(G)$). Os limites de tensão adotados são de 0,93pu e 1,05pu, conforme estabelecido pelas normas brasileiras para distribuição. Será dado destaque a três casos: o caso 1 mostra a importância de considerar a existência de GD no problema; o caso 2 exemplifica uma situação em que a configuração já é factível, mas o controle da GD permite uma operação melhor do sistema quanto às perdas e carregamento; o caso 3 confirma como o modo de controle da GD afeta diretamente o processo de restabelecimento. Todos os casos foram escolhidos após a realização de diversas simulações, sendo estes os que melhor retratam o questionamento proposto.

4 Resultados

Primeiramente, é mostrado o resultado do sistema na configuração de referência, sem considerar a existência de GD nos três carregamentos propostos. Neste caso, são observados os valores da Tabela 2.

Nota-se que sem considerar a existência da GD considerar-se-ia que essa configuração não é uma solução factível para o problema de restabelecimento de energia, pois existem barras fora da faixa de tensão permitida para os carregamentos médio e alto.

Tabela 2. Valores de referência para operação sem considerar GD em pu.

	Baixo	Médio	Alto
V_{min}	0,964247	0,925778	0,890091
V_{max}	1,000000	1,000000	1,000000
$B(G)$	0,277280	0,566975	0,827493
$X(G)$	0,324869	0,664637	0,970514
$\gamma(G)$	0,000305	0,001310	0,002858

4.1 Caso 1: falta na barra 33 com a geração distribuída injetando 0,015pu de potência ativa nas barras 6 e 64

Neste caso a chave NF que conecta 28-33 deve ser aberta para remover a falta. A partir daí, é possível abrir a chave NF 36-40 (manobra realizada para evitar subtensões após a próxima manobra) e fechar a chave NA 64-69 para reduzir o número de setores saudáveis afetados pela falta. Nesta configuração,

algumas cargas são cortadas, mas há um aumento considerável na impedância entre a subestação e o nó mais distante.

Assumindo a operação com carregamento elevado, não considerar a presença da GD na busca por novas soluções resulta em tensões abaixo de 0,93pu em todas as barras localizadas entre a 40 e a 69 na configuração mostrada na Figura 2. Assim, a análise sem considerar a existência de GD iria considerar que o plano de restabelecimento correspondente a essa configuração não consegue recuperar todas essas barras (a não ser que outras cargas sejam desligadas) e deve parar após a abertura da chave NF 36-40. Porém, considerando a existência da GD injetando 0,015pu ativos, verifica-se que, na verdade, a configuração obtida corresponde a uma solução factível, pois é possível a tensão em todas as suas barras está na faixa adequada.

Assim, este primeiro caso serve para exemplificar a importância da consideração dos geradores distribuídos no problema de restabelecimento. Observe que através dessa análise mais completa verifica-se inclusive a diminuição das perdas ativas em função da presença de GD (conforme mostrado na Tabela 3). Comparando os resultados com e sem a consideração de GD, são observados os valores da Tabela 3.

Tabela 3. Valores com e sem a consideração de GD após manobras.

	Sem GD	Com GD
V_{min}	0,861574	0,951037
V_{max}	1,000000	1,000005
$B(G)$	0,757413	0,423189
$X(G)$	0,960642	0,578093
$\gamma(G)$	0,003334	0,001276

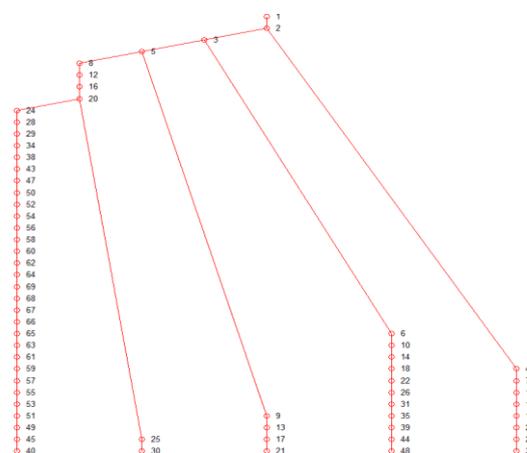


Figura 2. Configuração do sistema após manobras do caso 1

Nesta situação, a simples consideração de que a GD injeta potência ativa já é suficiente para garantir a existência de novas configurações factíveis que reduzem o número de setores saudáveis afetados pela falta.

4.2 Caso 2: falta na linha 36-40 com a geração distribuída injetando até 0,035 pu de potência ativa na barra 48 e até 0,030pu na barra 46

A ocorrência de uma falta na linha que conecta as barras 36 e 40 pode ser facilmente contornada abrindo a correspondente chave NF 36-40 e fechando a NA 39-40. Com essas duas manobras, o sistema se mantém radial (Figura 3) e é preciso apenas garantir que os limites de operação sejam obedecidos.

Para esta situação, são comparados os perfis de tensão, carregamentos de rede e subestação e perdas do sistema para diferentes carregamentos e configurações da GD. As simulações foram feitas considerando: (Caso 2.1): injeção de 0,030pu de potência ativa e tensão 1,05pu para a barra 46 e injeção de 0,035pu de potência ativa em 48; (Caso 2.2): injeção de 0,030pu em ambas as barras; e (Caso 2.3) injeção de potência ativa nominal em ambas as barras. Os resultados são mostrados nas Tabelas 4 e 5.

Este caso mostra como nem sempre a GD deve operar fornecendo potência máxima ou elevando a tensão ao seu limite. Isso pode sobrecarregar a rede sem necessidade e fazer a subestação ter que absorver potência.

Tabela 4. Comportamento do sistema com carregamento baixo.

	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 2.3
V_{min}	0,998030	0,997906	0,997907
V_{max}	1,050000	1,048314	1,048316
$B(G)$	0,756441	0,763805	0,842032
$X(G)$	0,913164	0,921731	1,015695
$\gamma(G)$	0,002139	0,002162	0,002918

Tabela 5. Comportamento do sistema com carregamento alto.

	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 2.3
V_{min}	0,946750	0,931312	0,931313
V_{max}	1,050000	1,025924	1,025926
$B(G)$	0,306183	0,571319	0,622129
$X(G)$	1,048628	0,726771	0,846136
$\gamma(G)$	0,003999	0,003202	0,003433

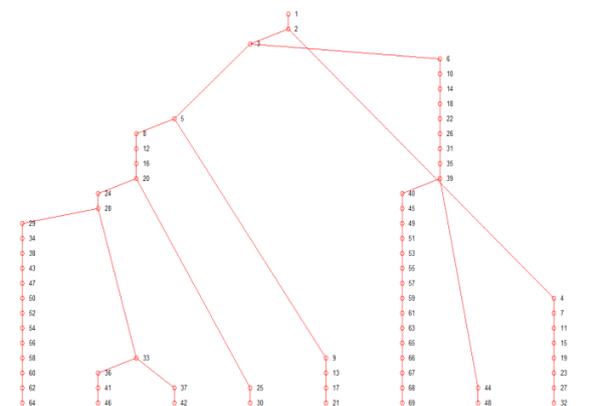


Figura 3. Configuração do sistema após manobras - caso 2

4.3 Caso 3: falta na barra 40 com a geração distri-

buída injetando 0,03pu de potência ativa na barra 64

O último caso apresentado simula uma falta na barra 40, que implica na abertura da chave NF 36-40 (Figura 4), provocando uma diminuição considerável na carga total do sistema, que tem um gerador de grande porte conectado a ele.

Supondo um carregamento alto do sistema, esta falta, em conjunto com o grande gerador presente na barra 64, faz que as tensões subam demais e ultrapassem os limites aceitáveis, forçando a abertura da chave NF 28-29, o que afeta diversas unidades consumidoras supostamente saudáveis.

Porém, a mudança na operação do gerador na barra 64 de injeção de potência ativa para controle de tensão (fixado em 0,98pu e fornecendo 0,01pu de potência ativa) permite retornar à faixa desejada. De fato, sem a GD, as tensões caem abaixo de 0,93pu, já sem mudar sua operação elas ultrapassam o limite superior de 1,05pu. A Tabela 6 contém os resultados obtidos.

Os dados indicam que a mudança no modo de controle do gerador da barra 64 não só coloca o sistema dentro dos limites de operação, como reduz as perdas e o seu carregamento. Em contrapartida, o carregamento da subestação sobe, mas ainda há espaço para que a GD forneça uma parcela maior da potência e reduza o carregamento das linhas e da subestação. Os casos 2 e 3 ainda confirmam o que foi observado em (MARQUES et al., 2014): a modelagem da GD como fonte somente de potência ativa, sempre operando em capacidade total, pode fazer que o número de soluções factíveis para o restabelecimento seja inferior ao observado sem a GD.

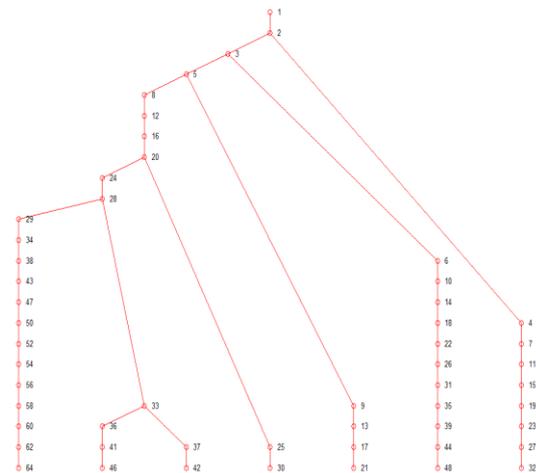


Figura 4. Configuração após manobras - caso 3 com GD

Tabela 6. Comportamento do sistema para diferentes controles.

	Sem GD	GD potên- cia	GD tensão
V_{min}	0,895140	0,994233	0,962887
V_{max}	1,000000	1,050738	1,000000
$B(G)$	0,890744	0,449230	0,485717
$X(G)$	0,761018	0,699816	0,560598
$\gamma(G)$	0,002489	0,002132	0,000623

5 Conclusões

Os algoritmos de restabelecimento de energia podem ser favorecidos pela consideração de variáveis controláveis da GD em sua busca por soluções. Os benefícios vão desde o aumento do número de soluções factíveis até a diminuição da necessidade de manobras em chaves do sistema, que em muitos casos são manuais e requerem gastos e deslocamento de equipes. Estes efeitos, no entanto, variam muito com a posição dos geradores, distribuição das cargas na rede e outras características particulares a cada sistema. Destaca-se ainda que os testes realizados foram em um sistema de pequeno porte, sendo que um sistema real pode observar impactos ainda maiores ao incluir a GD em casos de restabelecimento.

Apesar das vantagens, o aumento no espaço de buscas é considerável e deve ser levado em conta o custo computacional extra, já que muitas vezes esses programas devem operar em tempo real. Há ainda a necessidade de incluir os limites dos geradores na modelagem do problema, a fim de garantir que eles não sejam danificados.

Em sistemas onde a GD representa uma parcela significativa do fornecimento de energia, sua inclusão, junto da possibilidade de variar os modos de operação, torna-se especialmente relevante e ajuda a evitar avaliações incorretas de viabilidade para configurações específicas do sistema.

Cada caso apresentado destaca alguns dos motivos para se considerar os diferentes modelos de operação dos geradores distribuídos e o efeito de sua inclusão em algoritmos de reconfiguração de rede. Diversos testes diferentes podem ser realizados possibilitando outras observações. Daí a importância de expandir a busca por soluções para problemas de restabelecimento de energia, ou qualquer outro que envolva reconfiguração de redes, considerando a possibilidade de se manipular também os geradores distribuídos.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade de São Paulo (USP) pelo apoio. Também agradecem às agências de fomento CAPES e CNPq (processo nº 309087/2015-5) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) (processo 2017/23728-0) pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (2017). Perdas de energia. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuciao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/pe_rdas/654800?inheritRedirect=false. Acesso em 01 de Março de 2018.
- BARAN, M. E., WU, F. F. (1989). Optimal capacitor placement on radial distribution systems. IEEE

- Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 1, pp. 725-734.
- CAMILLO, M. H. M., FANUCCHU, R. Z., ROMERO, M. E. V., LIMA, T. W., SOARES, A. S., DELBEM, A. C. B., MARQUES, L. T., MACIAL, C. D., LONDON JR, J. B. A. (2016). Combining exhaustive search and multi-objective evolutionary algorithm for service restoration in large-scale distribution systems. Electric Power Systems Research, vol. 134, pp. 1-8.
- CHEN, C.-S., LIN, C.-H., TSAI, H.-Y. (2002). A rule-based expert system with colored petri net models for distribution system service restoration. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, pp. 1073-1080.
- FREITAS, W., VIEIRA, J. C. M., MORELATO, A., XU, W. (2005). Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, no. 2, pp. 474-480.
- LUO, G. X., SEMLYEN, A. (1990). Efficient load flow for large weakly meshed networks. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 4, pp. 1309-1316.
- MARQUES, L. T., LONDON JR, J. B. A., CAMILLO, M. H. M., de LIMA, T. W. (2017). A new multi-objective evolutionary algorithm for service restoration: Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II Subpopulation Tables. IEEE Power Tech, Manchester – UK.
- MARQUES, L. T., VIEIRA JR, J. C. M., SANCHES, D. S., LONDOR JR, J. B. A. (2014). Análise da Influência da Geração Distribuída no Problema de Restabelecimento de Energia. XX Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte – MG.
- SANTOS, A. C., DELBEM, A. V. B., LONDOR JR, J. B. A., BRETAS, N. G. (2010). Node-depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfigurations. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1254-1265.
- TENG, J.-H. (2008). Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 2, no. 3, pp. 330-340.
- TULADHAR, S. R., SINGH, J. G., ONGSAKUL, W. (2016). Multi-objective approach for distribution network reconfiguration with optimal DG power factor using NSPSO. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 12, pp. 2842-2851.