

Indicador de Resiliência de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Jullian C. Zan*, Etiane O. P. de Carvalho*, Leandro T. Marques**, Gustavo S. P. Rondon*, Benvindo R. Pereira Jr.*,
João Bosco A. London Jr.*

**Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos,
Universidade de São Paulo, São Carlos – SP
(e-mail: jullian@usp.br, etiane@usp.br, gustavospardon@usp.br, brpjuni@usp.br, jbalj@sc.usp.br).*
***Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso, Cuiabá - MT
(e-mail: leandro.marques@ufmt.br).*

Abstract: Interruptions in electricity supply in distribution systems (DSs) are inevitable, mainly due to permanent faults caused by the most diverse reasons. Among them, some are caused due to extreme weather events that have a High Impact and Low Probability of occurrence (HILP). Resilience is a concept related to the extreme events of HILP and refers to the ability of a DS to adapt, recover, and quickly restore consumer energy. The search to improve DSs' resilience has been a concern of several research studies today. This paper proposes resilience analysis through an index implemented in a multiobjective evolutionary algorithm that addresses the problem of service restoration in DSs. Simulations were performed in a literature DS considering the presence of distributed generation and manually and remotely controlled switches. The results indicate the relevance of increasing the level of resilience through the penetration of distributed generation and the allocation of automatic switches, indicating possibilities for the evolution of this research by optimizing these resources.

Resumo: Interrupções no fornecimento de energia elétrica nos Sistemas de Distribuição (SDs) são inevitáveis, em virtude, principalmente, da ocorrência de faltas permanentes causadas pelos mais diversos motivos. Dentre estes, alguns são ocasionadas por eventos climáticos extremos de Baixa Probabilidade de ocorrência e Alto Impacto (BPAI). A resiliência é um conceito que está relacionado às faltas permanentes de BPAI, e refere-se à capacidade de um SD de se adaptar, se recuperar e restaurar rapidamente a energia para os consumidores após a ocorrência desses eventos. A busca pela melhoria da resiliência em SDs tem sido a preocupação de várias pesquisas atualmente. Este trabalho propõe a análise da resiliência através de um indicador implementado junto a um algoritmo evolutivo multiobjetivo que trata do problema de restabelecimento de energia em SDs. Simulações foram realizadas em um SD da literatura considerando a presença de geração distribuída e de chaves controladas manualmente e remotamente. Os resultados obtidos indicam a relevância de se aumentar o nível de resiliência através da penetração de geração distribuída e da alocação de chaves automáticas, além disso, apontam para possibilidades de evolução da pesquisa através da otimização desses recursos.

Keywords: Resilience; power distribution system; service restoration; distributed generation; remotely controlled switches.

Palavras-chaves: Resiliência; Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica; Restabelecimento de Energia; Geração Distribuída; Chaves Controladas Remotamente.

1. INTRODUÇÃO

Embora eventos climáticos extremos, tais como: inundações, furacões, tempestades tropicais, terremotos, e outros, sejam raros, suas ocorrências resultam em extensas interrupções de energia elétrica e grandes impactos econômicos. Chamados de eventos de Baixa Probabilidade de ocorrência e Alto Impacto (BPAI), estima-se que tais eventos causem entre 50% e 60% das interrupções de energia elétrica nos EUA (Salman et al., 2015) e representem uma perda econômica anual entre \$20 e \$50 bilhões de dólares (Campbell, 2012).

House of Lords, Science and Technology Select Committee (2017) e Strigini (2012) definiram a resiliência como a capacidade de um sistema em antecipar, absorver, resistir e se recuperar de eventos ou de adversidades extremas. Assim, para reduzir os impactos causados pelos eventos climáticos extremos na infraestrutura dos Sistemas de Distribuição (SDs) de energia elétrica, várias estratégias de aprimoramento de resiliência têm sido estudadas: planejamento a longo prazo, preparação pré-evento e restauração pós-evento (Zhang et al., 2021).

Segundo Panteli et al. (2017), a resiliência em SDs tem sido investigada através de duas perspectivas diferentes:

i) estratégias de robustez (isto é, gestão e controle de vegetação e robustez das linhas), e, ii) estratégias operacionais *smart* (isto é, automação de distribuição, operação de micro redes e auto recuperação).

Prior (2015), decompõe a resiliência em quatro propriedades: i) *Robustez*: indica a resistência de um sistema ou dos componentes desse sistema quando da ocorrência de um evento extremo; ii) *Redundância*: indica se há um outro sistema ou componente de um subsistema que pode substituir aquele que está em falha; iii) *Desenvoltura*: apresenta a disponibilidade e habilidade para direcionar recursos para um sistema com o objetivo de melhorar sua robustez; e iv) *Rapidez*: indica a rapidez que o sistema pode ser restaurado após uma falta.

A resiliência é um fator fundamental em SDs, especialmente em contextos modernos onde a confiabilidade do fornecimento é essencial para o funcionamento de muitos setores da sociedade. Assim, um indicador de resiliência pode avaliar a capacidade de um SD em lidar com perturbações extremas, se recuperar rapidamente e continuar operando de forma confiável e eficiente. Em suma, o indicador é importante, pois permite a avaliação de riscos, o planejamento de contingência, tomada de decisões mais precisas, redução de multas de concessionárias e a satisfação dos clientes.

Este trabalho apresenta um indicador de resiliência em SDs de energia elétrica com o intuito de analisar a resiliência do sistema na configuração de rede atual e, também, buscar melhorias do índice através das dimensões de *desenvoltura* e *rapidez*. Com relação a *desenvoltura*, esta envolve, entre outros fatores, a importância da penetração de Geração Distribuída (GD) e sua operação de maneira ilhada durante uma falta permanente. Ao passo que a *rapidez* é alcançada pela substituição de Chaves Controladas Manualmente (CCM) por chaves Controladas Remotamente (CCR).

O indicador de resiliência utiliza de um Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo (AEMO) (Camillo, 2020; Carvalho, 2020) para seu cálculo. Estes AEMOs obtêm soluções para o problema de Restabelecimento de Energia (RE) em SDs que resultaram em metodologias rápidas e eficazes. Tais metodologias foram testadas e aplicadas à uma concessionária de energia brasileira que possui SDs reais e de grande porte.

O algoritmo da metodologia proposta foi implementado em linguagem C e várias simulações em um SD da literatura de 72 barras (Martins, 2019) foram realizadas. O SD testado considera a presença de GDs, CCMs e CCRs.

O restante do trabalho é organizado como segue: a Seção 2 introduz a metodologia, abordando o problema de RE, o indicador de resiliência e o tempo de operação dos chaveamentos; a Seção 3 fornece resultados das simulações da metodologia para um SD da literatura; finalmente, a Seção 4 apresenta as conclusões e sugestões para pesquisas futuras.

2. METODOLOGIA

2.1 Restabelecimento de Energia

O problema de RE é um elemento intrínseco para obtenção do nível de resiliência apresentado nesta pesquisa, já que o indicador de resiliência carece dos tempos de manobras e do número de consumidores restaurados para cada chaveamento, conforme será apresentado com mais detalhes na seção 2.2. Portanto, antes de adentrar ao indicador de resiliência proposto é importante abordar sobre o problema de RE em SDs e qual metodologia adotada para sua solução.

Para vários problemas envolvendo SDs, incluindo RE, a rede elétrica pode ser vista como um conjunto de setores (agrupamento de várias barras e condutores separados por chaves seccionadoras) (Camillo, 2020; Carvalho, 2020; Marques, 2018). Esta topologia ajuda na eficiência da metodologia para o tratamento de RE.

Os SDs operam em configurações radiais, assim, depois do setor em falta ser identificado e isolado, os setores a jusante ficam desenergizados. Embora os consumidores dentro do setor em falta devam permanecer desenergizados até o final do serviço de manutenção, os setores desenergizados localizados a jusante devem ser rapidamente restaurados (Camillo, 2020; Carvalho, 2020; Marques, 2018). Uma das estratégias para essa restauração é a reconfiguração de redes.

A reconfiguração de redes é definida como a alteração da topologia do SD pela abertura de chaves seccionadoras Normalmente Fechadas (NFs) e pelo fechamento de chaves Normalmente Abertas (NAs). Quando aplicado ao contexto do problema de RE, a solução consiste na determinação do número mínimo de chaveamentos que resulta em uma nova configuração radial com o número mínimo de consumidores desenergizados e sem a violação nas restrições operacionais (limites de tensão, carregamento das redes, e carregamento das subestações). Portanto, o RE é um problema de otimização complexo que envolve múltiplos objetivos e está sujeito a múltiplas restrições que podem ser modelados matematicamente em (1).

$$\text{Min } \phi(G) \text{ e } \psi(G)$$

s.a.

- *G deve ser uma floresta de grafo (configuração radial);*
 - *Ausência de violações dos limites das tensões;*
 - *Ausência de sobrecarga nas linhas;*
 - *Ausência de sobrecarga nos transformadores;*
 - *Manter a potência ativa, reativa e fator de potência, das GDs, dentro dos limites operacionais.*
- (1)

No qual G é uma configuração radial do SD, representada por uma floresta de grafos; $\phi(G)$ é o número de consumidores desenergizados, e, $\psi(G)$ é o número de operações de chaveamentos necessários para alcançar a topologia G a partir da configuração pré-falta.

A solução do problema é denominada Plano de Restabelecimento de Energia (PRE) e é composta de um número mínimo de operações de chaveamento que resultam em uma configuração com o menor número possível de consumidores desenergizados sem violar as restrições operacionais e a topologia radial de operação da rede. Após os serviços de manutenção nos setores em falta, a sequência de chaveamento reversa é aplicada para que o SD retorne à configuração padrão pré-falta.

Assim, entre as metodologias desenvolvidas para resolver o problema de RE, o AEMO, apresentado nos trabalhos de Camillo (2020) e Carvalho (2020), é considerado nesta pesquisa, já que a metodologia considera SDs reais de grande porte e a penetração de GDs. Os resultados desses trabalhos mostraram que a metodologia pode gerar PREs de maneira eficaz, rápida e sem a simplificação das características da rede (representando todas as barras, CCMs, CCRs, linhas e cargas do sistema).

O AEMO explora o espaço de busca dos objetivos usando o conceito de subpopulação em tabelas. O conjunto de tabelas pode ser dividido em dois critérios: *i*) tabelas associadas com os objetivos e restrições do problema de RE; e *ii*) tabelas para melhorar a diversidade no espaço de busca dos objetivos.

O AEMO compreende, basicamente, duas fases: Fase 1 - geração e análise de factibilidade de todas as possíveis soluções considerando somente as chaves NAs próximas as áreas desenergizadas, denominada busca exaustiva local, e Fase 2 - aplicação do processo evolutivo usando todas as possíveis configurações iniciais geradas na Fase 1. A Fase 2 é executada apenas quando as soluções da Fase 1 não recuperam todos os setores desenergizados a jusante dos setores em falta.

2.2 Indicador de Resiliência

O indicador de resiliência em SDs de energia elétrica apresentado neste trabalho considera o conceito da curva de resiliência apresentado na Fig. 1, proposto em Panteli & Mancarella (2015) e, também adotado em Fanucchi et al. (2019), Liu et al. (2021) e Wang et al. (2019).

A Fig. 1 apresenta o conceito da curva de resiliência em um SD associado a um evento climático extremo. $R(t)$ é a função de resiliência do sistema, que pode ser representada pela capacidade da infraestrutura em fornecer energia aos consumidores ou pelo número de consumidores atendidos (Ouyang & Dueñas-Osorio, 2014). Neste trabalho, a função $R(t)$ considera o número de consumidores energizados no momento t , representada de maneira normalizada, ou seja, $R(t_0)$ é 1, logo é considerado que todos os consumidores são atendidos no instante pré-evento. Outra consideração deste trabalho é a representação do eixo t (tempo) em minutos.

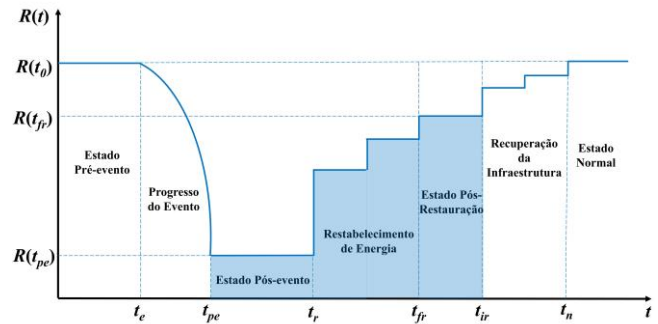


Fig. 1 Conceito de curva de resiliência.

Quando um evento disruptivo atinge o SD, em (t_e) , o nível de resiliência começa a reduzir devido a sua degradação. O período pós-evento (t_{pe}), com nível de resiliência $R(t_{pe})$, indica a situação do sistema após o evento extremo. Este nível de resiliência é diretamente relacionado com as propriedades de robustez, redundância e alta organização adaptativa do SD (Panteli & Mancarella, 2015).

Em t_r , inicia-se o processo de implantação do PRE obtido (neste trabalho através do AEMO), buscando reconectar todos os consumidores a jusante do(s) setor(es) em falta que estão saudáveis (sem falta). Quando todos os consumidores possíveis são restaurados, o processo de RE termina (t_{fr}). Os diferentes valores de $R(t)$ apresentados nesta etapa (período entre t_r e t_{fr}) representam o fechamento de chaves NAs restaurando parte dos setores saudáveis.

Após este período, o SD entra no estado pós-restauração, dado por $R(t_{fr})$, este estado permanece até a finalização da manutenção corretiva do(s) setor(es) em falta. Em t_{ir} inicia-se o processo de chaveamento para a restauração do(s) setor(es) em falta, e, por fim, em t_n , o SD retorna ao nível de resiliência inicial, ou seja, 1.

O indicador de resiliência proposto, R_{sl} , é representado pela área destacada da Fig. 1, período entre t_{pe} e t_{ir} . A equação (2) apresenta o cálculo da integral para a obtenção do indicador. Observa-se que quanto maior a área, maior é o valor do índice de resiliência do SD. Nota-se também que a solução para o problema de RE, intervalo entre t_r e t_{fr} , é essencial para a obtenção do indicador. Assim, a eficiência e rapidez para obtenção do PRE é diretamente proporcional ao aumento da resiliência do sistema.

$$R_{sl} = \int_{t_{pe}}^{t_{ir}} R(t) \cdot dt \quad (2)$$

O período adotado entre t_r e t_{ir} foi de 4 horas (240 minutos), que representa um tempo médio para a manutenção corretiva do(s) setor(es) faltoso(s) (Marques, 2018). Dessa forma, como este tempo é constante, o nível de resiliência depende do desempenho de $R(t)$, ou seja, a rapidez com que o sistema restaura o número de consumidores, através dos chaveamentos (reconfiguração de redes).

2.3 Tempo de Operação dos Chaveamentos

Conforme destacado na subseção anterior, o desafio para obter o indicador de resiliência está relacionado com a realização dos chaveamentos durante o RE. Dessa forma, é importante apresentar a maneira como o valor do tempo foi considerado para a realização da manobra de uma chave seccionadora.

Em (3) é calculado o tempo total de operação de chaveamento, conforme apresentado em Camillo (2020):

$$t_T = t_{ac_eq} + t_{des_eq} + t_{pre_eq} + t_{esp} + t_{op} \quad (3)$$

onde t_T é o tempo total para a realização de operação de chaveamento; t_{ac_eq} é o tempo para acionamento da equipe que realizará a manobra até o registro do aceite da referida equipe (seu valor é desprezível para manobras em CCRs); t_{des_eq} é o tempo necessário para o deslocamento da equipe designada para operação da chave (considera o intervalo do momento do aceite da equipe de campo até a chegada da mesma no local da chave, seu valor é desprezível para manobras em CCRs); t_{pre_eq} é o tempo necessário para a preparação da equipe para operação da chave (considera o intervalo da chegada da equipe no local da chave até a comunicação com o Centro de Operação da Distribuição – COD informando estar pronta para a realização da manobra, seu valor é desprezível para manobras em CCRs); t_{esp} é o tempo necessário para a realização das pré-condições de operação da chave (considera o intervalo entre a comunicação da equipe para o COD informando estar preparada para operação da chave até a liberação pelo COD para realização da operação, seu valor é desprezível para manobras em CCRs); t_{op} é o tempo necessário para realização da operação da chave (considera o intervalo entre a liberação do COD para operação da chave pela equipe e a efetivação da manobra com retorno ao COD informando a conclusão da mesma).

A Fig. 2 apresenta um exemplo de linha do tempo para o chaveamento de uma CCM contendo todos os intervalos que constituem o valor de t_T . A escolha de representar o chaveamento de uma CCM foi realizada para que nenhum dos tempos seja desprezado.

Para uma estimativa mais precisa do nível de resiliência, faz-se necessário conhecer principalmente: a quantidade, características e localização das equipes disponíveis para operação das chaves no decorrer do tempo, a posição geográfica das chaves, as rotas disponíveis para os deslocamentos e as respectivas condições de trânsito. A obtenção desses valores e a implementação de uma estratégia computacional em tempo real, serão abordados em pesquisas futuras. Dessa forma, o presente trabalho utiliza de algumas considerações para realizar o cálculo do indicador de resiliência, como: i) o processo de restabelecimento será realizado por uma única equipe que realizará as manobras das chaves de maneira sequencial e ininterrupta; ii) não serão utilizados os valores da posição da equipe e da posição das chaves, assim o valor de deslocamento será o mesmo

independente da CCM a ser manobrada; iii) os valores do tempo de acionamento e tempo de espera serão os mesmos para todas as manobras, independentemente do subtipo de CCM utilizada; e iv) os valores de preparação e operação das chaves serão fixados de acordo com cada tipo de chave.

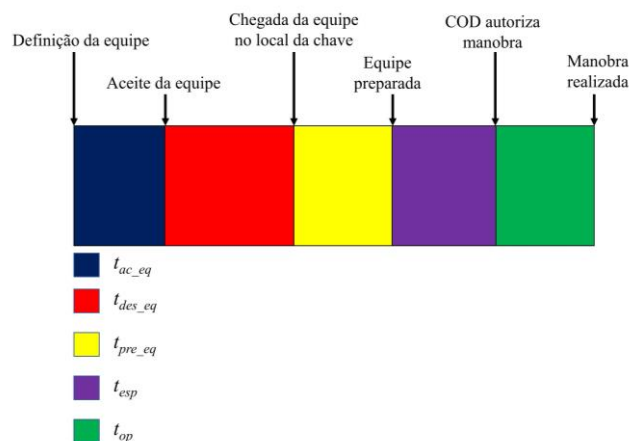


Fig. 2 Exemplo de linha do tempo da operação de uma CCM. Fonte: Adaptado de (Camillo, 2020).

3. RESULTADOS

Para validar a metodologia proposta foram realizadas simulações em um SD de 72 barras da literatura, apresentado em Martins (2019). Para isso foi utilizado um computador com processador Intel Core i7-7500U de 2,70 GHz, 16 GB de memória RAM e sistema operacional Ubuntu 18.04.4 LTS. O programa computacional da metodologia proposta foi codificado em linguagem C.

A topologia do sistema é apresentada na Fig. 3 (os quadrados em vermelho são as chaves NFs, em verde as chaves NAs, em tracejado são os setores e os círculos em preto representam as barras). O SD possui 42 setores, 4 subestações, 4 alimentadores e 42 chaves de manobras, as quais, todas são consideradas como CCRs. Para avaliar a metodologia proposta com relação a penetração de GDs, optou-se por incluir 5 GDs (alocadas nos círculos em amarelo da Fig. 3) com diferentes características apresentadas na Tabela 1 (Carvalho, 2020).

Tabela 1. Parâmetros das GDs

Parâmetros	GD 1	GD 2	GD 3	GD 4	GD 5
Barra (Setor)	3 (3)	21 (19)	38 (25)	55 (36)	58 (41)
P_{max} (kW)	800	800	800	600	1.500
FP limite	0,75	0,8	0,8	0,8	0,8
$P_{pré-falta}$ (kW)	550	400	400	250	1.000
$Q_{pré-falta}$ (kVar)	487,5	412,5	300	187,5	750
Capacidade black start	sim	sim	sim	não	sim

Fonte: Adaptado de (Carvalho, 2020)

Para a obtenção dos resultados, o AEMO com o cálculo do indicador de resiliência foi executado para o SD base

apresentado na Fig. 3. Foi considerado uma falta permanente por vez em cada um dos 42 setores, e realizadas 10 simulações para cada um dos casos de falta, totalizando assim 420 simulações.

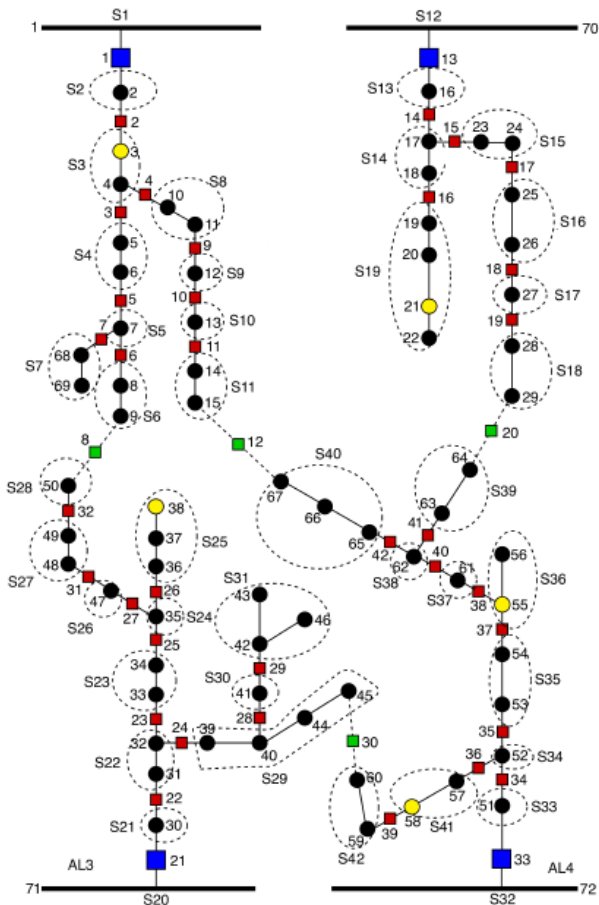


Fig. 3 SD de 72 barras.

Fonte: Adaptado de (Martins, 2019)

Os resultados do indicador de resiliência para todas as simulações do caso base são apresentados na Fig. 4 e os resultados sintetizados na Tabela 2. Analisando os resultados, pode-se observar que o maior nível de resiliência para o SD nesta configuração base considerando apenas casos de falta simples, ocorre quando há uma falta no setor 9, ou seja, entre todas as faltas simples no SD, essa é a que possui maior capacidade do sistema em se adaptar e se recuperar rapidamente. Por outro lado, o pior índice de resiliência é quando a falta simples ocorre no setor 29, nesse caso, um maior número de consumidores fica desenergizados durante um maior intervalo de tempo. Outro ponto a se destacar é que o valor médio da resiliência para este SD, nesta configuração base, é de 0,9654, ou seja, este valor representa o índice médio de resiliência para esta configuração, com esta infraestrutura, após realizar uma simulação de falta simples em cada um dos setores que o SD possui.

Além do caso base, mais três estudos de caso foram realizados: *i*) o estudo de caso 1 desconsidera a penetração das 5 GDs e mantém todas as chaves como sendo CCRs; *ii*) o

estudo de caso 2 considera as 5 GDs, porém considera que todas as chaves são CCMs, com as características de tempo de operação apresentadas na subseção 2.3; por último, *iii*) o estudo de caso 3 considera o SD sem as GDs e com CCMs.

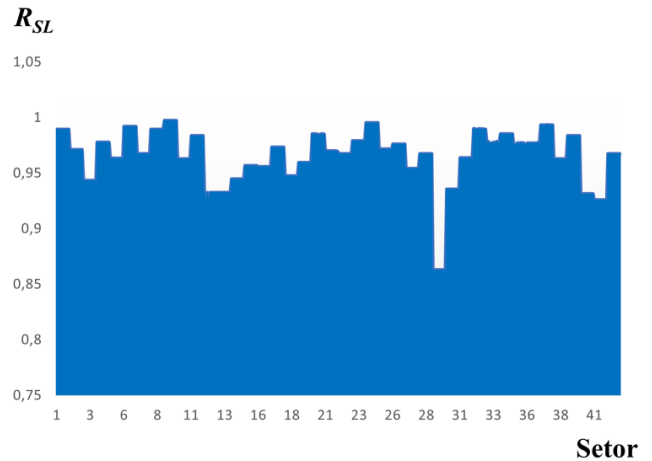


Fig. 4 Valores do indicador de resiliência para o Caso Base.

Tabela 2. Resultados para o Caso Base

Caso Base (SD com GDs e com CCRs)			
	Setor em Falta	Simulações	Resiliência
Máximo	9	todas	0,9975
Mínimo	29	todas	0,8631
Média	-	-	0,9654

Tabela 3. Resultados para o Estudo de Caso 1

Estudo de Caso 1 (SD sem GDs e com CCRs)			
	Setor em Falta	Simulações	Resiliência
Máximo	9	todas	0,9975
Mínimo	29	todas	0,8631
Média	-	-	0,9516

Tabela 4. Resultados para o Estudo de Caso 2

Estudo de Caso 2 (SD com GDs e com CCMs)			
	Setor em Falta	Simulações	Resiliência
Máximo	6	todas	0,9921
Mínimo	12	todas	0,8544
Média	-	-	0,9398

Tabela 5. Resultados para o Estudo de Caso 3

Estudo de Caso 3 (SD sem GDs e com CCMs)			
	Setor em Falta	Simulações	Resiliência
Máximo	6	todas	0,9921
Mínimo	12 e 13	todas	0,7606
Média	-	-	0,9170

Analisando os resultados apresentados nas Tabelas 3, 4 e 5, e, comparando os mesmos com a Tabela 2, observa-se que há uma redução gradativa no indicador de resiliência médio do SD. Os valores médios apresentam uma redução de 1,4%, 2,7 % e 5,0 % para os estudo de caso 1, 2 e 3, respectivamente. Analisando o caso mais crítico, nota-se uma

redução no indicador de resiliência mínimo de 11,9 % quando se compara o estudo de caso 3 com o caso base.

Assim, pode-se observar a importância da penetração de GDs nos SDs e suas operações ilhadas para o aumento do nível da resiliência do sistema. Além disso, observa-se também a relevância de se trocar CCMs por CCRs, já que, dessa maneira, há uma maior capacidade do sistema em se restaurar rapidamente quando da ocorrência de eventos climáticos extremos.

4. CONCLUSÕES

A resiliência em SDs vem sendo um desafio complexo que requer uma abordagem que inclua a adoção de tecnologias avançadas, a implementação de estratégias de gerenciamento de energia eficientes e o treinamento de equipes de operação e manutenção. Com base nas evidências apresentadas nesta pesquisa, observa-se que a resiliência em SDs é um indicador crucial para garantir a confiabilidade e a eficiência de SDs.

Nessa perspectiva, o trabalho apresentou a importância em se considerar GDs em SDs, bem como sua operação ilhada no momento de faltas permanentes. Além disso, observou-se a relevância da alocação de chaves automáticas, aumentando a capacidade do sistema em se restaurar rapidamente.

Como proposta para evolução da pesquisa, trabalhos futuros se concentrarão na otimização da alocação de chaves seccionadoras (planejamento) e a otimização da troca de CCMs por CCRs. Os objetivos das pesquisas futuras visam proporcionar às concessionárias, a indicação dos locais cruciais que devem realizar essas alocações e/ou trocas de chaves, para que haja um aumento do nível de resiliência de maneira gradual, otimizada e que considere os aspectos econômicos para a sua tomada de decisão.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade de São Paulo (USP), a Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT) e as agências de fomento CAPES (processo nº 88887.510860/ 2020-00), CNPq (processo nº 314439/2021-8) e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso - FAPEMAT (processos FAPEMAT.0001465/2022 e FAPEMAT-PRO-2022/01047).

REFERÊNCIAS

Camillo, M. H. M. (2020). Otimização multiobjetivo para tratamento de diversas etapas do processo de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição reais. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

Campbell, R. J. (2012). CRS Report for Congress Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency Specialist in Energy Policy Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency Congressional Research Service Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency Congressional Research Service. www.crs.gov

Carvalho, E. O. P. (2020). Restabelecimento de Energia

em Sistemas de Distribuição Considerando a Existência de Geração Distribuída. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

Fanucchi, R. Z., Bessani, M., Camillo, M. H. M., Soares, A. S., London, J. B. A., Desuó, L., & Maciel, C. D. (2019). Stochastic indexes for power distribution systems resilience analysis. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 13(12), 2507–2516. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6667>

House of Lords, & Science and Technology Select Committee. (2017). 1 st report of session 2014-15 - The Resilience of the Electricity System. <http://www.parliament.uk/business/lords>

Liu, J., Qin, C., & Yu, Y. (2021). A Comprehensive Resilience-Oriented FLISR Method for Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(3), 2136–2152. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3047477>

Marques, L. T. (2018). Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição considerando aspectos práticos. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

Martins, G. F. A. (2019). Processo automático de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição modelado através de sistemas multiagentes. Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

Ouyang, M., & Dueñas-Osorio, L. (2014). Multi-dimensional hurricane resilience assessment of electric power systems. *Structural Safety*, 48, 15–24. <https://doi.org/10.1016/j.strusafe.2014.01.001>

Panteli, M., & Mancarella, P. (2015). The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience. *IEEE Power and Energy Magazine*, 13(3), 58–66. <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397334>

Panteli, M., Trakas, D. N., Mancarella, P., & Hatziargyriou, N. D. (2017). Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1202–1213. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2691357>

Prior, T. (2015). Measuring Critical Infrastructure Resilience: Possible Indicators. www.css.ethz.ch

Salman, A. M., Li, Y., & Stewart, M. G. (2015). Evaluating system reliability and targeted hardening strategies of power distribution systems subjected to hurricanes. *Reliability Engineering and System Safety*, 144, 319–333. <https://doi.org/10.1016/j.res.2015.07.028>

Strigini, L. (2012). Fault tolerance and resilience: meanings, measures and assessment. In *Resilience Assessment and Evaluation of Computing Systems*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-29032-9>

Wang, Z., Shen, C., Xu, Y., Liu, F., Wu, X., & Liu, C. C. (2019). Risk-limiting load restoration for resilience enhancement with intermittent energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), 2507–2522. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2803141>

Zhang, Q., Wang, Z., Ma, S., & Arif, A. (2021). Stochastic pre-event preparation for enhancing resilience of distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 152. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111636>