

Cálculo da Confiabilidade de Redes de Distribuição Inteligentes Considerando Microrredes AC e DC

Elson N. M. Silva* Anselmo B. Rodrigues* Maria G. Silva*

* Departamento de Engenharia Elétrica, UFMA, MA, (e-mails: elson-ms@hotmail.com; anselmo.rodrigues@ufma.br; guia.maria@ufma.br).

Abstract: The main objective of this paper is to propose a probabilistic method to evaluate reliability indices in radial power distribution networks considering AC and DC microgrids subject to technical constraints associated with limits for voltages and angular frequency. The feasibility of these constraints is identified using a multi-slack power algorithm. Violations of these constraints are mapped to partial and total load loss events to evaluate reliability indices. These reliability indices were evaluated considering the uncertainties associated with: equipment failures, load variations and intermittency of renewable DG. The uncertainties modeling was performed using Sequential Monte Carlo Simulation. The tests results showed that the application of DC microgrids caused a reduction in the SAIFI and SAIDI indices. Furthermore, it can be observed that the relaxation of network constraints causes an underestimation of reliability indices in both AC and DC microgrids.

Resumo: O principal objetivo deste artigo é propor um método probabilístico para calcular índices de confiabilidade em redes de distribuição radiais considerando microrredes CA e CC sujeitas a restrições técnicas referentes aos limites na frequência angular e nas tensões. A factibilidade destas restrições é identificada usando-se um algoritmo de fluxo de potência com múltiplas barras de folga. As violações nas restrições técnicas são mapeadas para eventos de perda de carga total e parcial visando calcular índices de confiabilidade. Estes índices de confiabilidade foram calculados considerando-se incertezas associadas com: falhas nos equipamentos, variações de carga e intermitência na geração distribuída renovável. O modelamento destas incertezas foi realizado através da Simulação Monte Carlo Sequencial. Os resultados dos testes demonstraram que a aplicação de microrredes DC causou uma redução nos índices FEC e DEC. Além disso, pode-se observar que a relaxação de restrições de rede resultou na subestimação dos índices de confiabilidade tanto nas microrredes CA e CC.

Keywords: Islanding, Microgrids, Monte Carlo Simulation, Multi-Slack Power Flow, Reliability.

Palavras-chaves: Ilhamento, Microrredes, Simulação Monte Carlo, Fluxo de Potência com Múltiplas Barras de Folga, Confiabilidade.

1. INTRODUÇÃO

Uma microrrede pode ser definida como um aglomerado de cargas e Geradores Distribuídos (GD) que podem operar de forma interconectada ou ilhada. A operação ilhada ocorre quando há um distúrbio à montante do Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Neste caso, a microrrede é desconectada do PAC por uma chave de transferência estática e a carga da microrrede é suprida pela sua geração nativa. Conseqüentemente, a operação ilhada tem potencial para melhorar a confiabilidade de Redes de Distribuição Inteligentes (REI) devido as reduções na frequência e no tempo de restauração. O melhoramento na confiabilidade obtido com a formação da microrrede depende da factibilidade das restrições técnicas, isto é, limites para as tensões nodais e frequência angular. Caso contrário, se

estas restrições são violadas, dois tipos de eventos de perda de carga podem ocorrer (Billinton and Allan, 1996):

- i) Perda de carga sistêmica: este evento ocorre quando a violação da frequência causa a desconexão de todos os GD da microrrede devido as suas proteções de frequência. Conseqüentemente, não há geração disponível para suprir a carga nativa da microrrede.
- ii) Perda de carga nodal: desconexão da carga devido a operação da proteção de sobretensão/subtensão ou pelas sensibilidades dos equipamentos as variações de tensão.

É importante mencionar que há dois tipos de microrredes: CA (Corrente Alternada) e a CC (Corrente Contínua). Microrredes CC têm atraído a atenção das concessionárias e dos consumidores devido as seguintes vantagens (Elsayed et al., 2015): facilidade para conexão de GD CC (fotovoltaica e células à combustível) e sistemas de armazenamento de energia à baterias, aumento da capacidade de transfe-

* O projeto de pesquisa associado com este artigo foi financiado pelo CNPq e pela FAPEMA.

rência de potência, eliminação de problemas referentes a violação de frequência, redução nas perdas e minimização das quedas de tensão. Consequentemente, a aplicação de microrredes CC pode oferecer melhoramentos adicionais na confiabilidade da rede distribuição comparada com a microrrede AC. Portanto, é importante considerar a operação ilhada das microrredes na Avaliação Preditiva da Confiabilidade (APC).

Os primeiros artigos sobre a modelagem de microrredes na APC se basearam na combinação da Simulação Monte Carlo (SMC) com a análise no domínio do tempo (dinâmica) da operação ilhada (Issicaba et al., 2012; Rocha et al., 2017; Farag et al., 2013). A SMC foi usada para representar incertezas relacionadas a: flutuações de carga, falhas nos equipamentos e geração renovável. Por outro lado, a análise no domínio do tempo foi usada para estimar variações de frequência no modo ilhado. A escolha da análise dinâmica é justificada pelo fato de que os algoritmos de Fluxo de Potência com Múltiplas Barras de Folga (FPMF) para o cálculo da tensão e da frequência em microrredes CA ainda não tinham sido difundidos. A complexidade da análise de factibilidade da operação ilhada também resultou em alguns métodos aproximados baseados no modelo equivalente de barra única na qual todas as cargas e GD estão conectados (Wang et al., 2013; Chen et al., 2015; Atwa et al., 2011). Nestes modelos aproximados é possível apenas avaliar a adequação do subsistema de geração da microrrede, ou seja, se a capacidade de geração disponível é suficiente para suprir a carga.

A emergência de métodos de FPMF (Abdelaziz et al., 2013; Jabr et al., 2018; Nassar and Salama, 2017; Silva et al., 2020) disponibilizou uma ferramenta precisa de baixo custo para realizar a análise de factibilidade da operação ilhada. A referência (Araújo et al., 2017) combinou algoritmos de FPMF CA para avaliar o impacto das estratégias de controle primário e secundário da microrrede nos índices de confiabilidade da rede de distribuição. Como há dois tipos de microrredes (CA e CC), foram também desenvolvidos algoritmos de FPMF para as microrredes CC (Garcés, 2018; Asad and Kazemi, 2015; Silva et al., 2023). Entretanto, o impacto das microrredes CC nos índices de confiabilidade foi avaliado usando-se apenas algoritmos simplificados baseados na análise de conectividade, isto é, ignorando-se as restrições técnicas durante a operação ilhada (Baboli, 2016; Ghadiri et al., 2014; Xu et al., 2019). Portanto, torna-se necessário desenvolver uma metodologia para calcular índices de confiabilidade considerando-se restrições técnicas na operação ilhada de microrredes CA e CC para evitar a subestimação dos índices de confiabilidade.

O principal objetivo deste artigo é propor um método probabilístico para calcular índices de confiabilidade em redes de distribuição radiais considerando a operação ilhada de microrredes CA e CC sujeito a restrições técnicas. As violações nestas restrições foram identificadas usando-se algoritmos de FPMF baseados na varredura regressiva/progressiva para microrredes CA (Silva et al., 2020) e CC (Silva et al., 2023). Adicionalmente, restrições técnicas sobre transferências de carga para alimentadores adjacentes foram consideradas. As violações nestas restrições foram mapeadas para eventos de perda de carga nodais e sistêmicos para calcular índices de confiabilidade associa-

dos com a frequência e a duração das interrupções. Estes índices de confiabilidade foram calculados considerando-se as seguintes incertezas: falhas nos equipamentos, variações na carga e intermitência na GD renovável. A modelagem destas incertezas foi realizada usando-se a SMC Sequencial (SMCS) (Billinton and Allan, 1996; Wang and Billinton, 1999, 2001). A técnica proposta foi testada em uma versão reduzida do sistema-teste Lee Willis (Coelho et al., 2006) com dois alimentadores e quatro microrredes. Os resultados dos testes com este sistema demonstraram que a aplicação de microrredes CC causou uma redução nos índices FEC e DEC. Contudo, os índices de confiabilidade foram deteriorados na presença de uma penetração elevada de GD Fotovoltaica (GDFV) devido a problemas de sobretensão. Além disso, pode-se observar que a inclusão de restrições de rede causou uma subestimação dos índices de confiabilidade nas microrredes CA e CC. Esta subestimação é menos severa nas microrredes CC.

2. ANÁLISE PREDITIVA DA CONFIABILIDADE CONSIDERANDO MICRORREDES AC E DC

2.1 Simulação do Gerenciamento de Interrupções com Microrredes

A estimação de índices de confiabilidade em redes de distribuição passivas pode ser realizada usando-se o Método Analítico de Enumeração de Estados ou a SMC (Brown, 2009; Billinton and Allan, 1996). O método de enumeração de estados tem como vantagem o seu baixo custo computacional, mas não é capaz de modelar as flutuações na carga e GD renovável. Portanto, a única opção disponível para avaliar a confiabilidade de redes de distribuição com microrredes é a SMC. É importante enfatizar que há duas versões da SMC: Não-sequencial (sem conexão cronológica) e Sequencial (inclui a dependência temporal) (Brown, 2009; Billinton and Allan, 1996; Billinton and Li, 1994). Entretanto, somente a SMCS pode ser usada para calcular índices de confiabilidade em redes de distribuição ativas, pois as variações de carga e de geração são dependentes do tempo. Independente da técnica usada para selecionar os estados do sistema (SMC ou enumeração), o coração da análise da APC é a simulação do gerenciamento das interrupções. Os principais passos do gerenciamento de interrupções em redes de distribuição são (Billinton and Allan, 1996; Brown, 2009):

- i) Ocorrência da Interrupção: uma falha ocorre que geralmente está associada com uma falta (curto-circuito);
- ii) Resposta da Proteção: dispositivos de proteção (tais como, religadores, disjuntores e fusíveis) operam para eliminar a falta.
- iii) Restauração à Montante: um dispositivo de chaveamento à montante da falta é aberto para isolar a falta do ponto de fornecimento principal. Esta operação permite o fechamento do dispositivo de proteção que eliminou a falta e a restauração do fornecimento de energia para os consumidores localizados entre a proteção e o dispositivo de chaveamento à montante da falta mais próximo da mesma.
- iv) Restauração à Jusante: componentes que permaneceram desenergizados após a restauração à montante

são isolados da falta abrindo-se dispositivos de seccionamento à jusante da falta. Estas manobras permitem que consumidores à jusante da falta sejam restaurados para pontos de fornecimento alternativos através do fechamento de chaves normalmente abertas.

- v) Reparo: equipes de manutenção consertam o componente falhado e o sistema retorna ao seu estado de operação normal.

É importante enfatizar que a topologia da rede é modificada após a restauração à jusante. Neste artigo, a mudança da topologia resultante da restauração à jusante é definida selecionando-se a chave normalmente aberta que restaura o máximo número de consumidores. Portanto, é importante analisar o estado da rede após a reconfiguração para detectar a violação de restrições técnicas, por exemplo, sobrecargas e/ou subtensões. As sobrecargas podem impedir a transferência de carga, pois o aumento no fluxo de corrente pode provocar a atuação da proteção de saída (religador ou disjuntor) do alimentador que está recebendo as cargas restauradas. Esta operação da proteção pode causar interrupções em pontos de carga que não estão localizados no alimentador falhado. Desta forma, os consumidores que seriam restaurados pela transferência de carga permanecem desenergizados se há ocorrência de sobrecargas após a reconfiguração. Por outro lado, as violações de tensão são menos severas, pois as cargas são equipadas com proteções contra variações de tensão. Portanto, após a reconfiguração, os nós com subtensões experimentam uma interrupção devido à atuação da proteção de tensão. Neste artigo, a identificação de violações em restrições técnicas em redes de distribuição CA e AC-DC é feita através do fluxo de potência de varredura regressiva/progressiva baseado no método de soma de potências (Baran and Wu, 1989).

A APC de REI deve considerar a operação ilhada de microrredes. Neste modo de operação, as cargas da microrrede são alimentadas pelos GD da microrrede. A simulação do gerenciamento de interrupções com microrredes será descrita com auxílio da rede de distribuição da Figura 1. O gerenciamento de interrupções para a rede de distribuição da Figura 1 será explicado para dois tipos de falta: falta interna à microrrede e falta externa à microrrede. Para uma falta fora da microrrede na seção S5, a proteção que elimina a falta é o religador R1. A operação de R1 causa uma interrupção em todos os pontos de carga do alimentador. Contudo, a microrrede passa do modo interconectado para o ilhado através da abertura da chave de transferência estática CTE1 que desconecta a microrrede do sistema da concessionária. A restauração à montante é realizada através da abertura da chave normalmente fechada NF2 pelo fechamento do religador R1. Estas manobras restauram o fornecimento de energia para o ponto de carga PC1. Os pontos de carga PC2 e PC3 têm o fornecimento de energia restabelecido somente após o reparo da seção S5. Adicionalmente, os pontos de carga PC4 e PC5 não experimentam nenhuma interrupção no fornecimento de energia, pois eles são supridos por GD1 e GD2 após a abertura de CTE1. É importante enfatizar que os pontos de carga PC4 e PC5 não experimentam interrupções somente se a microrrede composta por estas cargas e por GD1 e GD2 é viável com relação às restrições técnicas, isto é, limites de tensão e frequência. Se há uma violação de frequência, as proteções de frequência desconectam GD1 e GD2 cau-

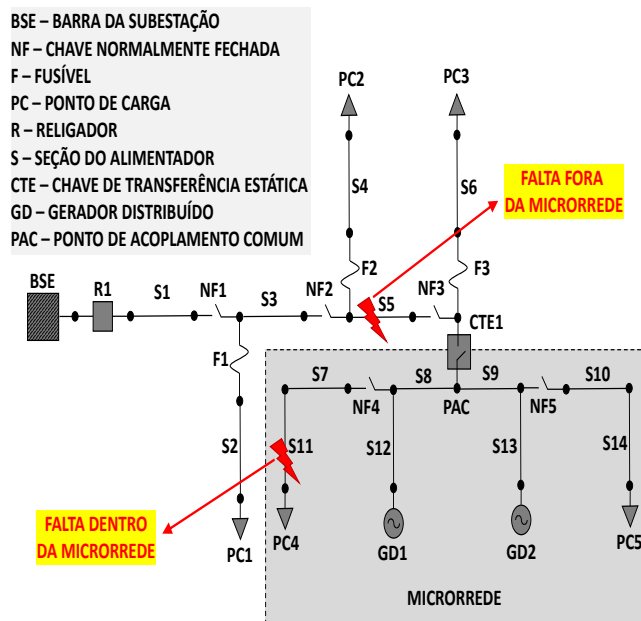


Figura 1. Exemplo de uma rede de distribuição com microrrede

sando um evento de perda de carga sistêmico. Neste caso, a operação ilhada é mal sucedida e os tempos de restauração dos pontos de carga PC4 e PC5 são iguais ao tempo de reparo da seção S5. Por outro lado, se há uma violação de tensão em PC4 ou PC5, o ponto de carga com a violação é desconectado pela sua respectiva proteção resultando em um evento de perda de carga nodal. Consequentemente, o tempo de restauração para o ponto de carga interrompido pela violação de tensão será igual ao tempo de reparo da seção S5. A ferramenta usada para identificar as violações explicadas acima é o FPMF (Abdelaziz et al., 2013; Jabr et al., 2018; Nassar and Salama, 2017; Silva et al., 2020). Neste artigo, os FPMF desenvolvidos em (Silva et al., 2020) e (Silva et al., 2023) foram aplicados para calcular o estado das microrredes CA e CC com operação ilhada, respectivamente.

Se a falta ocorre dentro da microrrede, então o curto-circuito é eliminado por CTE1. Em outras palavras, foi assumido que a CTE1 é equipada com um dispositivo de proteção. Além disso, é também possível aplicar os procedimentos de restauração à montante e à jusante se há disponibilidade de dispositivos de chaveamento para realizar as manobras requeridas. Desta forma, uma falta na seção S11 do sistema exemplo causará uma interrupção em PC4 e PC5 devido a uma operação da proteção de CTE1. Contudo, o fornecimento de energia é restaurado para PC5 através da restauração à montante com as manobras de CTE1 e NF4. Desta forma, os tempos de restauração de PC4 e PC5 para uma falta interna em S11 são iguais aos tempos de reparo e chaveamento para esta seção, respectivamente.

2.2 Despacho da Microrrede

A factibilidade de uma microrrede durante a operação ilhada depende dos ajustes dos parâmetros do controle droop de cada gerador, isto é, os valores de referência para as tensões e potências de saída ativa/reactiva dos GD.

É importante lembrar que a carga e os geradores distribuídos renováveis são variantes com relação ao tempo. Consequentemente, é necessário ajustar os parâmetros do controle droop para cada intervalo do período de estudo. O ajuste destes parâmetros pode ser realizado através da solução de um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) cuja função objetivo é a minimização dos custos de produção dos GD sujeito a: equações de balanço de potência, limites de tensão, carregamento máximo dos circuitos e intervalos para as potências de saída ativa/reactiva dos GD. O modelo de fluxo de potência linearizado, baseado em injeções de potência, proposto por Yang et al. (2017) foi usado neste artigo para solucionar o problema de FPO associado com os ajustes dos parâmetros de referência do controle droop. A escolha deste modelo é devido a robustez e baixo custo computacional dos algoritmos de programação linear para solucionar problemas de FPO lineares. A ACP é geralmente realizada em um período anual. Então, é necessário solucionar o FPO associado com o ajuste dos parâmetros do controle droop 8760 vezes. Neste artigo, o custo computacional desta tarefa foi reduzido usando-se técnicas de agrupamento de dados para as séries temporais de carga e geração renovável. Portanto, o FPO é executado somente para cada agrupamento de carga e geração. O despacho da microrrede é usado na ACP durante a simulação da operação ilhada das microrredes CA e CC. A seleção do despacho para uma dado estado de carga/geração se baseia na Mínima Distância Euclidiana entre os agrupamentos de carga/geração e o valor médio da carga/geração para o intervalo de tempo da interrupção.

2.3 Cálculo de Índices de Confiabilidade Baseados na Simulação Monte Carlo Sequencial

A partir da simulação do gerenciamento de interrupções, os índices de confiabilidade podem ser calculados usando-se a SMCS (Billinton and Allan, 1996; Wang and Billinton, 1999, 2001) com base nos Algoritmos 1 e 2 onde: FIC_i^{isim} (DIC_i^{isim}) é a frequência (duração) de interrupção individual por unidade consumidora para o ponto de carga i no ano simulado $isim$.

t_s is the simulation time.

\mathcal{D} é o conjunto de pontos de carga da rede de distribuição e $|\mathcal{D}|$ é a cardinalidade deste conjunto.

NC é o número de componentes.

λ_j , $MTTR_j$ e $MTTS_j$ são a taxa de falha e os tempos médios de reparo (Mean Time to Repair-MTTR) e chaveamento (Mean Time to Switch-MTTS) do componente j , respectivamente.

$U_{1,2,3}$ é número aleatório com distribuição uniforme.

t_j^{ope} , t_j^{rep} e t_j^{cha} são os valores amostrados dos tempos de operação, reparo e chaveamento para o componente j , respectivamente.

Ω_μ^j é o conjunto de microrredes interrompidas por uma falha no componente j .

$\mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$ ($\mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$) é o conjunto de pontos de carga da rede microrrede AC (CC) i_μ com violações de tensão.

\mathcal{D}_{i_μ} é conjunto de pontos de carga da microrrede i_μ .

t^{rest} é o vetor de tempos de restauração dos pontos de carga.

Após as amostras dos índices de confiabilidade terem sido geradas via SMCS, pode-se estimar os valores esperados

Algoritmo 1 ACP via SMCS - Parte 1 - Operação Ilhada das Microrredes CA e CC

Entrada: dados dos componentes da rede de distribuição e das microrredes (cargas, GD e circuitos); tamanho da amostra para a SMCS (NS); séries temporais de carga e radiação solar; conjunto de microrredes (Ω_μ); tempo de missão para a SMC (T).

Saída: Amostras dos índices de confiabilidade.

```

1: Ajusta os parâmetros do controle droop para cada
   microrrede baseado no modelo de FPO linear.
2: for  $isim = 1$  to  $NS$  do
3:    $FIC_i^{isim} \leftarrow 0$ ,  $DIC_i^{isim} \leftarrow 0 \forall i = 1, \dots, |\mathcal{D}|$ 
4:   for  $j = 1$  to  $NC$  do
5:      $t_s \leftarrow 0$ 
6:     Get  $\lambda_j$  and  $MTTR_j$ 
7:     while  $t_s \leq T$  do
8:       // Amostragem da duração dos estados
9:        $t_j^{ope} = -(T/\lambda_j) \times \ln(U_1)$ 
10:       $t_j^{rep} = -MTTR_j \times \ln(U_2)$ 
11:       $t_j^{cha} = -MTTS_j \times \ln(U_3)$ 
12:      // Atualiza o tempo de operação
13:       $t_s \leftarrow t_s + t_j^{ope}$ 
14:      if  $t_s > T$  then
15:        break
16:      end if
17:      Identifica o subconjunto  $\Omega_\mu^j \subseteq \Omega_\mu$ 
18:      Determina os valores médios da carga e
      da geração para o tempo de reparo do
      componente  $j$ .
19:      Seleciona o despacho da microrrede baseado
      na mínima distância com relação aos valores
      médios da carga e da geração.
20:      for all  $i_\mu \in \Omega_\mu^j$  do
21:        if a microrrede  $i_\mu$  é CA then
22:          Resolver o FPMF CA
23:          if há apenas violações de tensão then
24:            Definir o conjunto  $\mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$ 
25:            for all  $i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$  do
26:               $FIC_i^{isim} \leftarrow FIC_i^{isim} + 1$ 
27:               $DIC_i^{isim} \leftarrow DIC_i^{isim} + t_j^{rep}$ 
28:            end for
29:          end if
30:          if há violação de frequência then
31:            for all  $i \in \mathcal{D}_{i_\mu}^{CA}$  do
32:               $FIC_i^{isim} \leftarrow FIC_i^{isim} + 1$ 
33:               $DIC_i^{isim} \leftarrow DIC_i^{isim} + t_j^{rep}$ 
34:            end for
35:          end if
36:        end if
37:        if a microrrede  $i_\mu$  é CC then
38:          Resolver o FPMF CC
39:          if há apenas violações de tensão then
40:            Definir o conjunto  $\mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$ 
41:            for all  $i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$  do
42:               $FIC_i^{isim} \leftarrow FIC_i^{isim} + 1$ 
43:               $DIC_i^{isim} \leftarrow DIC_i^{isim} + t_j^{rep}$ 
44:            end for
45:          end if
46:        end if
47:      end for // Laço das microrredes

```

Algoritmo 2 ACP via SMCS - Parte 2 - Isolamento e Restauração da Falta

```

48:      // Resposta da Proteção
49:      Define o conjunto  $\mathcal{P}_j$  composto pelos pontos
      de carga interrompidos pela proteção que
      eliminou a falta no componente  $j$ .
50:      // Restauração à Montante
51:      Define o conjunto  $\mathcal{K}_j$  cujos componentes
      são os pontos de carga re-energizados pela
      restauração à montante para uma falta no
      componente  $j$ .
52:      // Restauração à Jusante
53:      Define o conjunto  $\mathcal{J}_j$  cujos componentes
      são os pontos de carga re-energizados pela
      restauração à jusante para uma falta no
      componente  $j$ .
54:      Define a topologia da rede após a reconfi-
      guração realizada na restauração à jusante.
55:      // Factibilidade da Reconfiguração
56:      Resolve o fluxo de potência convencional
      (barra de folga única) para a topologia da
      rede resultante da reconfiguração.
57:      // Definição dos tempos de restauração
58:       $t_i^{rest} = 0 \forall i = 1, \dots, |\mathcal{D}|$ 
59:      // Para os pontos de carga de  $\mathcal{J}_j$ 
60:      if não há violação na reconfiguração then
61:          $t_i^{rest} \leftarrow t_j^{cha} \forall i \in \mathcal{J}_j$ 
62:      end if
63:      if há sobrecargas na reconfiguração then
64:          $t_i^{rest} \leftarrow t_j^{rep} \forall i \in \mathcal{J}_j$ 
65:      end if
66:      if há violações de tensão na reconfig. then
67:         Define o subconjunto  $\Upsilon_j^V$  composto
         pelos pontos de carga de  $\mathcal{J}_j$  nos quais
         há violações de tensão.
68:          $t_i^{rest} \leftarrow t_j^{rep} \forall i \in \Upsilon_j^V$ 
69:          $t_i^{rest} \leftarrow t_j^{cha} \forall i \notin \Upsilon_j^V$ 
70:      end if
71:      // Para os pontos de carga não restaurados
72:       $t_i^{rest} = t_j^{rep} \forall i \in \mathcal{P}_j - (\mathcal{K}_j \cup \mathcal{J}_j)$ 
73:      // Para o conjunto  $\mathcal{K}_j$ 
74:       $t_i^{rest} = t_j^{cha} \forall i \in \mathcal{K}_j$ 
75:      // Atualização dos índices de confiabilidade
76:       $FIC_i^{isim} \leftarrow FIC_i^{isim} + 1 \forall i \in \mathcal{P}_j$ 
77:       $DIC_i^{isim} \leftarrow DIC_i^{isim} + t_i^{rest} \forall i = 1, \dots, |\mathcal{D}|$ 
78:      // Atualização do tempo de simulação
79:       $t_s \leftarrow t_s + t_j^{rep}$ 
80:      end while// Laço do tempo de simulação
81:      end for// Laço dos componentes
82:      // Cálculo dos índices de confiabilidade
83:       $FEC^{isim} \leftarrow \sum_{i \in \mathcal{D}} (N_i^{cust} \times FIC_i^{isim}) / N_{tot}^{cust}$ 
84:       $DEC^{isim} \leftarrow \sum_{i \in \mathcal{D}} (N_i^{cust} \times DIC_i^{isim}) / N_{tot}^{cust}$ 
85:      Atualiza as amostras dos índices FEC e DEC
86:      end for// Laço das amostras

```

destes índices usando-se a definição de média amostral. Por exemplo, os valores estimados dos índices FEC e DEC são calculados de acordo com (1) e (2).

$$\tilde{E}[FEC] = \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{NS} FEC^{isim} \quad (1)$$

$$\tilde{E}[DEC] = \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{NS} DEC^{isim} \quad (2)$$

3. RESULTADOS

Os efeitos da inclusão de restrições técnicas na operação ilhada de microrredes sobre os índices de confiabilidade podem mascarados devido a diversos fatores, tais como: falhas de inversores/retificadores e diferenças entre os dados de confiabilidade (taxas de falha e tempos de reparo) para os equipamentos CA e CC. Consequentemente, é importante estabelecer algumas hipóteses para mostrar claramente o impacto das restrições técnicas sobre a APC com operação ilhada de microrredes AC e DC. Devido a isso, a APC realizada neste artigo se baseia nas seguintes suposições:

- i) Um sistema trifásico aéreo sem condutor neutro é convertido para uma configuração CC simétrica bipolar com o mesmo nível de tensão (Zhang et al., 2019). Desta forma, os três condutores da rede CA são transformados nos condutores positivo, negativo e neutro da rede CC. Consequentemente, o mesmo número de condutores é usado nas redes CA e CC.
- ii) As redes CA e CC são expostas as mesmas causas de falhas, tais como: árvores, animais, tempo adverso, etc. Este efeito é devido a construção da rede CC ser baseada nos mesmos parâmetros da rede CA: número de condutores, geometria e nível de tensão (hipótese do item (i)) (Zhang et al., 2019). Consequentemente, consequentemente as taxas de falha e tempos de reparo das redes CA e CC são similares.
- iii) As resistências das seções CC são as mesmas das seções CA. Esta hipótese se baseia no fato de que o efeito pelicular e os fatores de proximidade serem próximos de zero em redes CC (Zhang et al., 2019).
- iv) A corrente máxima permissível para as configurações CA e CC definidas no item (i) são aproximadamente iguais (Zhang et al., 2019).
- v) Os retificadores e inversores são 100% confiáveis. Esta consideração é assumida devido a aplicação de equipamentos baseados em eletrônica de potência em redes de distribuição ser recente. Consequentemente, há poucos dados operacionais de campo sobre este tipo de equipamento.

Adicionalmente, também assume-se que:

- i) As perdas nos conversores e inversores são desprezadas, pois as transferências de potência em redes de distribuição CA/CC são pequenas comparadas com aquelas das redes de transmissão híbridas (Aprilia et al., 2020).
- ii) A otimização dos parâmetros do controle droop baseada no FPO linear foi realizada para seis agrupamentos de carga e geração solar durante o dia e seis agrupamentos de carga à noite. Esta estratégia de agrupamento resultou em 36 valores de referência durante o dia e 6 para a noite.
- iii) O tempo médio de chaveamento (MTTS) é 1 hora.

- iv) O tamanho da amostra (NS) e o tempo de missão (T) da SMCS são iguais a 50000 and 8760, respectivamente.
- v) Os tempos de operação e reparo são exponencialmente distribuídos.
- vi) As séries temporais de radiação solar e carga foram obtidas de (Sengupta et al., 2018) e (Grigg et al., 1999), respectivamente.
- vii) O intervalo admissível para as tensões CA/CC é $[0.95, 1.05]$ p.u.
- viii) O intervalo factível para a frequência angular nas microrredes CA é $[59.9, 60.1]$ Hz.
- ix) Os dados de confiabilidade para os equipamentos da rede de distribuição foram obtidos de (Allan et al., 1991).

Os modelos de APC foram testados em uma versão CA/CC do Sistema Teste de Lee Willis (STLW) (Coelho et al., 2006). O diagrama unifilar do STLW é apresentado na Figura 2. As potências nominais dos GD fósseis e fotovoltaicos conectados ao STLW são iguais a 541 kW e 243 kW, respectivamente. Além disso, considera-se que a GD solar fotovoltaica possui fator de potência unitário.

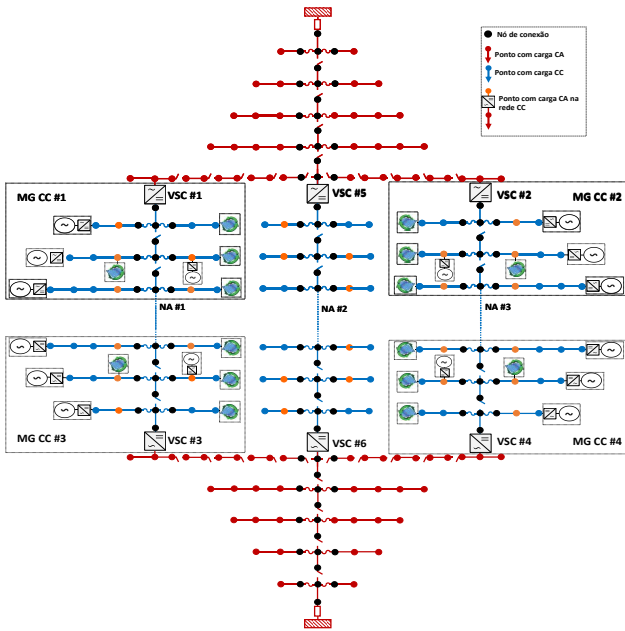


Figura 2. Versão CA-CC do Sistema-teste Lee-Willis

Os benefícios de aplicar microrredes CC foram avaliados considerando os seguintes casos de estudo:

- Caso #1: todos os alimentadores e microrredes do STLW são CA e não há GD solar conectada aos alimentadores.
- Case #2: STLW com as seções dos alimentadores CC e microrredes CC de acordo com a Figura 2. Este caso também não possui GD fotovoltaica.
- Case #3: todos os alimentadores e microrredes são CA e a GD fotovoltaica é conectada nos dois alimentadores. Em outras palavras, este caso é similar ao caso #1, exceto pela conexão de GD fotovoltaica.
- Case #4: STLW com seções de alimentadores CC e microrredes CC conforme mostrado na Figura 2. Além disso, este caso tem GD fotovoltaica. Em outras

palavras, este caso é similar ao caso #2, exceto pela inserção de GD fotovoltaica.

Em adição aos casos #1, ..., #4, casos de estudo foram definidos sem a inclusão de restrições técnicas sobre transferências de carga e operação ilhada de microrredes. Estes casos foram identificados com o sobrescrito “*”. Por exemplo, Caso #1* denota o caso #1 com a relaxação de restrições técnicas. Estes casos de estudo foram projetados para servirem como uma referência (caso base) com relação aos efeitos de representar restrições técnicas sobre a ACP.

As Tabelas 1 e 2 mostram os valores esperados do FEC e do DEC estimados pela SMCS no STLW para os casos #1...#4 e os seus respectivos casos de referência (relaxação de restrições técnicas). A partir das Tabelas 1 e 2, pode-se observar que os índices FEC e DEC para os casos #1...#4 são maiores que aqueles associados com os casos de referência #1*...#4*. Por exemplo, a variação percentual entre os casos #1...#4 e #1*...#4* para o valor médio do DEC são iguais a: 43.1204%, 0.0127%, 28.1410% and 22.5954%, respectivamente (com relação ao caso de referência). Estes resultados demonstram que há violações de restrições técnicas durante a operação ilhada de microrredes e transferências de carga. Consequentemente, os índices de confiabilidade se degradam quando as restrições técnicas são incluídas na ACP. Portanto, os índices de confiabilidade da rede de distribuição, referentes a frequência e duração das interrupções, podem ser subestimados quando as restrições técnicas são relaxadas do modelo de ACP.

Tabela 1. Estatísticas do FEC ($int./[ano \times cons.]$) para os casos de estudo no STLW

Caso	Média	Desvio Padrão	Quartil Inferior	Mediana	Quartil Superior
1	0,3718	0,3442	0,1111	0,1944	0,6042
1*	0,2856	0,2241	0,1111	0,1944	0,4167
2	0,2725	0,2131	0,1111	0,1806	0,4028
2*	0,2724	0,2130	0,1111	0,1806	0,4028
3	0,3448	0,3116	0,1111	0,1944	0,5625
3*	0,2856	0,2241	0,1111	0,1944	0,4167
4	0,3060	0,2679	0,1111	0,1806	0,4444
4*	0,2724	0,2130	0,1111	0,1806	0,4028

Tabela 2. Estatísticas do DEC ($h/[ano \times cons.]$) para os casos de estudo no STLW

Caso	Média	Desvio Padrão	Quartil Inferior	Mediana	Quartil Superior
1	1,1494	1,0907	0,4575	0,7983	1,4390
1*	0,8031	0,5112	0,4318	0,7036	1,0657
2	0,7892	0,4970	0,4294	0,6932	1,0458
2*	0,7891	0,4970	0,4293	0,6932	1,0456
3	1,0291	0,9229	0,4488	0,7632	1,2787
3*	0,8031	0,5112	0,4318	0,7036	1,0657
4	0,9674	0,8915	0,4386	0,7288	1,1665
4*	0,7891	0,4970	0,4293	0,6932	1,0456

A Tabela 3 mostra as variações percentuais entre os casos de estudo #1...#4 para os índices FEC e DEC. A partir da Tabela 3, pode-se concluir que a conversão CA/CC obtém reduções de cerca de 26.7222% e 31.3333% nos valores médios dos índices FEC e DEC, respectivamente, para microrredes com GD fóssil. A explicação para estas reduções é a inexistência da frequência angular em microrredes CC. Desta forma, os eventos de corte de carga

sistêmicos causados pela operação das proteções dos GD são evitados. Consequentemente, é mais provável que o ilhamento seja mais bem sucedido em microrredes CC do que nas CA. Adicionalmente, a rede CC aliviou o carregamento, reduziu as quedas de tensão e criou zonas de proteção com a instalação dos conversores. Variações similares foram observadas nos índices FEC e DEC do caso #4 para o caso #3. A ACP com relação a penetração de GD fotovoltaica revelou que houve uma degradação nos índices FEC e DEC para a rede CC (do caso #4 para o caso #2) e um melhoramento destes índices para a rede CA (do caso #3 para o caso #1). Este melhoramento era esperado, pois a geração distribuída compensa as quedas de tensão causadas por componentes intrínsecos a rede CA, ou seja, reatâncias dos ramos e potências reativas das cargas. Por outro lado, a deterioração dos índices de confiabilidade para as redes CC indica que estas redes são mais sensíveis a penetração de GD fotovoltaicos. Como não há restrições de frequência angular nas redes CC, as únicas restrições que podem ser violadas durante a operação ilhada de microrredes CC são os limites de tensão. Portanto, o aumento na capacidade instalada de geração tende a causar sobretensões na operação ilhada das microrredes CC. Estas interrupções podem resultar em eventos de perda de carga nodais devido a operação das proteções de tensão. Consequentemente, os índices FEC e DEC tendem a se degradar. Este efeito é mais acentuado nas microrredes CC do que nas CA, pois as microrredes CA apresentam mais inércia a elevação da tensão devido a presença das reatâncias dos ramos e das potências reativas das cargas.

Tabela 3. Variações Percentuais dos índices FEC e DEC para os Casos de Estudo #1,...#4

Do Case #k para o Case #m	FEC Variação (%)	DEC Variação (%)
do #2 para o #1	-26,7222%	-31,3333%
do #4 para o #3	-11,2423%	-5,9917%
do #3 para o #1	-7,2710%	-10,4669%
do #4 para o #2	12,3180%	22,5754%

4. CONCLUSÕES

Este artigo introduziu uma metodologia probabilística para considerar a a operação ilhada de microrredes CA e CC na ACP de redes de distribuição. A ACP foi realizada considerando-se restrições técnicas associadas com a frequência angular, carregamento e magnitudes das tensões no ilhamento e nas transferências de carga. O modelo proposto se baseia na combinação das seguintes técnicas: SMCS (para considerar incertezas na carga, GD renovável e na disponibilidade dos equipamentos), FPMF (para avaliar a factibilidade da operação ilhada) fluxo de potência convencional de varredura regressiva/progressiva (para avaliar a factibilidade das transferências de carga). Os resultados dos testes com o modelo proposto no STLW demonstraram que:

- i) A relação de restrições técnicas na ACP pode substituir os índices de confiabilidade da rede de distribuição baseados na frequência e na duração das interrupções.

- ii) A aplicação de microrredes e redes de distribuição CC pode melhorar a confiabilidade da rede de distribuição.
- iii) As microrredes CC são mais susceptíveis a deterioração da confiabilidade do que as CA em cenários com alta penetração de GD fotovoltaicos.

Finalmente, os autores sugerem a aplicação das seguintes estratégias para mitigar a deterioração da confiabilidade em microrredes e redes de distribuição CC com alta inserção de GD fotovoltaicos: corte de geração, instalação de sistemas de armazenamento de energia e cálculo da máxima capacidade de acomodação de GD fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

- Abdelaziz, M.M.A., Farag, H.E., El-Saadany, E.F., and Mohamed, Y.A.R.I. (2013). A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 190–201. doi:10.1109/TPWRS.2012.2195785.
- Allan, R., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., and So, K. (1991). A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2), 813–820. doi:10.1109/59.76730.
- Aprilia, E., Meng, K., Zeineldin, H., Hosani, M.A., and Dong, Z.Y. (2020). Modeling of distributed generators and converters control for power flow analysis of networked islanded hybrid microgrids. *Electric Power Systems Research*, 184, 106343. doi:https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106343. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620301498.
- Araújo, J.R., Silva, E.N.M., Rodrigues, A.B., and da Silva, M.G. (2017). Assessment of the impact of microgrid control strategies in the power distribution reliability indices. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 28, 271–283. doi:https://doi.org/10.1007/s40313-017-0299-x.
- Asad, R. and Kazemi, A. (2015). A novel slack bus-free load flow method for dc microgrids and distribution systems with dc-bus signaling control methods. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 25(12), 3538–3552. doi:https://doi.org/10.1002/etep.2050.
- Atwa, Y.M., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A., Seethapathy, R., Assam, M., and Conti, S. (2011). Adequacy evaluation of distribution system including wind/solar dg during different modes of operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 1945–1952. doi:10.1109/TPWRS.2011.2112783.
- Baboli, P.T. (2016). Flexible and overall reliability analysis of hybrid ac–dc microgrid among various distributed energy resource expansion scenarios. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(16), 3978–3984. doi:https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.1532.
- Baran, M. and Wu, F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2), 1401–1407. doi:10.1109/61.25627.
- Billinton, R. and Allan, R.N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, New York, 2 edition.
- Billinton, R. and Li, W. (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*.

- Springer, New York, 1 edition.
- Brown, R.E. (2009). *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press, New York, 2 edition.
- Chen, C., Wu, W., Zhang, B., and Singh, C. (2015). An analytical adequacy evaluation method for distribution networks considering protection strategies and distributed generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3), 1392–1400. doi:10.1109/TPWRD.2014.2376980.
- Coelho, A., Castro, C.L.C., Silva, M.G., and Rodrigues, A.B. (2006). Inclusion of voltage drop and feeder loading constraints in the evaluation of reliability indices for radial distribution networks. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 153(6), 661–669. doi:10.1049/ip-gtd:20050419.
- Elsayed, A.T., Mohamed, A.A., and Mohammed, O.A. (2015). Dc microgrids and distribution systems: An overview. *Electric Power Systems Research*, 119, 407–417. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.017.
- Farag, H.E., Abdelaziz, M.M.A., and El-Saadany, E.F. (2013). Voltage and reactive power impacts on successful operation of islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1716–1727. doi:10.1109/TPWRS.2012.2223491.
- Garcés, A. (2018). On the convergence of newton’s method in power flow studies for dc microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5), 5770–5777. doi:10.1109/TPWRS.2018.2820430.
- Ghadiri, A., Mousavizadeh, S., and Haghifam, M.R. (2014). Reliability assessment of possible ac/dc distribution system configurations. In *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 1–6. doi:10.1109/PMAPS.2014.6960668.
- Grigg, C., Wong, P., Albrecht, P., Allan, R., Bhavaraju, M., Billinton, R., Chen, Q., Fong, C., Haddad, S., Kuruganty, S., Li, W., Mukerji, R., Patton, D., Rau, N., Reppen, D., Schneider, A., Shahidehpour, M., and Singh, C. (1999). The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), 1010–1020. doi:10.1109/59.780914.
- Issicaba, D., Pecos Lopes, J.A., and da Rosa, M.A. (2012). Adequacy and security evaluation of distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3), 1681–1689. doi:10.1109/TPWRS.2012.2184563.
- Jabr, R.A., Džafić, I., and Pal, B.C. (2018). Compensation in complex variables for microgrid power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3207–3209. doi:10.1109/TPWRS.2018.2816809.
- Nassar, M.E. and Salama, M. (2017). A novel branch-based power flow algorithm for islanded ac microgrids. *Electric Power Systems Research*, 146, 51–62. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.019.
- Rocha, L.F., Borges, C.L.T., and Taranto, G.N. (2017). Reliability evaluation of active distribution networks including islanding dynamics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1545–1552. doi:10.1109/TPWRS.2016.2585648.
- Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., and Shelby, J. (2018). The national solar radiation data base (nsrdb). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89, 51–60. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.003.
- Silva, E.N.M., Rodrigues, A.B., and Silva, M.G. (2023). Approximated and iterative power flow algorithms for islanded dc microgrids. *Electric Power Systems Research*, 215, 108972. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108972.
- Silva, E.N.M., Rodrigues, A.B., and Silva, M.G. (2020). Multi-slack power flow for islanded microgrids with radial and meshed topologies. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(13), 2498–2509. doi:https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1777.
- Wang, P. and Billinton, R. (1999). Time sequential distribution system reliability worth analysis considering time varying load and cost models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14(3), 1046–1051. doi:10.1109/61.772352.
- Wang, P. and Billinton, R. (2001). Reliability benefit analysis of adding wtg to a distribution system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16(2), 134–139. doi:10.1109/60.921464.
- Wang, S., Li, Z., Wu, L., Shahidehpour, M., and Li, Z. (2013). New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2852–2861. doi:10.1109/TPWRS.2013.2249539.
- Xu, X., Tai, N., Hu, Y., Wang, W., Zheng, F., and He, W. (2019). Reliability calculation of ac/dc hybrid distribution network with a solid-state transformer. *The Journal of Engineering*, 2019(16), 3067–3071. doi:https://doi.org/10.1049/joe.2018.8385.
- Yang, J., Zhang, N., Kang, C., and Xia, Q. (2017). A state-independent linear power flow model with accurate estimation of voltage magnitude. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3607–3617. doi:10.1109/TPWRS.2016.2638923.
- Zhang, L., Liang, J., Tang, W., Li, G., Cai, Y., and Sheng, W. (2019). Converting AC distribution lines to DC to increase transfer capacities and DG penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2), 1477–1487. doi:10.1109/TSG.2017.2768392.