

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

WELLINGTON M. VILELA*, LINA P. G. NEGRETE*, RICARDO H. F. ALVES*

**Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás - UFG
Goiânia, GO, Brasil*

Emails: wmisaelvilela@gmail.com, linitagarces@gmail.com, ricardohenriquefa@gmail.com

Abstract— The purpose of this article is to establish a methodology to assess the reliability of power distribution systems considering the presence of distributed generation. This methodology is based on Monte Carlo simulation, which through probabilistic models defined for the system components and the availability of energy resources simulates the behavior of the network in various possible operating scenarios. It also considers the possibility of dividing the system into possible operation sections which are independent of each other, in order to evaluate the performance of the system when islanding mode of operation is allowed and identify the impact on reliability of the distribution system. To verify the applicability of the methodology, tests were conducted in RBTS system - Bus 2 in which are analyzed several case studies and the obtained results are presented.

Keywords— Monte Carlo Simulation, Reliability in Electric Power Systems, Distributed Generation, Distribution Systems.

Resumo— O propósito deste artigo é estabelecer uma metodologia que permita avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a presença de geração distribuída. Essa metodologia está baseada na Simulação de Monte Carlo, onde através de modelos probabilísticos definidos para os componentes do sistema e para a disponibilidade dos recursos energéticos simula-se o comportamento da rede em diversos cenários de operação possíveis. Além disso, também considera-se a possibilidade de dividir o sistema em seções possíveis de operação e independentes entre si, de forma a avaliar o desempenho do sistema operando de forma isolada, quando permitido, e identificar o impacto provocado na confiabilidade do sistema de distribuição. Para verificar a aplicabilidade da metodologia, realizaram-se testes no sistema RBTS - Barra 2 em que são analisados vários casos de estudo e os resultados respectivos são apresentados.

Palavras-chave— Simulação de Monte Carlo, Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, Geração Distribuída, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

1 Introdução

Este artigo apresenta uma metodologia para a análise de confiabilidade em uma rede de distribuição de energia elétrica quando se considera a presença de geração distribuída (GD). Pretende-se mostrar que a introdução de GD é um elemento fundamental no aumento do grau de liberdade de um sistema de distribuição quando o mesmo opera de forma isolada. Uma vez que, como será mostrado, introduzir GD acarreta melhoria no desempenho da rede.

Define-se confiabilidade como a probabilidade de um dispositivo ou sistema de cumprir sua função adequadamente por um intervalo de tempo definido sob condições de operação específicas. Analogamente, em sistemas elétricos de potência, define-se confiabilidade como a capacidade da rede de fornecer energia elétrica sem interrupções aos consumidores. Em outras palavras, um sistema elétrico de potência é confiável se todos os seus níveis (geração, transmissão e distribuição) são capazes de desempenhar suas funções e entregar a demanda energética aos usuários ininterruptamente e com padrões específicos de qualidade (Allan et al., 2013). Portanto, fica clara a importância de realizar uma previsão da continuidade do serviço. Em geral, tal previsão é feita

com base em parâmetros estatísticos, como valores históricos de taxas de falha dos equipamentos e tempos médios para atendimento de uma determinada ocorrência na rede.

Concomitantemente, define-se unidade de Geração Distribuída (GD) como unidades geradoras de energia de pequena potência que possam ser acopladas diretamente à rede de distribuição ou ao próprio local de consumo. Destacam-se as definições de microgeração distribuída, como aquela central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica; e a minigeração distribuída, como aquela central de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fontes hídricas) ou menor ou igual a 5 MW (para cogeração qualificada ou para as demais fontes de energia renováveis) (ANEEL, 2015).

Fontes renováveis e não renováveis de energia serão incluídas na avaliação de confiabilidade do sistema. Nesse sentido, Atwa et al. (2010) apresentam uma modelagem da rede operando em modo ilhado e concluem que incluir uma unidade de GD proveniente de fonte eólica aumenta a confiabilidade do sistema. Posteriormente, em Atwa et al. (2011), os autores acrescentam à análise unidades de GD baseadas em fonte fotovoltaica con-

siderando diferentes modos de operação da rede e avaliam a confiabilidade usando duas técnicas, sendo que uma delas é a Simulação de Monte Carlo.

A metodologia proposta neste trabalho utiliza a simulação de Monte Carlo para o cálculo dos índices de confiabilidade como forma de averiguar o comportamento do sistema nas várias situações analisadas. Será mostrado que a possibilidade do seccionamento da rede e da introdução de unidades de GD em pontos específicos do sistema impactam favoravelmente na confiabilidade do mesmo.

2 Metodologia

A metodologia proposta para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica é baseada na Simulação de Monte Carlo sequencial. Por meio de um algoritmo computacional em linguagem Matlab, objetiva-se prever possíveis falhas dos componentes individuais de um sistema de distribuição de energia elétrica e as consequências de tais falhas no desempenho do sistema. Adicionalmente, a produção de energia através de unidades de geração distribuída alocadas em pontos diferentes do sistema foi modelada de forma probabilística e o impacto que elas têm na operação quando um evento de contingência é simulado foi analisado. Para avaliar quantitativamente a confiabilidade do sistema, foram calculados índices de confiabilidade, como a taxa de falha por ponto de carga (correspondendo à Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora - FIC) e a taxa de reparação também por ponto de carga (correspondendo à Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora - DIC).

2.1 Simulação Sequencial de Monte Carlo

a. Modelagem dos componentes:

Os estados operacionais de cada componente do sistema foram representados em um esquema binário, sendo que apenas dois estados possíveis são admitidos: componente operando (estado UP) e componente em falta (estado DOWN). Neste estudo, as variáveis aleatórias envolvidas na operação do componente correspondem ao tempo para falta - TTF (do inglês, 'Time To Fail') e ao tempo para reparação - TTR (do inglês, 'Time To Repair'). Esses tempos, associados a cada componente do sistema, foram modelados através da distribuição de probabilidade exponencial. Números pseudo-aleatórios uniformes são utilizados para gerar observações das variáveis aleatórias de interesse, através de um procedimento chamado "método de transformação inversa" (Zapata, 2010).

Dessa forma, os TTF e TTR são calculados

como segue:

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \times \ln U \quad (1)$$

$$TTR = -r \times \ln U' \quad (2)$$

Em que λ é a taxa de falha, r é a taxa de reparação de cada componente e, U e U' são números pseudo-aleatórios.

b. Modelagem da Geração Distribuída:

Três tipos de fontes energéticas foram consideradas, sendo elas: vento, irradiância solar e combustível fóssil. As duas primeiras são fontes renováveis de energia, portanto, intermitentes, enquanto a última é firme (permanece constante ao longo do tempo). Os valores de velocidade do vento e de irradiância solar foram modelados usando funções de distribuição de probabilidade (fdp) para posterior cálculo, através de fórmulas analíticas, das potências geradas pelas usinas que utilizam tais recursos energéticos.

O período sob estudo corresponde a um ano e a modelagem do recurso energético considera a sazonalidade. Por isso, seleciona-se um dia padrão para cada estação do ano (verão, outono, inverno e primavera) em que dados horários são simulados.

De Atwa et al. (2010) e Atwa et al. (2011), sabe-se que a velocidade do vento pode ser descrita através de uma função de distribuição de probabilidade do tipo Weibull. Em relação à irradiância solar, optou-se por obter o modelo probabilístico ajustando dados históricos disponíveis a uma distribuição de probabilidade teórica através de métodos de bondade de ajuste.

Para gerar as fdps dos dias típicos para cada estação do ano, foram coletados dados horários de velocidade do vento e irradiância solar em dias aleatórios (um para cada estação) do ano de 2015 na região de Goiânia/GO. Esses dados são disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Para o modelo probabilístico do vento, sabe-se que sua distribuição é do tipo Weibull em que os parâmetros de forma (k) e de escala (c) podem ser obtidos usando (Atwa et al., 2011):

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m}\right)^{-1.086} \quad (3)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (4)$$

em que v_m é a velocidade média e σ é o desvio padrão, valores que podem ser obtidos da análise estatística dos dados históricos para cada dia padrão. Assim, tem-se quatro fdps típicas para o vento, uma para cada estação do ano.

Em relação ao modelo para irradiância solar, o método de bondade de ajuste de Kolmogorov-Smirnov (Zapata, 2010) é usado para obter as fdps para cada dia representativo por estação. As

distribuições que melhor se ajustaram aos dados correspondem à distribuição normal para às estações de primavera, outono e inverno; e a distribuição gama para verão como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1: Modelo para Irradiância solar

Estação	fdp	Parâmetro 1	Parâmetro 2
verão	gama	0,64	1974,83
outono	normal	1657,69	1378,42
inverno	normal	1441,3	968,5
primavera	normal	1803,08	1124,90

De posse das distribuições de probabilidade para ambos recursos energéticos, calcula-se a acumulada inversa de cada uma e utilizam-se novamente números pseudo-aleatórios para determinar possíveis valores de velocidade do vento e irradiância solar em cada cenário de operação. A potência gerada do empreendimento eólico (Peol) e a potência gerada pela usina fotovoltaica (Pfv) são então computadas através das seguintes equações (Barbosa, 2013):

$$Pfv = 0,18 \times I \times A \quad (5)$$

$$Peol = \frac{1}{2} \eta Cp \gamma (\pi R^2) \times v^3 \quad (6)$$

em que v e I são as realizações das variáveis aleatórias, A é a área máxima necessária para atingir a potência nominal especificada da usina fotovoltaica considerando uma eficiência de conversão de 18%, η é a eficiência do gerador eólico, que considerou-se igual a 0,9. O termo Cp representa o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor, cujo valor usual é 0,45. O termo γ é a massa específica do ar, que considerou-se $1,225 \text{ kg/m}^3$. O termo R é o raio do rotor da turbina em metros, que é da ordem de 28 m (Runcos, n.d.).

Um conceito importante quando considerada a inserção de GD em redes de distribuição é o de índice de penetração (IP). Esse índice indica qual o grau de penetração de GD na rede, ou seja, qual é a fração da potência gerada por unidades de GD que pode ser efetivamente inserida no sistema. O IP é determinado especificando-se um limite máximo para o somatório das potências de todas as unidades de GD na rede. Neste trabalho, adota-se como limite uma porcentagem da demanda de carga total do sistema de 30%. Se o somatório ultrapassar essa porcentagem, restringi-se proporcionalmente os valores de potência que são injetados no sistema a fim de respeitar tal limitação.

c. Seccionamento do sistema:

Para analisar a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída, a operação do sistema será analisada através de seções. Uma seção corresponde

a um grupo de componentes que possam ser separados do resto do sistema por uma chave ou um dispositivo de proteção. Cada seção do sistema poderá operar em modo isolado, se e somente se, nela estiverem alocadas unidades de GD com potência suficiente para suprir a demanda de carga e as perdas de potência associadas àquela seção (Atwa et al., 2011). Em outras palavras, divide-se a rede em partes menores, as quais poderão operar satisfatoriamente de forma isolada sempre que a potência gerada pelas unidades de GD presentes na seção seja suficiente para tal propósito. Cada seção contém um número definido de pontos de carga (PC) e, portanto, a demanda de potência da mesma é conhecida. As perdas de potência são assumidas como 5% do valor total da potência demandada em dita seção (Atwa et al., 2010). Assim, se acontecer uma falha em um componente que provoque o desligamento daquele bloco do resto do sistema, não haverá interrupção do fornecimento de eletricidade para os consumidores pertencentes ao bloco se naquele local houver uma unidade de GD que consiga suprir a demanda dos mesmos e as perdas de potência associadas.

d. Algoritmo de simulação:

O período sob estudo corresponde a um ano, dentro do qual a operação do sistema de distribuição é analisada em diferentes condições de falta dos componentes. Adicionalmente, o cenário de produção das GDs também é analisado quando da ocorrência dessas faltas. Como a simulação é do tipo sequencial, cada vez que acontece uma falta no sistema, identificam-se quais as características sazonais (inverno, primavera, verão ou outono) e a hora do dia para determinar a disponibilidade dos recursos primários e calcular a produção nas usinas fotovoltaica e eólica.

Para melhor entender o processo de simulação, uma descrição resumida é mostrada a seguir.

- *Passo 1:* Calculam-se os valores de TTF através das fdps de cada componente e encontra-se o menor valor (TTFmin), identificando assim o componente em falta;
- *Passo 2:* Incrementa-se o valor de TTFmin à variável Tsist, variável que acumula o tempo de simulação;
- *Passo 3:* Verifica-se se a variável Tsist é menor que o tempo de referência (8760 h). Caso seja maior, voltar ao passo 1. Caso contrário, prosseguir ao próximo passo;
- *Passo 4:* Identifica-se a estação do ano convertendo a variável Tsist de horas para dias;
- *Passo 5:* Gera-se os valores de velocidade do vento e de irradiância solar considerando o dia típico da estação especificada, de acordo com as fdps correspondentes, e as potências

geradas das usinas fotovoltaica e eólica são calculadas de (5) e (6) respectivamente;

- *Passo 6:* Considerando também a usina baseada em combustível fóssil, verifica-se o índice de penetração. Se excede o IP, faz-se um corte proporcional de potência. Caso contrário, mantém-se a produção;
- *Passo 7:* Determina-se a região na qual aconteceu a falta e as consequentes seções/ subseções formadas e identificam-se os pontos de carga (PC) afetados;
- *Passo 8:* Calcula-se o TTR para o componente que faltou, através da fdp correspondente e acumula-se índices nos pontos de carga afetados;
- *Passo 9:* Repete-se o procedimento até completar as 8760 h.

Para melhor analisar o comportamento do sistema, vários anos são simulados, de tal forma a se obter uma quantidade significativa dos índices calculados, que basicamente, correspondem aos valores médios das faltas e tempos de reparação por ponto de carga. O fluxograma mostrado na Fig. 1 permite uma visualização geral da simulação proposta.

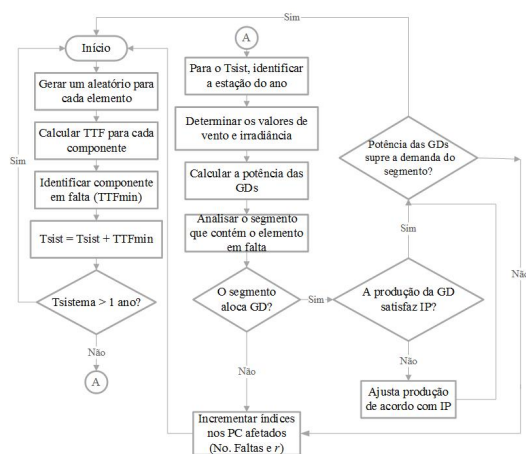


Figura 1: Simulação proposta

3 Testes e resultados

3.1 Dados do sistema

O sistema adotado para testes foi o IEEE Roy Billinton Test System - bus 2 (RBTS) (Allan et al., 1991). Para analisar a confiabilidade desse sistema na presença de GD, foram especificados três tipos de usinas diferentes: uma baseada em combustível fóssil com potência nominal de 1 MW, e duas provenientes de fontes renováveis correspondendo a um empreendimento eólico e outro fotovoltaico com capacidades nominais de 2 MW e

3 MW, respectivamente. As potências individuais demandadas em cada ponto de carga são as mesmas definidas em Allan et al. (1991). A topologia do sistema é mostrada na Fig. 2. Nessa figura, os pontos de carga estão representados pelo acrônimo LP (do inglês, 'Load Point').

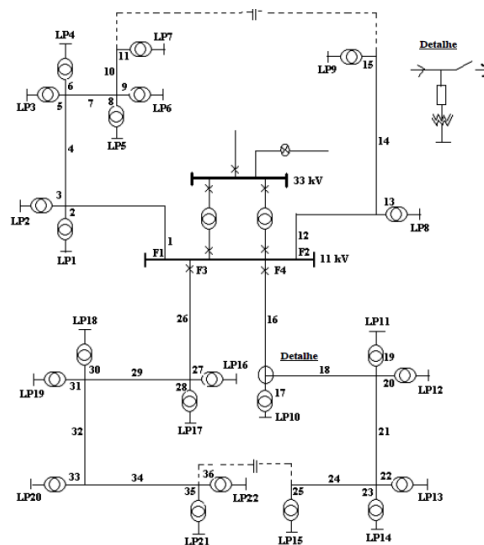


Figura 2: Sistema de teste RBTS barra 2

Ao aplicar a metodologia proposta, o sistema RBTS foi dividido em quatro seções. A primeira corresponde do PC 1 ao 7 (região noroeste do sistema), a segunda aos PCs 8 e 9 (região nordeste do sistema), a terceira compreende do PC 10 ao 15 (região sudeste do sistema) e a quarta, dos pontos de carga 16 ao 22 (região sudoeste do sistema). Os locais das unidades de GD variam de acordo com a simulação.

3.2 Casos de estudo

Ao simular a rede, a localização espacial das unidades de GD tem grande importância. Na análise, a geração distribuída foi concentrada em apenas uma das quatro seções de cada vez. Para isso, três casos distintos, considerados como os mais representativos, foram analisados: (caso base) sistema sem GD; (caso 1) GD alocada somente na primeira seção; e (caso 2) GD alocada somente na terceira seção;

Vale a pena destacar o fato de que, dependendo de qual elemento da rede falta, as seções podem ser subdivididas em partes menores para facilitar a análise da operação da rede. Dessa forma, podem ocorrer situações nas quais apenas uma parte da seção seja afetada pela falta enquanto o resto possa continuar operando normalmente devido à presença de geração distribuída.

3.2.1 Caso Base: o sistema sem GD

A tabela 2 mostra os índices de confiabilidade obtidos para cada ponto de carga, quando não é

considerada a presença de GD na rede. A taxa de falhas está expressa em falhas por ano e o tempo de reparação, em horas por ano.

Tabela 2: Índices obtidos no caso base

PC	FIC	DIC	PC	FIC	DIC
1	0,144	57,843	12	0,209	41,056
2	0,159	52,532	13	0,248	35,058
3	0,202	42,848	14	0,249	35,471
4	0,193	44,699	15	0,282	31,350
5	0,249	35,698	16	0,159	52,252
6	0,247	35,728	17	0,151	55,795
7	0,286	31,895	18	0,195	44,778
8	0,132	37,537	19	0,209	41,924
9	0,135	37,128	20	0,257	35,411
10	0,146	57,519	21	0,298	30,841
11	0,207	41,337	22	0,298	30,953

3.2.2 Caso 1: GD somente na 1ª seção

Para simular a presença de GD na primeira seção, foram feitas duas simulações variando-se o local da GDs. Na primeira (caso 1.a), a usina fotovoltaica foi alocada no PC 3, a eólica no PC 5 e usina fóssil no PC 7. Os resultados são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3: Índices obtidos para o caso 1.a

PC	FIC	DIC	PC	FIC	DIC
1	0,144	57,802	5	0,159	33,023
2	0,159	52,533	6	0,205	34,437
3	0,161	41,134	7	0,157	28,664
4	0,181	44,264	-	-	-

Na segunda simulação (caso 1.b), o local das GDs foi especificado da seguinte forma: a usina fóssil foi colocada no PC 2, a fotovoltaica no PC 4 e a eólica no PC 7. Os resultados são mostrados na tabela 4.

Tabela 4: Índices obtidos para o caso 1.b

PC	FIC	DIC	PC	FIC	DIC
1	0,144	57,896	5	0,247	35,591
2	0,106	49,989	6	0,245	35,606
3	0,201	42,862	7	0,199	29,321
4	0,169	43,515	-	-	-

Na tabela 5, apresenta-se uma comparação dos resultados obtidos. Mostra-se como os índices de confiabilidade variam favoravelmente ao se introduzir GD na seção com relação aos índices calculados sem a presença de GD.

Assim, pode-se dizer que, ao se introduzir GD no sistema, o ponto de carga 7 teve sua taxa de falha diminuída em quarenta e cinco por cento na primeira simulação (caso 1.a) e em trinta por cento na segunda simulação (caso 1.b) quando compa-

Tabela 5: Variação percentual dos índices

PC	Caso 1.a		Caso 1.b	
	FIC(%)	DIC(%)	FIC(%)	DIC(%)
1	0	0,07	0,14	0,09
2	0	0	33,29	4,84
3	20,09	4	0,05	0,034
4	6,15	0,97	12,24	2,65
5	36,29	7,49	0,96	0,298
6	17,09	3,61	0,97	0,34
7	45,04	10,13	30,46	8,068

rada à sua taxa de falha quando a rede não tinha GD. Além disso, nota-se dos resultados que os pontos de carga mais beneficiados pela introdução de GD na rede são justamente aqueles que estão mais próximos delas. Observa-se também que as maiores reduções nos índices de confiabilidade ocorrem nos pontos de carga em que se aloca algum tipo de energia firme, neste caso a fóssil.

3.2.3 Caso 2: GD somente na 3ª seção

A disposição da GD se deu da seguinte forma: a usina fotovoltaica foi alocada no PC 11, a eólica no PC 13 e a fóssil no PC 15. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6: Índices obtidos para o caso 2

PC	FIC	DIC	PC	FIC	DIC
10	0,143	57,469	13	0,162	32,923
11	0,162	39,621	14	0,212	34,227
12	0,191	40,318	15	0,162	28,750

Na tabela 7, apresenta-se uma comparação dos resultados obtidos. Indica-se a variabilidade dos índices de confiabilidade do sistema quando se introduz GD na seção 3. Dessa forma, pode-se dizer que, quando se considera GD, o PC 13 teve sua taxa de falha diminuída em trinta e quatro por cento com relação ao seu respectivo valor quando não há GD.

Tabela 7: Variação percentual dos índices

PC	FIC(%)	DIC(%)	PC	FIC(%)	DIC(%)
10	2,12	0,086	13	34,63	6,09
11	21,89	4,15	14	15,13	3,51
12	8,44	1,80	15	42,51	8,29

Assim como no caso anterior, verifica-se que os PCs da terceira seção que apresentam os melhores índices de confiabilidade são aqueles que estão mais próximos das unidades de GD. Também é comprovado que GDs com potência firme impactam favoravelmente no aumento da confiabilidade do sistema. Diante disso, pode-se concluir que o

efeito das GDs na melhoria da confiabilidade do sistema é local, e que depende da potência por elas fornecida e da capacidade do sistema em operar de modo isolado.

4 Discussão da proposta

Dos resultados obtidos na simulação, nota-se que, do ponto de vista da confiabilidade, existem vantagens em implementar geração distribuída na rede (Dias et al., 2006). Principalmente, a melhoria na qualidade da energia em áreas congestionadas, no final de linhas longas e em locais onde alta qualidade da energia é exigida, além de fornecer capacidade de geração local para clientes que demandem serviço ininterrupto. Entretanto também há fatores que dificultam o uso de GD. O principal deles é econômico, pois alguns tipos de usinas ainda apresentam um custo elevado. Outra dificuldade diz respeito aos procedimentos de operação e proteção do sistema. A proteção convencional não é adequada para lidar com fluxo bidirecional de potência. Portanto, toda a proteção deveria ser reconfigurada para essa nova realidade (Dias et al., 2006). Adicionalmente, existem restrições em relação à operação isolada. Um dos maiores problemas relacionados à operação de sistemas de distribuição isolados é a perda de sincronismo com o resto da rede (Mahat et al., 2011). Durante a reconexão, a frequência pode decair a níveis críticos e permanecer por um período de tempo relativamente longo. Além disso, a tensão pode sair do padrão de qualidade especificado. Nesse caso, faltas podem acarretar flutuações de tensão muito altas (a tensão pode subir até 173% nos piores casos (Mahat et al., 2011) por um período indeterminado de tempo, causando sérios danos e perdas aos consumidores.

Portanto, seria necessário superar esses empecilhos para permitir que o uso de geração distribuída se torne uma forma eficiente de aumentar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

5 Conclusões

Vencidas todas as dificuldades técnicas e de legislação, propôs-se nesse artigo a idéia de “dividir e conquistar” aplicada a análise de confiabilidade de sistemas de distribuição de energia na presença de geração distribuída.

Mostrou-se que a introdução de GD é um elemento fundamental no aumento do grau de liberdade de um sistema de distribuição quando o mesmo opera de forma isolada. Mostrou-se também que introduzir GD acarreta melhoria na confiabilidade da rede.

Em um cenário futuro, introduzir geração distribuída em sistemas de distribuição aliado ao conceito de seccionamento da rede será uma técnica

valiosa, pois possibilitará que as seções operem em modo isolado se condições específicas forem atendidas. Criando sistemas flexíveis e robustos, por meio da descentralização das centrais geradoras de forma a permitir a operação em blocos independentes entre si e portanto, menos sujeitos à interrupção do serviço.

Referências

- Allan, R. N., 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* (2): 813–820.
- Allan, R. et al. (2013). *Reliability evaluation of power systems*, Springer Science & Business Media.
- ANEEL (2015). Resolução normativa no. 687.
- Atwa, Y., El-Saadany, E. and Guise, A.-C. (2010). Supply adequacy assessment of distribution system including wind-based dg during different modes of operation, *IEEE Transactions on Power Systems* (1): 78–86.
- Atwa, Y., El-Saadany, E., Salama, M., 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* (4): 1945–1952.
- Barbosa, F. R. (2013). Análise de fluxo de carga com incertezas na geração e demanda - um estudo de caso. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Trabalho de conclusão de curso.
- Dias, M. V. X., Bortoni, E. d. C. and Haddad, J. (2006). Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras, *Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético Brasília.
- Mahat, P., Chen, Z. and Bak-Jensen, B. (2011). Review on islanding operation of distribution system with distributed generation, *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, pp. 1–8.
- Runcos, F. e Carlson, R. (n.d.). Geração de energia eólica - tecnologias atuais e futuras. WEG máquinas, Santa Catarina, Brasil[Online]. Disponível em: <http://catalogo.weg.com.br/files/wegnet/WEG-geracao-de-energia-eolica-tecnologias-atuais-e-futuras-artigo-tecnico-portugues-br.pdf>.
- Zapata, C. J. (2010). Análisis probabilístico y simulación, *Grupo de investigación en planeamiento de sistemas eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira-Colombia*.