

해석적 신뢰도지수 산출기법을 이용한 배전계통에서의 분산전원 영향 평가

배인수·김진오·박종진·조종만**
 한양대학교 전기공학과·전기연구원**·전력거래소**

Reliability Evaluation of distributed generation
 included distribution system using analytical method

In-Su Bae·Jin-O Kim·Jong-Jin Park*·Jong-Man Jo**
 Dept. of EE, Hanyang University·KERI**·KPX**

Abstract - This paper presents a analytical method for the reliability evaluation of distribution system, including the distributed generations. Unlike the generators of transmission system, those of distribution system have complexities in analyzing and determining the operation. In the process of evaluate reliability, it could be shown that the analytical method is simpler than the monte-carlo simulation. Modeling technique of distributed generation to analysis distribution system reliability using frequency and duration method is proposed in this paper, and is compared with the simulation method as a result of the distribution system reliability evaluation.

1. 서 론

소규모 출력을 가지는 분산전원은 다양한 목적을 가지고 수용가측 배전계통에 설치, 운영되고 있으며 이에 따라 분산전원이 연계된 배전계통의 신뢰도를 산출하고 각 수용가에 미치는 영향을 파악하는 일은 새로운 과제로 대두되고 있다. 분산전원은 설치하는 목적에 따라 가동 시간이 일정치 않으며, 평상시나 사고시 인근 부하점에 미치는 영향은 배전계통의 변동 부하량과 스위치 절체동작으로 인한 계통의 구성 등을 고려하여 결정해야 한다.

분산전원이 연계된 배전계통의 신뢰도는 그 복잡성으로 인해 지금까지는 주로 Monte-Carlo 시뮬레이션 기법을 통해 산출해왔다. 시뮬레이션 기법은 배전계통의 모든 상황과 분산전원의 가동여부 등을 실제로 구현할 수 있어서 가장 정확한 방법이라고 할 수 있지만, 해석적 기법에 비해 긴 계산시간을 요구하며 각 파라미터가 변할 때 마다 새롭게 계산을 해야 하는 번거로움을 가지고 있다. 시뮬레이션 기법을 통한 신뢰도지수는 해석적 기법을 병행하여 서로 비교 검증되어야 하고, 계산의 간편함과 신속성은 실제 배전계통의 계획주체에 있어서 큰 장점으로 작용할 수 있다.

2. 본 론

2.1 분산전원 운영전략

분산전원은 설치하는 목적과 운전방식에 따라 다양한 방식으로 구분할 수 있는데, 본 논문에서는 Backup, Peak Shaving, Net Metering 세 가지로 구분하였다.

Backup 발전기는 계통에서 사고가 발생하여 해당 부하점에 전력공급이 중단된 경우에 가동을 시작하여 정전 지역에 전력을 재투입하는 분산전원을 말한다. Backup 발전기는 정상계통 상황에서는 정지상태로 대기하게 되며, 주로 높은 정전비용을 가지는 공급지장에 민감한 부하에 설치된다. Battery와 Inverter를 이용한 무정전 시스템(UPS)은 Backup 발전기의 효율을 극대화할 수 있는 부가시설로서 해당 부하점은 100%에 가까운 전력공급을 유지할 수 있다.

Peak Shaving 발전기는 전력요금이 급속히 상승하는 첨두부하시 상대적으로 저렴한 분산전원을 가동하여 값 비싼 첨두부하 전력비용을 회피하고자 설치, 운영하는 분산전원을 말한다. 전력비용의 절감뿐만 아니라 수용가측에 연계된 분산전원의 특징으로 인해 첨두부하 발생 하는 선로 과부하 문제와 전압강하 문제를 해결할 수 있는 장점도 가지고 있다. 분산전원의 가동여부는 분산전원 운전비용과 송전계통으로부터의 수급전력비용을 비교하여 결정하게 되며, 계통사고로 인해 연계 부하점에 공급지장이 발생할 경우에는 전력공급을 담당하게 된다.

Net Metering 발전기는 여유 전력을 인근 계통에 유입하고 발전량과 전력사용량을 계속하여 그 차액을 보상 받는 분산전원을 말한다. Peak Shaving 발전기처럼 분산전원 운전비용과 송전계통 수급전력비용 비교를 통해 운전여부를 결정하게 되며, 본 논문에서는 외부 부하점으로의 역조류 유무 따라 Net Metering과 Peak Shaving을 구분하였다.

2.2 해석적 신뢰도 산출기법

SAIFI, SAIDI 등 배전계통의 신뢰도지수는 각 부하점의 평균 공급지장률 λ_i , 평균 연간 공급지장시간 U_i , 수용가 수 N_i 세 가지 값을 통해 전체 배전계통의 신뢰도지수와 부하점별 신뢰도를 계산할 수 있다. 분산전원의 연계는 연계 전의 λ_i, U_i 에 영향을 미치게 되며, 설치목적과 용량에 따라 부하점의 λ_i, U_i 변화를 계산해 낼 수 있다면 이를 통해 분산전원이 각 부하점 및 전체 배전계통의 신뢰도에 미치는 영향을 정량화할 수 있다.

2.2.1 4-State 분산전원 모델

배전계통 부하점의 공급지장 여부와 분산전원의 고장 여부에 따라 분산전원이 연계된 부하점의 상태는 그림 1과 같이 4-State로 분류할 수 있다.

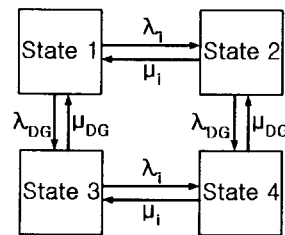


그림 1. 4 State 모델

여기서 λ_{DG}, μ_{DG} 는 분산전원의 고장율과 수리율, μ_i 는 부하점의 공급지장 복구율(Restoration Rate)을 나타낸다. μ_i 는 공급지장당 평균 지속시간 τ_i 의 역수를 통해 식 (1)과 같이 구할 수 있다.

$$\mu_i = \frac{1}{r_i} = \frac{\lambda_i}{U_i} \quad (1)$$

State 1은 정상상태, State 2는 계통사고로 인해 부하점에 공급장치가 발생한 상태, State 3은 분산전원이 고장난 상태, State 4는 부하점 공급장치와 분산전원 고장이 동시에 발생한 상태를 각각 나타내고 있다.

2.2.2 상태확률

각 상태에 존재할 확률은 Discrete Markov Chains에 의거하여 다음과 같이 Stochastic Transitional Probability Matrix를 이용하여 구할 수 있다[1].

$$P = \begin{pmatrix} 1 - (\lambda_i + \lambda_{DG}) & \lambda_i & \lambda_{DG} & 0 \\ \mu_i & 1 - (\mu_i + \lambda_{DG}) & 0 & \lambda_{DG} \\ \mu_{DG} & 0 & 1 - (\mu_{DG} + \lambda_i) & \lambda_i \\ 0 & \mu_{DG} & \mu_i & 1 - (\mu_i + \mu_{DG}) \end{pmatrix} \quad (2)$$

상태확률 $\alpha = (P_1 \ P_2 \ P_3 \ P_4)^T$ 는 $\alpha P = \alpha$ 를 이용하면 다음과 같다.

$$P_1 = \frac{\mu_i \mu_{DG}}{D}, \quad P_2 = \frac{\lambda_i \mu_{DG}}{D} \quad (3)$$

$$P_3 = \frac{\mu_i \lambda_{DG}}{D}, \quad P_4 = \frac{\lambda_i \lambda_{DG}}{D} \quad (4)$$

$$D = (\lambda_i + \mu_i)(\lambda_{DG} + \mu_{DG})$$

상태전이 빈도수는 다음 식과 같다.

$$f_1 = \frac{\mu_i \mu_{DG} (\lambda_i + \lambda_{DG})}{D}, \quad f_2 = \frac{\lambda_i \mu_{DG} (\mu_i + \lambda_{DG})}{D} \quad (5)$$

$$f_3 = \frac{\mu_i \lambda_{DG} (\lambda_i + \mu_{DG})}{D}, \quad f_4 = \frac{\lambda_i \lambda_{DG} (\mu_i + \mu_{DG})}{D}$$

2.2.3 분산전원 운영전략별 신뢰도 변화

Backup 분산전원은 UPS 시스템의 유무에 따라 다르며, UPS 시스템이 있는 경우 100% 신뢰성을 가정하였다. X_i^{post} 는 i 부하점에서 분산전원의 영향을 고려한 이후의 값을 나타낸다.

UPS 시스템이 없는 Backup 분산전원은 기동시간 t_{start} 를 가지며 Backup 분산전원이 연계된 부하점의 신뢰도는 다음과 같이 구할 수 있다.

$$\lambda_i^{post} = \frac{f_{13}}{P_1 + P_3} = \lambda_i \quad (6)$$

$$U_i^{post} = P_1 + (f_2 \times t_{start}) \quad (7)$$

UPS 시스템을 가진 Backup 분산전원으로 인한 신뢰도 변화는 다음과 같다.

$$\lambda_i^{post} = \frac{f_{123}}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{P_2 \lambda_{DG} + P_3 \lambda_i}{P_1 + P_2 + P_3} \quad (8)$$

$$U_i^{post} = P_1 \quad (9)$$

Peak Shaving 분산전원과 Net Metering 분산전원은 분산전원의 용량, 송전계통으로부터의 전력량, 부하점의 부하량을 고려하여 신뢰도의 변화를 구해야 하며 이런 세 가지 전력량의 변화를 도입하기 위해 가중치를 이용하였다.

$$W_{DG} = \frac{T_{U,DG}}{T}, \quad W_{Distr} = \frac{T_{U,Distr}}{T} \quad (10)$$

W_{DG} 는 분산전원의 용량 부족으로 인해 사고지역에 전력을 공급하지 못할 확률을 나타내고, W_{Distr} 는 계통 선로의 용량제한, 말단측 부하 전압감소 등의 이유로 분산전원이 고장난 부하점에 전력을 제대로 공급하지 못할 확률을 나타낸다. $T_{U,DG}$ 와 $T_{U,Distr}$ 는 Load Duration Curve(LDC)를 이용하여 구하며 $T_{U,Distr}$ 를 구하는 과정은 그림 2에 나타내었다.

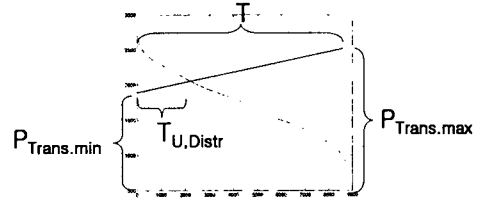


그림 2. 부하점에 계통전력을 공급할 수 있는 확률

$T_{U,Distr}$ 는 배전계통 전체부하에서 분산전원이 연계된 부하점의 부하를 제외한 LDC를 이용하며, 계통에서 수급할 수 있는 전력은 부하량이 감소함에 따라 증가하는 특성을 보이므로 그림 2의 선과 같이 증가하는 직선 혹은 곡선의 모양을 보이게 될 것이다. 본 논문에서는 직선으로 근사화 하였으며 최대 부하량일 때의 $P_{Trans,max}$ 와 최소 부하량일 때의 $P_{Trans,min}$ 두 점을 이용하여 구하였다. 분산전원의 용량 P_{DG} 는 부하량의 변화에 상관없이 일정한 상수 값을 가지므로 기울기가 없는 직선으로 나타낼 수 있고 분산전원이 연계된 부하점의 LDC를 이용하여 $T_{U,DG}$ 를 구한다.

Peak Shaving 분산전원과 Net Metering 분산전원은 $W_{Distr} < W_{DG}$ 인 경우와 $W_{Distr} > W_{DG}$ 인 경우로 구분하고 각각에 대한 공급지장율을 구하면 식 (11), (12)와 같다.

$$\lambda_i^{post} = \frac{f_{123}(1 - W_{DG})}{P_1 + P_2 + P_3} + \frac{f_{13}(W_{DG} - W_{Distr})}{P_1 + P_3} + \frac{f_1 W_{Distr}}{P_1} \quad (11)$$

$$= \frac{f_1(1 - W_{DG})}{P_1 + P_2 + P_3} + \lambda_i(W_{DG} - W_{Distr}) + \frac{f_1 W_{Distr}}{P_1}$$

$$\lambda_i^{post} = \frac{f_{123}(1 - W_{Distr})}{P_1 + P_2 + P_3} + \frac{f_{12}(W_{Distr} - W_{DG})}{P_1 + P_2} + \frac{f_1 W_{DG}}{P_1} \quad (12)$$

$$= \frac{f_1(1 - W_{Distr})}{P_1 + P_2 + P_3} + \lambda_{DG}(W_{Distr} - W_{DG}) + \frac{f_1 W_{DG}}{P_1}$$

연간 공급지속시간은 다음과 같이 구한다.

$$U_i^{post} = P_1 + (P_2 \times W_{DG} + P_3 \times W_{Distr}) \quad (13)$$

Net Metering 분산전원은 사용하고 남은 전력을 외부 계통으로 공급하는 형태이므로 분산전원의 용량에 여유가 있다고 가정할 수 있고 즉, $W_{DG} = 0$ 라고 하면 식 (12)와 식 (13)은 다음과 같이 쓸 수 있다.

$$\lambda_i^{post} = \frac{f_d(1 - W_{Distr})}{P_1 + P_2 + P_3} + \lambda_{DC} W_{Distr} \quad (14)$$

$$U_i^{post} = P_1 + (P_3 \times W_{Distr}) \quad (15)$$

2.2.4 순차적 신뢰도 산출 기법

실제 배전계통에 연계된 분산전원을 고려하여 신뢰도의 변화를 구하는 과정은 다음과 같은 순서로 이루어진다.

- 1) 분산전원이 연계되기 전 각 부하점의 신뢰도값 λ_i , U_i 계산
- 2) 하나의 부하점에 다수의 분산전원이 포함된 경우 Composite 분산전원 1기로 변환
 - a) 단일 용량, 단일 고장율 및 수리시간
 - b) 분산전원이 연계된 부하점의 이웃 부하점에 서는, 피크부하 기준으로 용량환산
- 3) 4-State 각각의 상태확률과 상태전이 빈도수 계산
- 4) 각 부하점 λ_i^{post} , U_i^{post} 계산
- 5) 배전계통 전체의 신뢰도 계산

2.3 사례연구

본 논문에서 제안한 해석적 기법을 시뮬레이션 기법 결과와 비교하기 위해 사례연구를 수행하였다. RBTS (Roy Billinton Test System)의 2번 모선 배전계통을 사용하였으며 분산전원이 계통에 미치는 영향을 증가시키고자 15번 부하점과 22번 부하점 사이의 연계 Feeder와 7번과 9번 사이의 Feeder를 제거하였고 각 Feeder 위에 스위치를 설치하였다. 총 4개의 가공지선 Feeder를 가지는 전형적인 도시형 배전계통이고, 기본적인 신뢰도 파라미터는 참고문헌 [2]를 참조하였으며 LDC는 IEEE RTS(IEEE Reliability Test System)에서 부하곡선을 이용하여 구하였다. 단일 대규모 수용가인 부하점 9번에 Backup 분산전원을 설치하였고 15번에는 Peak Shaving 분산전원 22번에는 Net Metering 분산전원을 각각 1기씩 설치하였다.

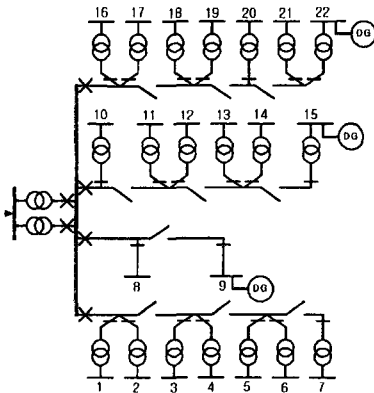


그림 3. RBTS Bus2 배전계통 모델

Monte-Carlo 시뮬레이션은 각 component를 2-State 모델로 나타내어 연간 운영이력을 구하는 State Sampling Method를 이용하였고, 단일사고만 고려하였다 [3]. 배전계통 신뢰도 지수로는 SAIFI와 SAIDI를 구했으며, 모델 배전계통 전체의 신뢰도 지수를 해석적 방법과 시뮬레이션 방법을 이용하여 구한 것은 표 1과 같다.

표 1. 배전계통 신뢰도 지수

	SAIFI (횡수·년·수용가)	SAIDI (분·년·호수)
해석적 기법	0.3925	103.01
시뮬레이션 기법	0.4138	98.27

시뮬레이션 기법에 비해 해석적 기법이 SAIFI가 낮고 SAIDI가 높게 나오는 것을 볼 수 있는데 이는 사고시간 동안의 부하변동을 해석적 기법에서는 고려할 수 없기 때문이다. 분산전원이 연계된 부하점의 신뢰도 값 변화를 해석적 기법을 통해 구한 값은 표 2와 같다.

표 2. 분산전원으로 인한 부하점의 신뢰도 변화

	$\frac{\lambda_i^{post} - \lambda_i}{\lambda_i}$	$\frac{U_i^{post} - U_i}{U_i}$
부하점 9번 (Backup)	0	-0.9328
부하점 15번 (Peak Shaving)	0.4206	0.1529
부하점 22번 (Net Metering)	0.4526	0.1251

Backup 분산전원은 UPS 시스템이 없다고 가정했으므로 공급지장 발생률에는 영향을 주지 않는 대신 연간 공급지장 시간은 90% 이상 감소시키는 효과를 나타내고 있다. 그렇지만 부하점 9번은 단일 수용가이기 때문에 수용가의 수로 가중치가 주어지는 배전계통 신뢰도 지수에 미치는 영향은 아주 미비하다. Peak Shaving과 Net Metering은 부하점의 신뢰도를 악화시키는 결과를 보여주고 있는데, 이는 분산전원이 운전하고 있는 도중 분산전원 자체의 고장으로 인해서 신뢰도가 하락하게 된다.

3. 결 론

본 논문에서는 분산전원이 설치된 배전계통의 신뢰도 지수를 구하는 해석적 기법에 대해 논하였다. 이를 위한 기초단계로 분산전원과 부하점의 전력수급 상황에 따라 4-State로 분류하였고, 부하점의 공급지장율과 연간 공급지장시간을 통해 각 운영형태별로 분산전원이 미치는 영향을 수식화 하였다.

해석적 방법은 다양한 상황을 모의할 수 있는 Monte-Carlo 기법에 비해 정확성에서 뒤쳐지는 것은 사실이지만, 빠른 계산과 운전방식, 분산전원 용량 등의 변화에 따른 신뢰도의 변화를 파악하기 쉽다는 장점을 가지고 있다. 많은 가정들이 포함되어 있지만 지속적인 연구를 통해 시뮬레이션 기법 결과에 근접할 수 있을 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] Roy Billinton and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Plenum Press, 1992.
- [2] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel and K. S. So, "A reliability test system for educational purposes basic distribution system data and results", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, May 1991.
- [3] P. Wang and R. Billinton, "Time sequential simulation technique for rural distribution system reliability cost/worth evaluation including wind generation as alternative supply", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 148, No. 4, July 2001.