

한전시스템의 신뢰도 평가를 위한 모델 수립 및 고장률 계산

이승혁* · 김진오* · 차승태** · 김태균** · 추진부*
 * 한양대학교 · ** 한국전력공사 전력연구원

A Study on Optimal Modeling for the Reliability Evaluation of KEPCO Systems

Seung-Hyuk Lee* · Jin-O Kim* · Seung-Tae Cha** · Tae-Kyun Kim** · Jin-Bu Choo**
 * Dept. of Electrical Engineering, Hanyang University · ** KEPRI

Abstract - In the past decade, the importance and necessity of some studies on reliability evaluation of power system comes from the recent blackout events occurred in the world. Such power system reliability evaluation depends especially on historical outage data. This paper presents reliability model for evaluation in KEPCO systems that is suited to it's propose, and is to show how failure rates and unavailability(Forced Outage Rate) of transmission system components can be determined from the historical outage data of KEPCO systems. The data for these components were made available by KEPCO and KEPRI. A record spanning about 10 years of the historical data was used.

그리고 전력시스템 측면에서의 신뢰도는 규정된 운전조건을 만족하면서 수요자에게 전력을 공급하는 기본적인 역할을 수행하는 정도를 나타내는 척도가 된다.

선로번호	선로종류	선로길이	선로종류	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리	정기정리
1	1994	4	16	34	181	9	8	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
2	1994	4	18	3	20	199	4	14	8	24	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
3	1994	8	27	34	8	193	8	8	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
4	1994	3	7	35	26	199	7	1	15	7	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
5	1994	3	7	36	30	199	7	7	18	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
6	1994	12	21	3	42	193	12	7	3	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
7	1994	7	11	38	12	193	7	7	10	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
8	1994	7	11	38	12	193	7	7	10	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
9	1994	7	11	38	12	193	7	7	10	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
10	1994	19	23	12	8	193	19	12	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
11	1994	6	29	1	4	136	6	2	4	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
12	1994	7	6	4	8	199	7	8	6	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
13	1994	7	15	14	11	194	7	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
14	1994	3	25	14	10	192	3	10	14	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
15	1994	2	3	14	48	197	2	3	14	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
16	1994	4	17	17	44	197	4	17	17	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
17	1994	8	24	18	10	197	8	24	18	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
18	1994	5	9	10	27	192	5	9	10	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
19	1994	12	19	10	3	191	12	19	10	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
20	1994	4	13	5	37	194	4	13	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
21	1994	4	13	5	37	194	4	13	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
22	1994	4	13	5	37	194	4	13	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
23	1994	4	13	5	37	194	4	13	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
24	1994	4	13	5	37	194	4	13	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
25	1994	4	13	5	37	194	4	13	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
26	1994	10	21	8	1	194	10	21	8	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61

1. 서론

과거 수십 년 간 전력시스템의 신뢰도 평가를 위한 여러 방법론과 모델이 제시되고 적용되었다. 신뢰도 모델 수립 및 평가를 위해서는 고장실적 데이터가 매우 중요한 변수로 작용되기 때문에 어떠한 데이터가 존재하는가에 따라 신뢰도 모델과 평가 방법이 결정된다. 물론 더욱 정밀한 모델 수립 및 평가를 위해서는 고장실적에 영향을 미치는 요인(날씨 및 환경적 요소 등)들을 분석하고 고장률 계산에 이를 반드시 고려해야만 한다. 하지만 국내에서 신뢰도 평가를 위한 고장실적 데이터는 그 필요성이 대두된 것이 오래되지 않아 선행된 신뢰도 평가 연구들의 대다수가 실제 한전시스템 고장실적 데이터를 이용하기 보다는 가정된 데이터들을 이용한 것이 사실이다.

그림 1. 구축된 고장실적 데이터베이스(ezCas DB)의 화면

전력시스템의 수학적인 신뢰도 평가방법에는 여러 가지 방법들이 있지만 크게 다음과 같은 3가지 방법으로 분류할 수 있다 [1].

- 확률론적인 모델을 이용하는 방법
- 상태에 대한 순차적인 해석 방법
- 고장 효과 해석 방법

따라서, 그림 1과 같이 구축된 과거 10년(1994년~2003년)간의 고장실적 데이터베이스(ezCas DB)를 이용하여 한전시스템의 각 설비에 대한 가장 적합한 신뢰도 평가 모델의 일환으로, 우선 날씨나 지형에 관한 영향을 무시한 송전시스템 모델을 수립하여 각 선로의 고장률(Failure Rate: λ)을 계산하였다. 송전선로는 일반적으로 2가지 상태모델(2-State Model)로 모델링 되며, 독립적 단일사고와 의존적 다중사고로 크게 분류된다. 의존적 다중사고는 고장파급 고장(Common-mode Outage)이 포함된다.

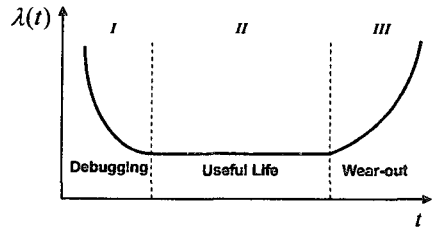


그림 2. 전형적인 전력시스템의 고장률 함수

본 논문에서는 이러한 독립적 단일사고만 고려한 경우의 고장확률과 의존적 다중사고(고장파급 고장)를 고려한 경우의 고장확률을 계산하고 서로 비교하여 더 정확한 한전시스템의 송전선로에 대한 신뢰도 평가방법을 제안하는 바이다.

본 논문에서는 위의 3가지 방법 중 전력시스템 각 요소의 상태에 대한 확률로써 표현되는 확률론적 모델을 이용하는 방법을 이용하여 송전시스템의 각 가공선로의 고장률 및 고장확률을 계산하였다. 가장 일반적이고 널리 이용되는 이 방법은 소위 'Markov Model'이라고도 불리며, 모든 확률적 범위를 음의 지수함수분포를 이용하여 표현한다. 고장률의 분포를 지수함수로 한 것은 실제 한전시스템의 운영을 고려할 때 모든 설비는 경제 운영 원칙을 따르는데 기인한다. 즉, 그림 2의 고장률 함수에서 III 부분인 경년시기(Wear-out)에 이르기 전에 교체가 이루어진다. 고장확률을 계산하기 위해서는 고장률

2. 신뢰도 모델 수립 및 고장률 계산

2.1 신뢰도 모델 수립

신뢰도는 여러 가지로 정의될 수 있지만, '예정된 기간동안에 예상되는 운전상태에서 기기가 적절한 성능을 발휘할 수 있는 확률'의 의미로써 널리 사용되고 있다.

(Failure Rate) 외에 수리율(Repair Rate)에 대한 정보도 필요하다. 수리율은 종모양(Bell-shape)의 분포형태에 더 가깝다. 그러나 본 논문에서 수리율 역시 지수함수 분포를 따른다고 가정하였다.

2.2 Markov Model을 이용한 고장률 계산

송전선로는 일반적으로 그림 3과 같은 2가지 상태 모델(2-State Model)로 모델링하며, 독립적 단일사고와 의존적 다중사고로 크게 분류된다. 의존적 다중사고는 고장파급 고장(Common-mode Outage)이 포함된다 [3].

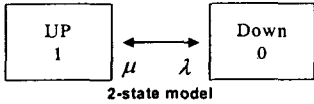


그림 3. 송전선로에 대한 상태 천이도

그림 3과 같은 2-state model의 송전선로에서 고장률(λ)과 수리율(μ)은 각각 식 (1)과 (2)에 의해 계산된다.

$$\lambda = \frac{1}{\text{Average Time to Outage}} = \frac{\text{Number of Outages}}{\text{Service Period} - \text{Total of Outage Durations}} \quad (1)$$

$$r = \frac{1}{\mu} = \frac{\text{Total of Outage Durations}}{\text{Number of Outages}} \quad (2)$$

고장확률(비가용도: Forced Outage Rate)은 식 (3)에 의해 구할 수 있다 [2-3].

$$\text{Unavailability (FOR)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3)$$

또한, 식 (1)의 고장률은 평균값이므로 상수이고 이 경우의 지수 확률밀도분포함수는 식 (4)와 같이 된다. 여기서, x 는 확률변수이다.

$$f_x(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x} & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (4)$$

우리나라 대부분의 송전선로는 같은 철탁에 2회선이 지나가는 구조이다. 따라서 날씨조건이나 어떠한 예기치 못한 사고로 인해 2회선 모두 고장을 일으키는 의존적 다중사고(고장파급 고장: Common-mode Outage)가 발생할 확률이 높다. 따라서 의존적 다중사고를 고려하지 않을 경우와 고려한 경우에 대한 Markov Model에 대해 다음 2.2.1절에서 살펴본다.

2.2.1 Common-mode를 고려하지 않은 경우의 모델

2회선인 송전선로에 대한 신뢰도 평가는 각 회선의 송전선로가 평형하므로 그림 4와 같이 2개의 요소(본 논문에서는 송전선로)가 병렬로 연결된 시스템으로 생각된다. 또한 1회선이 죽은 경우는 다른 회선을 이용하여 전력공급이 가능하므로 2회선 모두 고장이 일어난 경우의 확률이 곧 비가용도(Unavailability: FOR)가 된다.

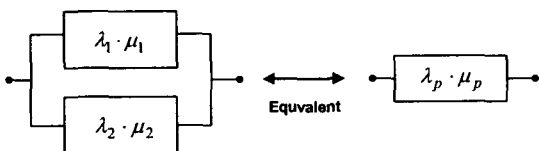


그림 4. 2개의 요소로 이루어진 병렬시스템의 상태도

그림 4에서 볼 수 있듯이 2개 요소의 병렬시스템은 하나의 요소를 갖는 시스템으로 등가화 된다. 결국, 2개의 요소가 모두 고장을 일으킬 확률(FOR)은 식 (5)와 같다.

$$P_{down} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (5)$$

여기서, $\lambda_i (i=1,2)$: 각 요소의 고장률
 $\mu_i (i=1,2)$: 각 요소의 수리율
 $\mu_p = \mu_1 + \mu_2$
 $\lambda_p = [\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)] / (1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2)$

위의 2개 요소일 경우를 우리나라 한전시스템 중 송전시스템의 가공선로의 고장실적을 계산하는 데 이용하면 그림 5와 같이 표현된다.

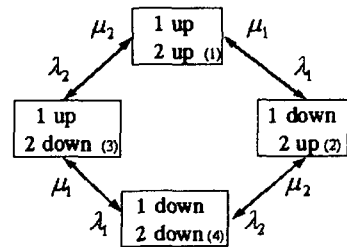


그림 5. 2회선 송전선로의 상태도

그림 5의 2회선 송전시스템에서 고장확률(FOR)은 상태 (4)일 경우의 확률이다. 결국, 의존적 다중사고(고장파급 고장: Common-mode Outage)를 고려하지 않은 경우의 고장확률은 식 (6)과 같다.

$$\text{Unavailability (FOR)} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (6)$$

여기서, $\lambda = [\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)] / (1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2)$
 $r = r_1 r_2 / (r_1 + r_2)$

2.2.2 Common-mode를 고려한 경우의 모델

Common-mode를 고려한 2회선인 송전선로에 대한 신뢰도 평가는 모델은 2.2.1절과 유사한 개념으로 생각하여 그림 6과 같다.

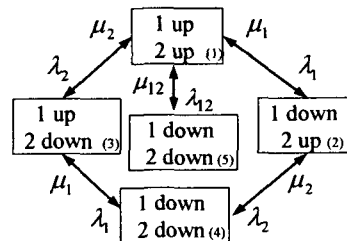


그림 6. Common-mode를 고려한 2회선 송전선로의 상태도

그림 6. Common-mode를 고려한 2회선 송전선로의 상태도

Common-mode 고장을 고려하지 않은 경우의 모델과 다른 점은 상태 (2)와 (3)에서 상태 (4)로 가는 천이(2회선의 모두 고장인 경우)는 각각 독립적인 고장으로 볼 수 있지만, 그 외의 Common-mode 고장인 상태(즉, 상태

(5))가 추가된 상태 모델이라는 점이다. 이러한 상태는 동일한 첩탑으로 송전선로 2회선이 지나가는 구조나, 날씨가 조건이나 어떠한 예기치 못한 사고로 인해 1회선이 고장을 일으킨 후 그것에 대한 고장파급으로 동시에 다른 1회선이 고장을 일으켜 결국 모든 선로가 고장을 일으키는 경우를 의미한다.

그림 6의 Common-mode를 고려한 2회선 송전시스템에서 고장확률(FOR)은 상태 (4)와 (5)일 경우의 확률이다. 결국, 의존적 다중사고(고장파급 고장: Common-mode Outage)를 고려한 경우의 고장확률은 식 (7)과 같이 표현된다.

$$Unavailability(FOR) = \lambda_1 \lambda_2 \tau_1 \tau_2 + \lambda_{12} \tau_{12} \quad (7)$$

여기서, $\lambda = \lambda_1 \lambda_2 (\tau_1 + \tau_2) + \lambda_{12}$
 $r = Unavailability/\lambda$

3. 사례 연구

우선, 한전시스템의 전체 전압 크기별 송전선로의 평균 고장률을 계산하여 전체적으로 어느 정도의 고장확률을 보이는지 살펴보았다. 고장확률을 계산하기 위하여 필요한 고장률($\lambda_{average}$)은 식 (8)과 같이 정의된다 [2].

$$\lambda_{average} = \frac{N}{n \cdot T} \quad (8)$$

여기서, N : 총 발생한 사고 횟수
 T : 전체 관측된 기간-총 발생한 사고 시간
 n : 총 선로의 개수

각 전압크기별 송전선로의 평균 고장률($\lambda_{average}$)과 평균 수리율($\mu_{average}$) 및 고장확률(FOR)은 표 1과 같다.

계산결과를 전체 고장실적 중 순간고장, 즉 송전선로 보호용 계전기가 정동작한 경우 및 고장시간이 1분 미만인 경우 데이터는 제외되었다. 또한 고장률 및 고장확률은 과거 한전시스템의 1994년부터 2003년까지의 10년간 송전고장 고장실적을 구축된 ezCas 데이터베이스를 이용하여 계산하였다.

표 1. 각 전압크기별 송전선로의 평균 고장확률

Level	$\lambda_{average}$ [occ/year]	$\mu_{average}$ [1/year]	FOR [%]
154 [kV]	0.017057714	163.2211232	0.0104496
345 [kV]	0.027787022	1841.993774	0.0015085

실제 해외의 고장확률(FOR)은 1~0.01 [%]로써 표 1의 결과는 우리나라의 송전시스템이 그만큼 강건한 것을 보여준다 [4]. 구축된 고장실적 데이터베이스(ezCas DB)의 데이터베이스에서 10년(1994~2003)간 154 [kV]급 송전선로의 전체사고 건수는 146건이고, 345 [kV]급 송전선로는 67건이다.

Common-mode를 고려한 경우와 고려하지 않은 각 경우에 대한 고장확률 계산은 광주관리처의 '호남 #1'과 '호남 #2'를 이용하였다.

'호남 #1'은 10년간 1회의 고장실적을 가지고 있고, '호남 #2'는 10년간 2회의 고장실적을 갖고 있다. '호남 #1'의 고장 1건은 그 발생당시 첩탑의 시공불량으로 인해 '호남 #2'에 고장파급을 발생시킨 경우이다. 각 고장의 고장지속시간 및 고장률은 표 2와 같다. 표 2의 데이터와 식 (6)과 (7)을 각각 이용하여 Common-mode를 고려하지 않은 경우(그림 4의 상태 (4))와 고려한 경우(그림 5의 상태 (4)와 (5))의 고장률 및 고장확률(FOR)을 계산한 결과는 표 3과 같다.

표 3의 결과로부터 '호남 #1'과 '호남 #2' 시스템의 고

장확률(FOR)은 Common-mode를 고려하지 않은 경우보다 고려한 경우가 훨씬 큰 것을 확인할 수 있다. 이러한 Common-mode를 고려한 송전시스템의 신뢰도 평가모델은 한전시스템과 같이 한 첩탑에 여러 회선의 송전선로가 지나가는 경우에 매우 정확한 평가를 할 수 있다.

표 2. 사례연구를 위한 호남 #1과 #2의 실제 고장실적을 이용한 고장시간 및 계산된 고장률

From Bus	To Bus	선로명	길이 [km]	정격 [MVA]	지속 시간 [hour]	λ [occ/year]
7260	7265	호남 #1	4.6	445	4 7667	0.1000054417
7260	7265	호남 #2	4.6	445	4 7667	0.2000114162
7260	7265	호남 #2	4.6	445	0 2333	

표 3. 호남 #1과 호남 #2 송전선로의 고장파급을 고려하지 않은 경우와 고려한 경우의 고장확률

	Without Common-mode Outage	with Common-mode Outage
λ (고장률) [/year]	0.0000165906	0.200022034
r (수리시간) [hour]	1.6399	2.3833
Unavailability(FOR)	0.00000031 [%]	0.0054419 [%]

4. 결 론

전력시스템의 신뢰도 평가를 위해서 선행되어야 할 것은 평가를 위한 적합한 모델수립이다. 이러한 모델수립을 위해서는 고장실적 데이터가 매우 중요한 변수로 작용되기 때문에 어떠한 데이터가 존재하는가에 따라 신뢰도 모델과 평가방법이 결정된다. 하지만 우리나라 전력시스템의 신뢰도 평가는 그 필요성이 대두된 것이 오래되지 않아 선행된 연구의 대다수가 실제 한전시스템 고장실적 데이터를 이용하기 보다는 가정된 데이터들을 이용한 것이 사실이다. 본 논문에서는 앞으로 한전시스템의 신뢰도 평가를 위한 첫걸음으로, 우리나라의 과거 고장실적 데이터를 효율적으로 이용할 수 있는 여러 신뢰도 평가방법의 일환으로 고장파급 사고를 고려한 경우의 고장확률과 그렇지 않은 경우를 실제 고장실적 데이터를 이용하여 비교하였다. 이러한 신뢰도 데이터 및 평가방법은 한전시스템의 신뢰도 평가에 매우 유용한 자료로 이용될 것이다.

향후 날씨효과를 고려한 송전선로의 신뢰도 평가 및 그리고 각 발전설비에 대한 신뢰도 평가를 위한 연구를 수행할 계획이다.

감사의 글

본 논문은 전력연구원의 연구지원(기금-119J03JP03)에 의해 수행되었음.

[참 고 문 헌]

- [1] Jasper F.L. van Casteren, Math H.J. Bollen and M.E. Schmiegel, "Reliability Assessment in Electrical Power Systems: The Weibull-Markov Stochastic Model", *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. 36, No. 3, May 2000.
- [2] EPRI, "Predicting Transmission Outages for Power Systems Reliability Evaluations-Volume 1: Methodology and Validation", *EPRI EL-3880, Vol. 1, Project Final Report*, May 1985.
- [3] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Evaluations of Power Systems-2nd Edition*, Plenum Press, New York & London.
- [4] 전동훈, 김태근, 차승태, 추진부, 트란트론 팀, 이상식, 최재석, "TRELSS를 이용한 전력계통의 확률론적 신뢰도 평가 IV 한전계통에 대한 사례연구", 2004년도 대한전기학회 전력계통연구회 춘계학술대회, May 2004.