

전력계통의 확률론적 신뢰도평가를 위한 사고확률 추정에 관한 연구

이상식*, 트란트룽틴*, 최재석*
*경상대학교

전동훈**, 김태균**, 차승태**, 추진부**
**전력연구원

A Study on Assessment of Forced Outage Rates for Reliability Evaluation of Power System

Sangsik Lee*, TrungTinh Tran*, Jaeseok Choi*
*Gyeongsang National University

D. Jeon**, T. Kim**, S. Cha**, J. Choo**
**KEPRI

Abstract - In recent, the importance and necessity of some studies on reliability evaluation of grid comes from the recent black-out accidents occurred in the world. The quantity evaluation of transmission system reliability is very important under competitive electricity environment. Accurate probabilistic reliability evaluation depends on assessment of forced outage rate of elements, generators, transmission lines. This paper describes basic theory of relationship between outage rates and reliability evaluation for assessing FOR(forced outage rate) of elements of power system. In case study, FORs assessed and supplied from Canada Electricity Association is introduced and FORs assessed from using actual historical data from 1997 to 2002 for transmission lines of KEPCO system.

를 $N_s(t)$ 생존에 실패한 개수를 $N_f(t)$ 라고 할 때 신뢰도는 다음과 같이 된다[4].

$$R(t) = N_s(t) / N_0(t) = (N_0(t) - N_f(t)) / N_0(t) = 1 - N_f(t) / N_0(t) \quad (1)$$

그러므로,

$$dR(t)/dt = -dN_f(t) / N_0(t) \quad (2)$$

여기서, $dN_f(t)/N_0(t) = f(t)$ 라고 하고 이를 “순시 실패 밀도(instantaneous failure density)” 이라고 부른다. 그러므로

$$dR(t)/dt = - f(t) \quad (3)$$

와 같이 표현된다.

한편, 다음과 같이 정의되는 $\lambda(t)$ 를 “순시 고장율 (instantaneous failure/ hazard rate)” 이라고 한다.

$$\lambda(t) = dN_f(t) / N_s(t) dt = f(t) / R(t) = -dR(t) / R(t) dt \quad (4)$$

$$\int_0^t \lambda(t) dt = - \int_1^{R(t)} \frac{dR(t)}{R(t)} \quad (5)$$

이를 적분하고 $R(t)$ 에 대하여 정리하면 다음과 같은 임의의 시간까지 생존하는 개수의 비, 즉 생존확률을 의미하는 신뢰도를 구할 수 있다. 이를 신뢰도 함수라고 한다.

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (6)$$

여기서 순시고장율 $\lambda(t)$ 가 상수 λ 라고 가정하면 신뢰도 함수는 다음과 같이 된다. 이는 확률분포함수를 주에서 포아슨 확률분포함수(Poisson probability distribution function)의 Taylor 전개식의 첫 번째 항과 동일하다[4]. 이를 지수확률분포함수라고 부른다. 즉, 신뢰도 함수는 궁극적으로 포아슨 확률분포에 기초를 두고 있음을 알 수 있으며 특히 고장율이 상수일때(전력계통에서는 통상 그렇게 가정한다.) 이는 지수확률분포함수에 따름을 알 수 있다. 그리고 이때 상수인 순시고장율을 일반적으로 고장율(λ)이라고 한다.

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (7)$$

1. 서 론

“전력계통의 신뢰도란 임의의 시각에 그 시스템이 생존하는 확률(Probability of Successful Operation or The Survival Probability)로 정의되며 더불어 그 시스템이 생존하여 시스템이 그 목적하는 임무를 제대로 수행하는 능력의 정도”를 말하는 것으로서 이는 시스템 요소들의 사고확률과 가장 밀접한 관련이 있다[1-4]. 그러므로 전력계통의 임무란 광의의 의미에서는 주어진 환경에서 공급의 중단 없이 수용가에게 양질의 전력을 잘 공급하는 것이라고 할 수 있으므로 결국 전력계통이 임의의 시각까지 잘 생존하고(시스템적인 관점) 나아가 수용가에게 전력에너지를 공급하는 능력의 정도(전력에너지 공급서비스 능력의 관점)라고 말할 수 있고 이는 전력계통의 요소인 발전기, 변압기 송전선로의 사고확률과 가장 밀접한 관련을 갖는다. 본 연구에서는 차후 확률론적 신뢰도 평가를 정확히 수행하기 위하여 가장 중요한 입력변수로 작동하는 전력계통의 사고확률을 추정하는 절차를 구축하기 위한 토대를 마련하기로 하고 여기서는 기초이론을 살펴보고 그 토대를 정립하고자한다. 이를 위하여 먼저 외국의 경우를 살펴보고 우리나라의 경우에 대하여 1997~2002년도까지의 송전선로에 대한 연간실적보고서를 토대로 간단히 추정하여보았다. 끝으로 앞으로 정확한 사고확률을 추정하는 시스템을 구축하기 위한 관련 작업에 관하여도 살펴보고 효과적인 추정을 위하여 몇 가지 정책적인 면에서도 제안코자한다.

2. 신뢰도함수

2.1 신뢰도 함수

신뢰도란 임의의 시각까지 생존할 확률이라는 정의로부터 신뢰도함수를 유도하여보기로 한다. 지금 N_0 의 동일한 요소(기기)에 대하여 임의시각 t에서 생존한 개수

2.2 고장을, 복구율 및 사고확률

전술한 순시고장율은 신뢰도함수에서 매우 중요한 변수임을 알 수 있다. 이에 대하여 좀더 자세히 살펴보기로 한다. 다음의 그림 1은 전력기기의 전형적인 고장율의 함수모양을 나타낸 것이다. 여기서보는 바와 같이 신뢰도 평가에서 매우 중요한 자리를 차지하는 매개변수인 고장율(λ)은 시간의 함수이며 육조의 단면 모양의 곡선(bath-tube curve)을 갖는다. 그러나 전력계통에 사용되고 있는 기기는 충분한 실적을 기초로 하여 설계가 이루어지며 제작단계에서 적절한 정밀시험을 거치므로 초기 고장에 해당하는 사고는 그다지 많지 않다. 또한 실제 사용개시 후에도 수명이 다하는 wear-out인 III 단계로 진입하기 전에 정기점검이나 마모부품의 교환 등을 실시함으로써 발전기나 송전선로 등이 본연의 임무를 잘 수행도록 보수유지를 수행하여 사전에 고장을 차단하고 있다. 그러므로 그 부품의 수명이 다하는 기간을 의미하는 III 단계의 고장은 별로 많지 않다. 그러므로 useful life인 II 단계에 있는 기간이 길며 그 기간동안의 전기기기 혹은 시스템의 고장율은 실질적으로 일정한 상수로 보아도 별 지장이 없다[4].

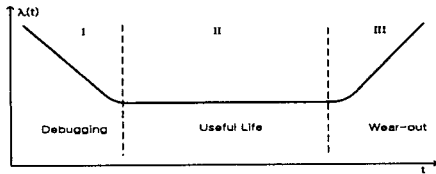


그림 1 전형적인 전력계통요소들의 고장율

고장율을 상수로 가정할 경우의 지수확률분포밀도함수는 다음 식과 같이 된다. 여기서 x 는 확률변수이다. 그림 2는 이를 보인 것이다[4].

$$f_x(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x}, & x > 0, \\ 0, & x \leq 0. \end{cases} \quad (8)$$

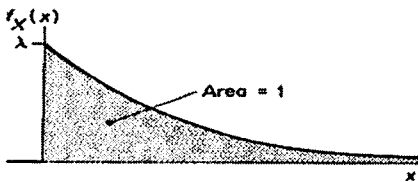


그림 2 지수확률분포밀도함수

한편, 지수확률분포함수의 평균치(기대치) 및 분산은 다음과 같다.

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad \text{and} \quad \sigma^2 = \frac{1}{\lambda^2}. \quad (9)$$

이 평균치 m 을 평균운전지속시간(Mean time to failures; MTTF) 이라고 한다. 이는 다음과 같은 개념으로부터도 간단히 유도된다. 각종 기기 중 하나를 선택해서 운전과 사고라는 두개의 상태만을 갖는다고 가정하고 기록하면 그림 3과 같이 나타난다[5].

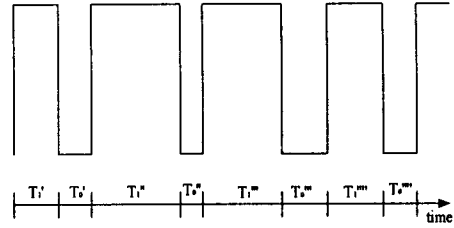


그림 3 전력계통요소들의 운전상황

그림 3에서 $T_0', T_0'', T_0''', \dots$ 는 원인이 무엇이든 사고가 발생하여 만족한 기능을 발휘하지 못한 시간이다. 또한 $T_1', T_1'', T_1''', \dots$ 은 정상적으로 운전이 이루어진 상태를 나타낸 것이다. 이들의 기록을 장기간 수집하여 평균값을 구하면 평균사고지속시간(Mean time to repairs; MTTR) T_0 와 평균운전지속시간(Mean time to failures; MTTF) T_1 을 구할 수 있고 T_0+T_1 은 사고가 발생한 후 다음 사고가 일어날 때까지의 평균간격으로 평균사고발생간격(Mean time between failures; MTBF)이라 한다. 또한 $T_1/(T_0+T_1)$ 을 이용가능도(Availability), $T_0/(T_0+T_1)$ 을 이용불능도(Unavailability)라 한다. T_1 은 사고가 복구된 후 다음 사고가 발생할 때까지의 평균시간으로 T_1 시간이 경과하면 평균 1회의 사고가 발생한다는 것을 의미한다. 이것을 단위시간당 사고회수로 환산하면 식 10과 같이 사고발생율(failure rate) 또는 고장율, λ 가 된다.

$$\lambda = \frac{1}{T_1} \quad (10)$$

같은 관점에서 사고복구율(repair rate), μ 및 평균복구시간, T_0 는 식 11과 같이 구해진다.

$$\mu = \frac{1}{T_0} \quad (11)$$

한편, 주기 T 를 다음과 같이 정의한다.

$$1/(T_1+T_0) = T \quad (12)$$

또한 이의 역수를 빈도수라 한다.

$$f = 1/T \quad (13)$$

그러므로 $T_0/(T_0+T_1)$ 로 표현되는 이용불능도(Unavailability)는 다음과 같이 표현될 수 있으며 이를 사고확률(FOR: Forced Outage Rate)이라 한다.

$$\text{FOR} = \lambda/(\lambda+\mu) = T_0/(T_1+T_0) = T_0 f = f/\mu \quad (14)$$

3. 작업절차도

본 연구에서는 이를 위하여 앞서 전술한 사고확률이론

에 근거하여 다음과 같이 사고확률을 작성하는 프로그램을 작성하였다.

- 단계1. PSS/E v23 기본 조류계산 출력자료입력
- 단계2. 선로사고 상황자료입력 및 default 값 입력
- 단계3. 송전선로의 접속모선 번호인식
- 단계4. 각 송전선로별 MTTF 및 MTTR 계산
- 단계5. 각 송전선로별 사고확률
FOR=MTTF/(MTTR+MTTF) 계산
- 단계6. 모집단의 분포검정
- 단계7. 출력자료 프린팅

4. 사례연구

4.1 캐나다의 경우

겨울철에 매우추운 악조건의 기후에서 전력계통을 운영함에 따라 계통사고에 대하여 오래전부터 관심을 가지고 깊이 있게 연구를 함에 따라 이 분야에 자연스럽게 세계최고의 자료를 보유하고 정리하여 현재까지 약 30년까지의 과거자료를 다각적으로 구축하여 오고 있는 캐나다의 경우를 먼저 살펴보기로 한다. 표 1은 캐나다의 발전계통의 사고 자료이며 표2는 추정된 송전선로의 사고확률자료이다[6,7].

표 1 캐나다 발전계통의 사고확률자료

	UNIT YEARS (A)	ABN OF (%)	OP TIME (A)	OP FAC TOR (%)	NO. OF FOR CED OUT AGES	TOT AL F.O.T (A)	MAX IMUM F.O.D (H)	MEAN F.O.D (H)
Combustion Turbine Generating Unit								
YEAR 0 UNIT	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	37.0	65.56	8.5	22.95	108	0.9	1477.60	69.12
ALL UNITS	37.0	65.56	8.5	22.95	108	0.9	1477.60	69.12
Internal Combustion Generating Unit								
YEAR 0 UNIT	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	5.0	29.76	3.2	64.08	41	0.1	232.9	21.71
ALL UNITS	5.0	29.76	3.2	64.08	41	0.1	232.9	21.71
Fossil Generating Unit								
YEAR 0 UNIT	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	89.0	9.12	62.0	69.71	799	5.0	2084.75	54.61
ALL UNITS	89.0	9.12	62.0	69.71	799	5.0	2084.75	54.61
Hydraulic Generating Unit								
YEAR 0 UNIT	0.7	8.91	0.6	82.15	10	0.0	133.31	26.31
EXC. YEAR 0	720.3	19.09	525.4	72.95	2560	11.5	2841.50	39.47
ALL UNITS	721.0	19.09	526.0	72.95	2570	11.6	2841.50	39.41
Nuclear Generating Unit								
YEAR 0 UNIT	0.0	0.00	0.0	0.00	0	0.0	0.00	0.00
EXC. YEAR 0	13.0	0.01	10.7	82.64	29	0.5	744.00	164.05

ALL UNITS	13.0	0.01	10.7	82.64	29	0.5	744.00	164.05
-----------	------	------	------	-------	----	-----	--------	--------

표 2 캐나다 송전계통의 사고확률자료

Voltage Classification	Kilometer Year (km.a)	Number of Outage	Total Time (h)	Frequency (Per 100km.a)	Mean Duration (h)	Unavailability (%)
Up to 109 kV	29,376	1,462	12,021	4.9769	8.2	0.466
110 - 149 kV	235,545	5,741	76,665	2.4373	13.4	0.373
150 - 199 kV	11,365	91	540	0.8007	0.3	0.054
200 - 299 kV	202,941	2,133	19,021	1.0510	8.9	0.107
300 - 399 kV	49,934	118	5,870	0.2363	49.7	0.134
500-599 kV	51,324	884	2,709	1.7224	3.1	0.061
600-799 kV	53,427	150	17,877	0.2808	119.2	0.382

여기서 보는 바와 같이 캐나다의 경우에 발전기의 사고 확률은 종류별로 다르기는 하지만 0.1 - 0.02 범위에 놓여있으며 송전선로 사고확률은 0.005 - 0.0005의 범위에 놓여 있음을 알 수 있다.

4.2 우리나라의 경우

본 연구에서는 우리나라의 전력계통의 요소들의 사고확률을 추정함에 궁극적 목적을 두고 우선 송전선로 사고확률을 추정하기 위하여 프로그램을 작성하고 표 3과 같은 1997년도-2002년도까지의 6년간의 실적치를 적절히 이용하여 추정하여보았다[9]. 당초 추정치가 신뢰성을 갖기 위해서는 사고율이 포아슨분포특성을 가지므로 적어도 8년 이상의 실적치 자료가 필요하나 이를 구하기가 매우 어려우므로 우선 구입된 6년간의 자료를 이용하였다.

표 3 송전선로 사고확률 추정을 위한 입력자료2002년도(예)

연도	송전선로	고장명	발생일자	발생시간	시간	비고	고장원인		
2002	1	부산소	345	송전선로	SB	2002-02-06	12:35	120	송전선로 고장
2002	2	부산소	345	송전선로	SB	2002-02-08	13:46	180	송전선로 고장
2002	3	부산소	345	송전선로	SB	2002-03-18	12:45	80	송전선로 고장
2002	4	부산소	345	송전선로	SB	2002-04-05	14:58	80	송전선로 고장
2002	5	부산소	345	송전선로	SB	2002-04-14	16:28	80	송전선로 고장
2002	6	부산소	154	송전선로	SB	2002-05-02	9:11	5	송전선로 고장
2002	7	부산소	66	송전선로	SB	2002-07-10	8:58	6	송전선로 고장
2002	8	부산소	154	송전선로	SB	2002-08-22	9:21	5	송전선로 고장
2002	9	부산소	66	송전선로	SB	2002-08-30	20:14	30	송전선로 고장
2002	10	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-31	8:15	20	송전선로 고장
2002	11	부산소	66	송전선로	SB	2002-09-31	2:04	25	송전선로 고장
2002	12	부산소	66	송전선로	SB	2002-09-31	21:40	30	송전선로 고장
2002	13	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-31	9:00	5	송전선로 고장
2002	14	부산소	345	송전선로	SB	2002-09-31	10:42	30	송전선로 고장
2002	15	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-31	12:43	30	송전선로 고장
2002	16	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-31	16:02	30	송전선로 고장
2002	17	부산소	345	송전선로	SB	2002-09-31	16:03	50	송전선로 고장
2002	18	부산소	345	송전선로	SB	2002-09-31	16:18	5	송전선로 고장
2002	19	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-31	16:24	50	송전선로 고장
2002	20	부산소	345	송전선로	SB	2002-09-31	17:16	50	송전선로 고장
2002	21	부산소	345	송전선로	SB	2002-09-31	17:20	30	송전선로 고장
2002	22	부산소	66	송전선로	SB	2002-09-31	19:25	30	송전선로 고장
2002	23	부산소	66	송전선로	SB	2002-09-31	20:48	30	송전선로 고장
2002	24	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-31	21:52	30	송전선로 고장
2002	25	부산소	154	송전선로	SB	2002-09-09	23:53	30	송전선로 고장
2002	26	부산소	154	송전선로	SB	2002-10-15	13:04	30	송전선로 고장
2002	27	부산소	154	송전선로	SB	2002-10-21	15:50	30	송전선로 고장
2002	28	부산소	154	송전선로	SB	2002-12-22	1:49	30	송전선로 고장
2002	29	부산소	154	송전선로	SB	2002-11-13	8:15	13	송전선로 고장
2002	30	부산소	154	송전선로	SB	2002-12-09	5:01	479	송전선로 고장

표 4는 본 연구에서 추정된 사고확률 값으로서 우리나라의 경우에는 매우 낮은 수치를 나타내고 있음을 알 수 있다. 차후 이의 추정치의 검증여부는 차후로 좀더 정확한 실적치의 자료를 획득하여야 할 것으로 사료된다.

표 4 우리나라의 송전선로 사고확률 추정결과 (1997-2002 자료사용)

4 years are considered for FOI(Forced Outage Rate) assessment
 START YEAR = 1997
 END YEAR = 2002

ID	SR(1)	ER(1)	MSR(1)	MSR(1)	MMR	TOUT	FREQ	HTER	HTTF	FO	FOI(1)	FOI
				(min)	(acc)	(acc/yr)	(hr)	(hr)				
1	1400	1500	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
2	1400	1500	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
3	1400	1800	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
4	1400	1800	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
5	1400	2250	영동	사익	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
6	1400	2250	영동	사익	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
7	1410	1411	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
8	1410	1410	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
9	1410	1470	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
10	1410	1405	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
11	1410	1405	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
12	1410	1540	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
13	1410	1920	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
14	1411	1410	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
15	1411	1470	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
16	1411	1405	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
17	1411	1405	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
18	1411	1570	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
19	1411	1920	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
20	1400	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
21	1400	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
22	1405	1405	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
23	1405	1405	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
24	1405	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
25	1405	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
26	1405	1425	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
27	1405	1420	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
28	1405	1420	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
29	1405	1440	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
30	1470	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
31	1470	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
32	1470	1875	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
33	1475	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571
34	1475	1400	영동	의정	100	6	0.00	0.759.50	0.50000	2.00000	0.001142	0.000571

5. 결 론

본 연구에서는 차후 확률론적 신뢰도 평가를 정확히 수행하기 위하여 가장 중요한 입력변수로 작동하는 전력 계통의 사고확률을 추정하는 절차를 구축하기 위한 토대를 마련하기로 하고 여기서는 기초이론을 살펴보고 그 토대를 정립하였다. 이를 위하여 먼저 외국의 경우로 캐나다의 경우를 살펴보고 우리나라의 경우에 대하여 1997-2002년도까지의 송전선로에 대한 연간보고서를 토대로 간단히 추정하여 보았다. 그러나 이번에 추정한 우리나라의 결과를 분석하면 타 외국보다 너무 낮은 값이 얻어지는바 이에 대한 추정을 위한 입력자료, 즉 실적치의 가공치리에 대한 검토가 사료된다. 즉, 실적치의 자료에 신빙성이 없는바 이의 신뢰성이 낮아 이번에 추정한 사고확률의 값을 실제로 적용하기에는 무리가 있다고 판단된다. 그러므로 현재 세계적으로 구조개편과 관련 없이 확률이론을 전력계통에 적용할 경우에 대비하여 보다 정밀한 계통요소들의 사고확률 추정을 위한 다음과 같은 차후 연구 및 정부관련 기관의 도움이 뒷받침해주기를 기대한다.

1. 계통기기들의 사고빈도 및 사고시간과 같은 불확실성의 요소를 체계적으로 년간 별로 정리하는 관리시스템 법령화.(현재는 사고원인분석에 집중되어 있음.)
2. 이의 관리요소 중 핵심인 계통요소들의 사고확률 추정의 체계적인 시스템 구축방안 기술기준 마련. 이를 위한 구체적인 추정시스템 방안을 마련.

3. 이의 추정을 객관적이고도 타당성 있게 수행하기 위하여 사고확률 자료요청에 대한 강제적 권한을 위임 받는 기구의 설립이나 위탁법령제정.
4. 이와 관련한 용어의 정의의 체계화.

이는 우리나라의 구조개편의 진행과 상관없이 세계적으로 전력계통분야에 확률이론의 응용이 더욱 넓어지는 추세이고 특히 확률론적인 신뢰도평가가 매우 요청되는 시점에 있으므로 보다 정확한 사고확률의 추정기법 및 구축은 매우 필요할 것으로 사료되며 본 연구는 이의 기초가 될 것으로 기대된다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부의(과제번호:02230-05)지원에 의하여 전력연구원 주관으로 경상대학교에서 위탁하여 수행된 연구 결과의 일부임.

[참 고 문 헌]

1. Roy Billinton and Ronald N. Allan. 1993. Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Kluwer Academic Pub.
2. Roy Billinton & Ronald N. Allan. 1984. Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press.
3. Roy Billinton. 1979. Power System Reliability Evaluation. Gordon and Breach Science Publishers.
4. Roy Billinton and Wenyan Li. 1994. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Plenum Press.
5. 송길영. 1993. 전력계통의 해석 및 운용. 동일출판사.
6. CEA, Forced Outage Performance of Transmission Equipment 1994-1998, CEA, ERIS Annual Report, Feb. 2002.
7. CEA, Forced Outage Performance of Generation Equipment 1999, CEA, ERIS Annual Report, Nov. 2002.
8. M. P. Bhavaraju, R. Billinton, N. D. Reppen and P. F. Albrecht (Feb. 1988). Requirements for Composite System Reliability Evaluation Models. IEEE Trans., Vol. 3, No. 1, pp. 149-157.
9. 한국전력공사 송변전처, "1997-2002년 송전설비고장분석 및 대책" 한국전력공사 송변전처 송전운영팀 연간 보고서, 1998년3월-2003년3월.