

# 두 종류의 부하곡선에 관한 공급지장시간기대치(LOLE)의 상호 변환관계성

## Conversion Function and Relationship of Loss of Load Expectation Indices on Two Kinds of Load Duration Curve

이 연 찬\* · 오 웅 진\* · 최 재 석† · 차 준 민\*\* · 최 흥 석\*\*\* · 전 동 훈§  
(Yeonchan Lee · Ungjin Oh · Jaeseok Choi · Junmin Cha · Hongseok Choi · Donghun Jeon)

**Abstract** - This paper develops a conversion function and method transforming from daily peak load curve used LOLE<sub>D</sub> [days/year] to hourly load curve used LOLE<sub>H</sub>[hours/year]and describes relationship between LOLE<sub>D</sub> [days/year] and LOLE<sub>H</sub> [hours/year]. The indices can not only be transformed just arithmetically but also have different characteristics physically because of using their different load curves. The conversion function is formulated as variables of capacity and forced outage rate of generator, hourly load daily load factor and daily peak load yearly load factor, etc. Therefore, the conversion function ( $\gamma = \varphi(\cdot)$ ) can not be simple. In this study, therefore, the function is formulated as linear times of separated two functions. One is an exponential formed conversion function of daily load factor. Another is formulated with an exponential typed conversion function of daily peak load yearly load factor. Futhermore, this paper presents algorithm and flow chart for transforming from LOLE<sub>D</sub>[days/year] to LOLE<sub>H</sub>[hours/year]. The proposed conversion function is applied to sample system and actual KPS(Korea Power System) in 2015. The exponent coefficients of the conversion functions are assessed using proposed method. Finally, assessment errors using conversion function for case studies of sample system and actual system are evaluated to certify the firstly proposed method.

**Key Words** : Probabilistic reliability evaluation, Loss of Load Expectation(LOLE), Hourly Load Duration Curve(HLDC), Daily Peak Load Duration Curve(DPLDC), Effective load, Effective Load Duration Curve(ELDC), Load Factor(LF), Reliability indices conversion function

### 1. 서 론

전력계통의 장기전력수급계획 및 계통확충계획에서는 매시간의 값보다 하루하루의 최대부하가 중요하다. 결정론적 신뢰도지수인 설비예비율도 사실 따지고 보면 전체부하변동곡선보다 최대치만을 고려한 것이다. 따라서 최대치만을 보다 중요시하자는 취지의 목적으로 연간에 걸쳐서 하루하루의 일부하최대치( $L_{P,day}$ ) 365개의 값을 그 날의 대표 값으로 하여 해당연도의 부하변동곡선으로 구성하고 이를 이용하여 LOLE[일/년]지수를 평가하여 수많은 공헌을 하여왔다[1-5].

그러나 최근 신재생에너지발전원이 전력계통에 투입되면서 기존의 1년간의 일부하최대치( $L_{P,day}$ ) 365개의 값으로 부하변동곡선

을 구성하고 이를 이용하여 LOLE[일/년](이를 편의상 본 논문에서는 LOLE<sub>Dy</sub>라고 한다.) 신뢰도지수뿐만 아니라 1년간의 8760개의 시간부하곡선을 이용한 LOLE[시간/년](이를 편의상 본 논문에서는 LOLE<sub>Hh</sub>라고 한다.) 지수도 중요한 신뢰도지수로 등장하였다.[6,7] 따라서 이들 둘 사이의 물리적 의미의 차이 및 상호관계성을 분석하고 나아가 그 관계성으로부터 유용성의 여부를 탐색하고 더불어 이를 실제적으로 적절히 이용하는 방법 등을 모색함이 필요하게 되었다. 특히, 최근 실시간 온라인 시대에 접어들면서 불확실성이 큰 신재생에너지발전원을 고려한 하루전(a day ahead) 혹은 일주일전(a week ahead)의 전력계통의 단기운용계획에서도 확률론적 신뢰도지수 사용의 필요함이 절실하게 되었고 이는 필연적으로 시간부하곡선을 이용해야만 한다[8].

한편, LOLE<sub>Dy</sub>와 LOLE<sub>Hh</sub>의 단위들은 각각 대상으로 한 부하곡선의 종류까지 의미하고 있으므로 이들을 단순히 산술적으로 변환하여 LOLE<sub>Dy</sub>[일/년]×24[시간/일]=LOLE<sub>Hh</sub>[시간/년]라고 결코 말할 수 없다. 가령 우리나라의 경우에 과거 장기전원개발계획시의 신뢰도 기준으로 LOLE=0.7[일/년]을 사용하여오다가 1996년 경에 0.5[일/년]으로 높였으며 최근 제7차 전력수급계획시에는 0.3[일/년]으로 격상하였는데 본 0.3[일/년]을 부하곡선의 형태가 다른 지수인 LOLE<sub>Hh</sub>의 지수로 환산하여 0.3×24=7.2[시간/년]이라 할 수 없다.

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Eng., RIGET, ERI, Gyeongsang National University, Republic of Korea  
E-mail : jschoi@gnu.ac.kr

\* Dept. of Electrical Engineering, Gyeongsang National University, Republic of Korea

\*\* Dept. of Electrical Engineering, Daejin University, Korea.

\*\*\* KOREA POWER EXCHANGE(KPX), Korea

§ KEPCO Research Institute, Korea

Received : April 5, 2016; Accepted : February 8, 2017

또한, HLI(Hierarchical Level I)라고 부르는 발전계통의 확률론적인 신뢰도란 송전계통은 용량무한대이며 사고가 전혀 없는 완전무결 수송계통이라는 의미로 가정하고 “발전계통 및 부하의 불확실성을 고려하면서 원하는 부하를 얼마나 잘 공급하여 줄 수 있느냐?”를 평가하는 것이다. 이는 부하의 수준과 발전공급력을 서로 함수적으로 부딪치게 하여 그때 위험성(리스크)이 얼마나 발생하는가를 정량적으로 평가하여 이를 신뢰도 지수로 삼는다. 이때 수학적으로는 부하확률분포함수와 발전기의 공급능력의 확률분포함수(사실은 리스크를 측정하는 것이 목적이므로 실제 사용하는 함수는 사고용량분포확률함수가 된다.)를 상승적분을 실시함으로써 구할 수 있다. 그림 1은 발전계통의 신뢰도평가를 위한 리스크 모델 개념도를 보인 것이다[1,5].

현재까지 확률론적인 신뢰도지수를 평가하는 방법은 크게 해석적인 방법과 시뮬레이션 방법 그리고 근래 개발된 유전자알고리즘 방법(GA: Genetic Algorithm) 등으로 나누어진다. 해석적 방법으로는 후술하는 유효부하개념을 이용한 방법[9], Cumulant법[10] 및 MOCA법[11] 등이 있으며, 시뮬레이션방법으로는 Monte Carlo 모의법[12] 등이 있다. 그러나 이들 모두는 장단점을 갖는다.

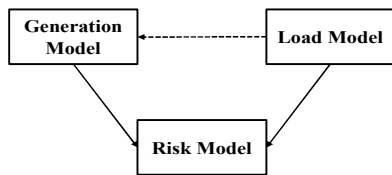


그림 1 발전계통의 신뢰도평가를 위한 리스크 모델 개념도  
 Fig. 1 Risk model for reliability evaluation of generation system

본 논문에서는 기존의 LOLE 지수 계산 시에 사용해왔던 일최대부하지속곡선(DPLDC: Daily Peak Load Duration Curve)을 이용한  $LOLE_{Dy}$  [일/년]와 최근 그 필요성이 증대되고 있는 시간부하지속곡선(HLDC: Hourly Load Duration Curve)을 이용한  $LOLE_{Hy}$  [시간/년]의 상호 관련 특성을 보다 면밀히 살펴보고  $LOLE_{Dy}$ 와  $LOLE_{Hy}$  사이의 변환함수를 처음으로 개발하고 이를 제안한다. 나아가 우리나라 실계통규모의 모델계통을 대상으로 본 연구에서 제안하는 변환함수의 매개변수(parameter)를 구하고 이를 이용하여  $LOLE_{Dy}$ 에서 추정되는  $LOLE'_{Hy}$ 와 실제  $LOLE_{Hy}$ 값과 서로 비교하여 오차분석도 수행하여 봄으로써 제안하는 변환함수의 활용가능성도 검증하여 보았으며 나아가 최근 새로 격상된 신뢰도기준인 0.3[days/year]에 해당하는  $LOLE_{Hy}$  [hours/year]값도 추정하여 제안한다. 참고로 본 연구에서는 상대적으로 정확도가 우수하다고 알려져 있는 유효부하모델방법을 사용하였다.

2. LOLE와 부하곡선 및 유효부하

2.1 부하곡선 종류에 따른 LOLE(Loss of Load Expectation) 단위

발전계통뿐만 아니라 전력계통의 전반에 걸쳐서 확률론적이든

결정론적이든 정전시간은 좋은 신뢰도지수이다. 특히 불확실성을 갖는 전력계통에서는 전력이라는 에너지가 부하에 얼마나 잘 공급하는지를 가능하는 잣대로서 확률론적인 정전시간 즉, 정전시간의 기대치를 구해보는 것이다. 이를 정식화하면 식 (1)과 같으며 여기서  $\Delta t_i$ 는 이산적인 부하지속곡선으로 모델링할 때 부하의 계단 번호 즉, 부하시간대 번호이며  $NT$ 는 총 부하계단수이다 [1,2].

$$LOLE = \sum_{i=1}^{NT} P(C_{G_i} < L_i) \times \Delta t_i \quad [\text{days 혹은 hours/year}] \quad (1)$$

- 단,  $P$  : 공급지장이 일어날 확률
- $C_{G_i}$  :  $i$ 번째 부하시간대의 발전기의 용량 [MW]
- $L_i$  :  $i$ 번째 부하시간대의 부하크기 [MW]
- $\Delta t_i$  :  $i$ 번째 부하시간대의 지속시간 [days 혹은 hours]

그림 2는 이를 보다 알기 쉽도록 표현해본 것이다. 그림 2에서 시간평균부하(Hourly average load)를 이용할 경우  $T=8760$ 시간이고 일최대부하(Daily peak load)를 이용할 경우  $T=365$ 일이다. 여기서  $IC$ 는 발전계통의 총 설비용량[MW]이며  $L_p$ 는 최대부하[MW]이고  $\Phi(x)$ 는 부하곡선을 의미한다. 더불어,  $A_k$ ,  $D_k$ 는 각각 계통상태  $k$ 의 공급지장에너지[MWh] 및 공급지장전력[MW]을 의미한다. 그림 2에 토대한 LOLE는 식 (2)처럼 정식화 된다 [2,5].

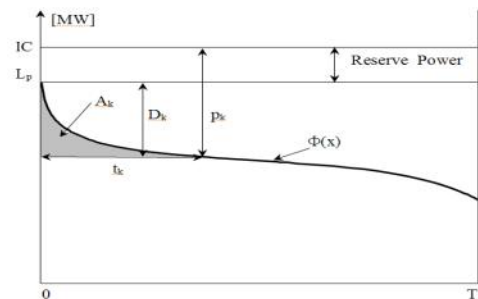


그림 2 발전계통의 신뢰도지수의 산정을 위한 개념  
 Fig. 2 Concept configuration for reliability evaluation of generation system

$$LOLE = \sum_{k \in S} p_k t_k \quad [\text{days/year 혹은 hours/year}] \quad (2)$$

- 단,  $S$  : 전력부족과 관련된 모든 계통상태의 집합
- $p_k$  : 계통상태  $k$ 의 출현확률
- $t_k$  : 계통상태  $k$ 의 시간 [days 혹은 hours]

따라서 식 (1)과 그림 2에 토대한 식 (2)에서 보는 바와 같이 LOLE는 주어진 시간(일반적으로 일년)동안 부하곡선( $\Phi(x)$ )인 일최대부하(Daily peak load) 또는 시간평균부하(Hourly average load)가 가용한 발전용량을 초과하는 시간(days 또는 hours)의 단위로 표시되는 기대치(평균값)이다. 그러나 그림 2에서 보는 것

처럼 사용되는 부하곡선( $\Phi(\chi)$ )의 종류에 따라서 LOLE의 단위는 [days/year] 또는 [hours/year]가 되며 그 물리적 의미도 크게 달라짐을 알 수 있다. 가령, 일최대부하(Daily peak load)와 가용발전용량과의 관계에서 계산되는 LOLE<sub>Dy</sub>는 [days/year]의 단위를 사용하며, 시간평균부하(Hourly average load)와 가용발전용량과의 관계에서 계산된 LOLE<sub>Hr</sub>는 [hour/year]의 단위를 사용하기로 한 것이다. 그러므로 이 둘은 전혀 다른 물리적인 의미를 가지며 이들 상호간에는 단순히 산술적인 변환이 불가능함을 알 수 있다.

2.2 부하의 확률밀도함수

식 (1) 및 식 (2)에서 보는 것처럼 LOLE 산정에서 부하곡선형태 즉, 부하율은 매우 중요한 역할을 하며 영향이 크다. 그림 3은 LOLE<sub>Dy</sub>[days/year] 및 LOLE<sub>Hr</sub>[hours/year]를 산정할 때 사용하는 부하곡선  $\Phi(\chi)$ 를 비교하여 함께 보인 것이다. 그림 3에서도 시간평균부하(Hourly average load) LHLDC를 이용할 경우 T=8760시간이고 일최대부하(Daily peak load)L<sub>DPLDC</sub>를 이용할 경우 T=365일임은 전술한 바와 같다. 한편, 그림 3처럼 부하를 크기의 순서대로 나열한 부하지속곡선(LDC: Load Duration Curve)을 가로로 놓힌 것 즉, x, y축의 값을 서로 교체한 부하지속곡선을 역부하지속곡선(ILDC: Inverted LDC)라고 한다.

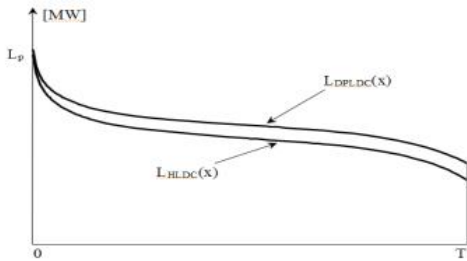


그림 3 시간부하지속곡선(Hourly Load Duration Curve: HLDC)과 일최대부하지속곡선(Daily Peak Load Duration Curve: DPLDC)의 전형적인 비교형태

Fig. 3 Comparison of typical patterns of HLDC and DPLDC

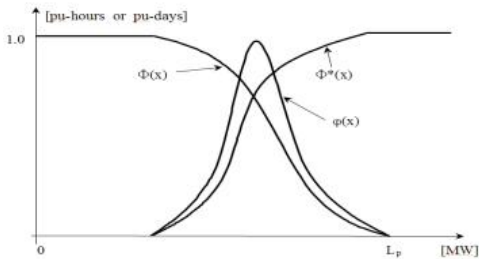


그림 4 부하의 정규화된 역부하지속곡선함수( $\Phi(\chi)$ ) 및 이의 확률밀도함수( $\phi(\chi)$ )

Fig. 4 Normalized ILDC( $\Phi(\chi)$ ), cumulative LDC( $\Phi^*(\chi)$ ) and pdf( $\phi(\chi)$ )

그림 4는 시간 T로 정규화된 역부하지속곡선함수(ILDC: Inverted Load Duration Curve,  $\Phi(\chi)$ ), 부하누적확률분포함수(CDF: Cumulative Distribution Function,  $\Phi^*(\chi)$ ) 및 이의 확률밀도함수(pdf: probabilistic density function,  $\phi(\chi)$ )를 함께 보인 것이다.

식 (3)은 이들의 상호 관계를 보인 것이다.

$$\phi(x) = d\Phi^*(x)/dx = -d\Phi(x)/dx \tag{3}$$

단,  $\phi(\chi)$ : 부하  $\chi$ [MW]가 발생할 시간의 확률밀도함수(pdf)

2.3 유효부하(Effective Load) 및 유효부하지속곡선(ELDC)

전술한 식 (1) 및 식 (2)는 LOLE의 개념식이며 발전기대수가 많아지면 상태수가 무한대에 가까워서(가령 2개 상태 모형으로 200대 일 경우  $1.6 \times 10^{60}$ ) 실제통에 그대로 적용하기는 어렵다. 따라서 본 연구에서는 전술한 바와 같이 정확도가 상대적으로 우수하다고 알려져 있는 유효부하모델의 엘고리즘을 사용하기로 한다. 이는 전력계통내에 용량이  $C_i$ [MW]이고 사고율이  $q_i$ 인 발전기가 존재한다는 것은, 용량이  $C_i$ 이고 사고율이 0인 발전기와 출현확률이  $q_i$ 이고 크기가  $C_i$ 인 가상부하가 동시에 존재한다는 것과 동일하다. 그림 5는 이를 나타낸 것이다. 이때 확률적 계통부하와 발전기 사고에 기인한 확률적 사고부하를 합하여 유효부하라 정의하며 이의 확률변수를 정식화하면 식 (4)와 같다[4,9].

$$x_e = x_L + \sum x_{oi} \tag{4}$$

단,  $x_e$ : 유효부하 확률 변수

$x_L$ : 확률적 계통 부하의 확률변수

$x_{oi}$ : i번째 발전기에 의한 확률론적 사고 부하의 확률변수

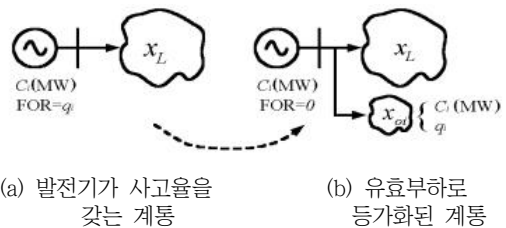


그림 5 HLI에서의 유효부하개념

Fig. 5 Effective load concept at HLI

2.3 일부하율, 연시간부하율 및 연최대부하의 부하율

전술한 바와 같이 LOLE는 부하곡선의 형태 즉, 부하율(LF: Load Factor)에 크게 좌우 된다. 그러므로 변환함수를 유도하기 위하여 다음과 같이 일부하율(LF<sub>d</sub>) 및 연부하율(LF<sub>r</sub>)을 부하곡선의 종류에 따라서 정의한다.

1) 일부하율(Daily load factor):  $LF_{Hdk}$

임의의  $k$  일의 일부하율( $LF_{Hdk}$ )은 식 (5)처럼 정식화된다. 여기서  $f_k(t)$ 는  $k$  일의 부하변동곡선함수이다. 여기서, 연최대부하( $L_{py}$ )[MW]대비 일최대부하( $L_{pdk}$ )[MW]의 비율  $\alpha_{dk}$ [pu]를 식 (6)처럼 정의하면 식 (5)는 식 (7)처럼 정리된다.

$$LF_{Hdk} = \frac{\int_0^{24} f_k(t)dt}{L_{pdk} \times 24} \quad [\text{pu}] \quad (5)$$

$$\alpha_{dk} = \frac{L_{pdk}}{L_{py}} \quad [\text{pu}] \quad (6)$$

$$\therefore LF_{Hdk} = \frac{\int_0^{24} f_k(t)dt}{\alpha_{dk} \times L_{py} \times 24} \quad [\text{pu}] \quad (7)$$

2) 시간부하지속곡선(HLDC)의 연부하율( $LF_{Hy}$ )

그러므로 일부하율( $LF_{dk}$ )로 표현한 연시간부하곡선( $g_{Hy}(t)$ )의 연부하율( $LF_{Hy}$ )은 식 (10)처럼 정식화된다. 참고로 이때의 연부하에너지는 식 (11)처럼 정식화된다.

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^{365} (LF_{Hdk} \times \alpha_{dk}) &= \frac{\sum_{k=1}^{365} \int_0^{24} f_k(t)dt}{L_{py} \times 24} \quad (8) \\ &= \left\{ \frac{\sum_{k=1}^{365} \int_0^{24} f_k(t)dt}{L_{py} \times 24 \times 365} \right\} \times 365 \\ &= \left\{ \frac{\int_0^{8760} g_{Hy}(t)dt}{L_{py} \times 24 \times 365} \right\} \times 365 \end{aligned}$$

$$LF_{Hy} = \frac{\int_0^{8760} g_{Hy}(t)dt}{L_{py} \times 24 \times 365} \quad \text{이므로,}$$

$$\sum_{k=1}^{365} (LF_{Hdk} \times \alpha_{dk}) = LF_{Hy} \times 365 \quad (9)$$

$$\therefore LF_{Hy} = \frac{\sum_{k=1}^{365} (LF_{Hdk} \times \alpha_{dk})}{365} \quad [\text{pu}] \quad (10)$$

$$\sum_{k=1}^{365} DE_{Hk} = TDE_{Hy} \quad [\text{MWh/year}] \quad (11)$$

3) 일최대부하지속곡선(DPLDC)의 연부하율( $LF_{Dy}$ )

$LOLE_{Dy}$ [days/year]은 일최대부하곡선(DPLDC)으로 이루어진 부하에 대한 신뢰도지수이다. 그러므로 이에 대한 영향 부하율을

고려하기 위하여 일최대부하곡선(DPLDC)의 연부하율( $LF_{Dy}$ )은 식 (12) 및 식 (13)처럼 정식화한다. 여기서  $g_{Dy}(t)$ 는 일최대부하로 이루어진 365개의 연부하곡선의 함수이다. 한편, 참고로 이때의 연부하에너지는 식 (14)처럼 정식화된다.

$$LF_{Dy} = \frac{\int_0^{365} g_{Dy}(t)dt}{L_{py} \times 365} = \frac{\sum_{k=1}^{365} L_{pdk}}{L_{py} \times 365} \quad (12)$$

$$LF_{Dy} = \frac{\sum_{k=1}^{365} (L_{py} \times \alpha_{dk})}{L_{py} \times 365} = \frac{\sum_{k=1}^{365} \alpha_{dk}}{365} \quad (13)$$

$$\sum_{k=1}^{365} DE_{Dk} = \sum_{k=1}^{365} L_{pdk} = TDE_{Dy} \quad [\text{MWD/year}] \quad (14)$$

3. 제안하는 변환함수의 정식화

3.1 제안하는 변환함수

본 연구는  $LOLE_{Dy}$ [days/year] 및  $LOLE_{Hy}$ [hours/year]와의 상호변환(관계)함수를 구하는 것이 궁극적인 목적이다. 변환함수를  $\gamma = \varphi(\cdot)$ 라 하면 이는 식 (15)처럼 정식화된다. 더불어 변환함수  $\gamma = \varphi(\cdot)$ 는 발전기 용량, 사고확률, 일최대부하 및 일부하율 그리고 연최대부하 및 일최대부하곡선의 연부하율 등의 함수이므로 식 (16)처럼 정식화된다.

$$LOLE_{Hy} = (LOLE_{Dy} \times 24) \times \varphi(\cdot) \quad (15)$$

$$\gamma = \varphi(C_i, FOR_i, L_{pdk}, LF_{Hdk}, L_{py}, LF_{Dy}) \quad (16)$$

한편, 연간 HLDC 및 DPLDC의 유효부하지속곡선(ELDC)을 각각  $\Phi_H$  및  $\Phi_D$ 라 하고 임의의  $k$ 일의 일간 HLDC 및 DPLDC의 유효부하지속곡선(ELDC)을 각각  $\Phi_{Hdk}$  및  $\Phi_{Ddk}$ 라고 하면, 연간  $LOLE_{Hy}$  및  $LOLE_{Dy}$  산정식은 식 (17.a) 및 식 (17.b)처럼 되고 일간  $LOLE_{Hdk}$  및  $LOLE_{Ddk}$  계산식은 각각 식 (18.a) 및 식 (18.b)처럼 표현된다. (유효부하지속곡선(ELDC)을 이용한  $LOLE$ 의 자세한 유도는 부록을 참고바람.)

$$LOLE_{Hy} = \Phi_{Hy}(x)|_{x=IC_{NG}} \quad [\text{hours/year}] \quad (17.a)$$

$$LOLE_{Dy} = \Phi_{Dy}(x)|_{x=IC_{NG}} \quad [\text{days/year}] \quad (17.b)$$

$$LOLE_{Hdk} = \Phi_{Hdk}(x)|_{x=IC_{NG}} \quad [\text{hours/day}] \quad (18.a)$$

$$LOLE_{Ddk} = \Phi_{Ddk}(x)|_{x=IC_{NG}} \quad [\text{days/day}] \quad (18.b)$$

$$\text{단, } IC_{NG} = \sum_{i=1}^{NG} C_i \quad [\text{MW}]$$

$C_i$  :  $\#i$  발전기의 용량[MW]

NG: 발전기 대수

여기서 부하곡선이 일정하면 LOLE는 다음의 함수이다.

$$LOLE = \Phi(C_i, FOR_i) \quad (19)$$

단,  $FOR_i$  : #i 발전기의 사고율

그러므로 일 최대부하( $L_{pdk}$ ) 및 연 최대부하( $L_{py}$ )가 고정되어 있고 발전계통이 일정하면 제안하는  $LOLE_{Hy}$ 와  $LOLE_{Dy}$ 의 상호변환함수  $\gamma = \varphi(\cdot)$ 는 부하율(LF)이 1.0에 접근할수록  $\gamma = \varphi(\cdot) = 1.0$ 에 수렴하는 특성을 가지면서 임의의 지수에 따라 변동하는 함수의 형태를 가져야한다. 여기서는  $\xi$ 라는 임의의 지수를 도입하였다. 그러므로 본 논문에서 제안하는 변환함수는 식 (20)처럼 정식화되며 이를 식 (22)처럼 근사화 하였다.

$$\begin{aligned} \gamma &= \varphi(LF_{Hdk}, LF_{Dy}) \\ &= [\Pi\varphi_{1k}(LF_{Hdk})] \times \varphi_2(LF_{Dy}) \\ &= [\Pi(LF_{Hdk}^{\xi_{Hdk}})] \times LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} \end{aligned} \quad (20)$$

$$\cong \left[ \frac{\sum_{k=1}^{365} (LF_{Hdk} \times \alpha_{dk})}{365} \right]^{\bar{\xi}_{Hdk}} \times LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} &= LF_{Hy}^{\bar{\xi}_{Hdk}} \times LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} \\ \therefore \gamma &\cong LF_{Hy}^{\bar{\xi}_{Hdk}} \times LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} \end{aligned} \quad (22)$$

단,  $\bar{\xi}_{Hdk} \triangleq \frac{\sum_{k=1}^{365} \xi_{Hdk}}{365} = \bar{\xi}_{Hy}$  라고 표시한다.

한편, 본 논문에서는 편의상 아래처럼 표현하기도 한다.

$$\begin{aligned} \gamma_1 &= \varphi_1(\cdot) = LF_{Hy}^{\bar{\xi}_{Hy}} \\ \gamma_2 &= \varphi_2(\cdot) = LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} \\ \xi_1 &= \bar{\xi}_{Hy} \\ \xi_2 &= \xi_{Dy} \end{aligned}$$

### 3.2 $\xi_1 = \bar{\xi}_{Hy}$ 의 결정

전술한 변환함수 근사식인 식 (22)를 바로 해석한다는 것은 어렵다. 따라서 먼저 하루부하에 대한  $LOLE_{Ddk}$ 와  $LOLE_{Hdk}$ 의 상호변환함수의 지수계수인  $\xi_{Hdk}$ 를 구하여 이의 연평균값인  $\bar{\xi}_{Hy}$ 를 결정 한 후에  $\xi_{Dy}$ 를 결정한다. 그런데 임의의 k일의 변환함수를 생각하면 하루최대부하의 일부하율  $LF_{Ddk}=1.0$ 이 될 수밖에 없으므로  $LF_{Dy}^{\xi_{Dy}}=1.0$ 이 되고 따라서 하루에 대하여만 고려하면 식 (22)는 식 (23)처럼 표현된다. 그러므로 임의의 k일의 일부하율의 지수계수  $\xi_{Hdk}$ 는 식 (24)처럼 정리된다.

### 단계 I: $\bar{\xi}_{Hy}^*$ 결정

$$LOLE_{Hdk} = LOLE_{Ddk} \times 24 \times (LF_{Hdk})^{\xi_{Hdk}} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} LF_{Hdk}^{\xi_{Hdk}} &= \frac{LOLE_{Hdk}}{LOLE_{Ddk} \times 24} \\ \therefore \xi_{Hdk} &= \frac{\ln\left\{ \frac{LOLE_{Hdk}}{LOLE_{Ddk} \times 24} \right\}}{\ln(LF_{Hdk})} \end{aligned} \quad (24)$$

식 (18)을 이용하여 구한 LOLE 및 일부하율  $LF_{Hdk}$ 를 식 (24)에 대입하여 구한 365일의 지수계수를  $\xi_{Hdk}^*$ 하면 이의 연평균  $\bar{\xi}_{Hy}^*$ 은 식 (25)처럼 되고 편의상 이를 이용하기로 한다.

한편,  $\bar{\xi}_{Hy}^*$ 를 이용하여 식 (26)처럼  $LOLE'_{Hdk}$ 를 추정하여보면  $\bar{\xi}_{Hy}^*$ 라는 평균치를 대표값으로 설정하였으므로 실제  $LOLE_{Hdk}$ 와는 오차가 발생한다. 그러므로 연간상대오차( $\epsilon_T$ )를 의미하는 식 (27)을 이용하여  $\bar{\xi}_{Hy}^*$  적절히 보정하도록 한다.

$$\bar{\xi}_{Hy}^* = \frac{\sum_{k=1}^{365} \xi_{Hdk}^*}{365} \quad (25)$$

$$LOLE'_{Hdk} = LOLE_{Ddk} \times 24 \times LF_{Hdk}^{\bar{\xi}_{Hy}^*} \quad (26)$$

$$\epsilon_T = \sum_{k=1}^{365} \epsilon_{dk} = \sum_{k=1}^{365} \left| \frac{LOLE_{Hdk} - LOLE'_{Hdk}}{LOLE_{Hdk}} \right| \quad (27)$$

### 3.3 1년 부하의 LOLE 변환함수와 $\xi_2 = \xi_{Dy}$ 결정

전술한 방법으로  $\bar{\xi}_{Hy}^*$ 를 결정하면 다음으로 후술하는 단계 II처럼  $\xi_{Dy}$ 를 결정한다.

### 단계 II: $\xi_2 = \xi_{Dy}^*$ 의 결정

근사식인 식 (22)를 식 (15)에 대입하면 식 (28)처럼 된다. 이로부터  $\xi_{Dy}$ 는 식 (30)처럼 정식화된다.

$$LOLE_{Hy} = LOLE_{Dy} \times 24 \times LF_{Hy}^{\bar{\xi}_{Hy}^*} \times LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} \quad (28)$$

$$\therefore LF_{Dy}^{\xi_{Dy}} = \frac{LOLE_{Hy}}{LOLE_{Dy} \times 24 \times LF_{Hy}^{\bar{\xi}_{Hy}^*}} \quad (29)$$

$$\therefore \xi_{Dy} = \frac{\ln\left\{ \frac{LOLE_{Hy}}{LOLE_{Dy} \times 24 \times LF_{Hy}^{\bar{\xi}_{Hy}^*}} \right\}}{\ln(LF_{Dy})} \quad (30)$$

그런데 여기서 구한  $\xi_{Dy}$ 는 복잡한 실수일 것이다. 그러므로 식 (30)을 이용하여 구한  $\xi_{Dy}$ 를 반올림한 정수값을  $\xi_{Dy}^*$ (= $\xi_2^*$ )라

고 대표값으로 설정한다. 최종적으로 대표값  $\xi_{Dy}^*$ 를 사용하여 추정된  $LOLE_{Hy}$ 는 식 (31)처럼 되며 상대오차 및 정밀도를 각각 식 (32) 및 식 (33)처럼 계산된다.

$$LOLE'_{Hy} = LOLE_{Dy} \times 24 \times LF_{Hy}^{\xi_{Hy}^*} \times LF_{Dy}^{\xi_{Dy}^*} \quad (31)$$

$$\epsilon_y = \left| \frac{LOLE_{Hy} - LOLE'_{Hy}}{LOLE_{Hy}} \right| \quad [pu] \quad (32)$$

$$\xi = LOLE'_H / LOLE_H \quad [pu] \quad (33)$$

### 4. 변환 알고리즘

본 연구에서 개발한 변환함수를 이용하여  $LOLE_{Dy}$ 로부터  $LOLE_{Hy}$ 를 추정하는 알고리즘은 다음과 같다.

**Step 1.** 식 (24)를 사용하여 365일에 대한  $\xi_{Htk}^*$  값을 구하고 이의 평균치  $\overline{\xi_{Htk}^*}$  ( $=\overline{\xi_{Hy}^*}$ )를 추정 및 설정한다.

**Step 2.**  $\overline{\xi_{Hy}^*}$  값은 소수점을 지닌 값으로 나온다. (가령, 후술하는 사례연구 표 3에서  $\overline{\xi_{Hy}^*} = 2.4981$ ) 이를 그대로 이용하여도 좋으나 실질적으로 현장에서 사용할 수 있는 근사값을 추정하고 이를 임의의 변환함수의 계수로 사용함이 실질적이다. 따라서 식 (27)을 사용하여 추정결과와 오차 계산을 실시하여보고 적절한 정수 내지 소수점 한 단위 정도만을 지닌 근사값을 추정(보정)을 수행한다. (가령 사례연구 표 3에서 2.5로 근사값을 추정한다.)

**Step 3.** 식 (28)을 이용하여  $\xi_{Dy}^*$ 를 추정하고 설정한다.

**Step 4.** 식 (31)을 이용하여 추정치  $LOLE'_{Hy}$ 를 계산한다.

**Step 5.** 최종적으로 식 (32) 및 식 (33)을 이용하여 추정결과와 오차 및 정밀도를 평가한다.

### 5. 사례연구

#### 5.1 샘플계통

본 연구에서 제안하는 방법을 그림 6과 같은 매우 간단한 수작업이 가능한 2기발전기의 샘플계통에 적용하여 보았다.

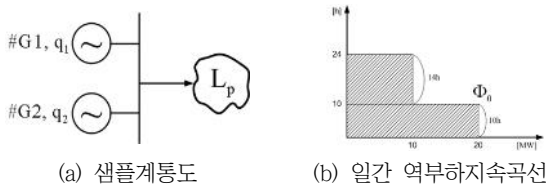


그림 6 샘플계통  
Fig. 6 Sample system

여기서는 그림 6(b)와 같은 일최대부하( $L_p$ )=20[MW], 베이스부하( $L_B$ )=10[MW], 최대부하의 지속시간( $TM_{LP}$ )=10 [hours], 일부하율( $LF_{Htk}$ )=0.7083[pu]의 일간부하를 표 1과 같은 특성을 갖는 발전계통이 전력을 공급하는 것으로 가정하였다. 표 2는 신뢰도지수를 계산한 모습을 보인 것이며 표 3은 본 연구에서 제안하는 방법을 사용하여 주어진 하루부하에 대한 변환함수의 계수를 추정한 과정을 보인 것이다. 소수점 이하 한자리까지만 설정하기로 할 때  $\xi_1^*=2.5$ 로가 되며 이때  $\epsilon=0.000986$ 의 오차로 실제 값인  $LOLE_{Htd} = 0.1014$ 에 근접하는  $LOLE'_H=0.1013$ 이 추정됨을 알 수 있다. 참고로 정확도  $\zeta=0.9990$ 이 얻어졌다. 여기서  $TM_{LP}$ 는 최대부하의 시간[hours],  $LF$ 는 부하율,  $\xi_1 = \overline{\xi_{Hy}^*}$ 을,  $\xi_1^*$ 은 전술한 알고리즘의 step 2에서 보정된 근사값을 의미한다. 그리고  $\gamma_1$ ,  $\epsilon$  및  $\zeta$ 은 각각 식(22), 식(27) 및 식(33)을 각각 나타낸다.

표 1 발전계통 입력자료

Table 1 Generation system data

No	Capacity	FOR(q)
#1	30MW	0.01
#2	10MW	0.01

표 2 신뢰도 지수( $LOLE_{Htd}$ ,  $LOLE_{Dd}$ ) 평가

Table 2 Reliability indices ( $LOLE_{Htd}$ ,  $LOLE_{Dd}$ ) evaluation

State	G1	G2	Prob.	AC	OC	$LOLE_{Htd}$ [hours/day]	$LOLE_{Dd}$ [days/day]
1	○	○	$0.99^2=0.9801$	40	0	0.0	0.0
2	○	X	$0.99 \times 0.01=0.0099$	30	0	0.0	0.0
3	X	○	$0.99 \times 0.01=0.0099$	10	10	$10 \times 0.0099=0.099$	$1 \times 0.0099=0.0099$
4	X	X	$0.01^2=0.0001$	0	20	$24 \times 0.0001=0.0024$	$1 \times 0.0001=0.0001$
Total						0.1014[hours/day]	0.01[days/day]

(Where, AC: Available Capacity[MW], OC: Outage Capacity =  $L_p - AC$ , (OC=0.0 if  $OC \leq 0.0$ ))

표 3 신뢰도 지수( $LOLE_{Htd}$ ,  $LOLE_{Dd}$ )변환함수의 계수계산

Table 3 Coefficient of the conversion function of reliability indices ( $LOLE_{Htd}$ ,  $LOLE_{Dd}$ )

$TM_{LP}$	$LF$	$LOLE_{Htd}$	$LOLE_{Dd}$	$\xi_1$	$\xi_1^*$
10	0.7083	0.1014	0.01	2.4981	2.5
$\gamma_1$	$LOLE'_H$	$\epsilon$	$\zeta$		
0.70832.5	0.1013	0.000986	0.9990		

(단,  $\xi_1^* = \xi_{Htk}^*$ ,  $\gamma_1 = \varphi_1(\cdot) = LF_{Htk}^{\xi_{Htk}^*}$ )

#### 5.2 실계통 규모의 모델계통

다음으로 2015년도 우리나라 실계통과 유사한 모델계통을 대상으로 적용하여보았다[14,15]. 표 4는 이때의 179대의 발전계통의 데이터를 요약한 것이다. 여기서 일반식수력발전기와 양수수력발전기들의 운전은 각각 하나의 등가발전기로 등가화하고 주어진 연평균 설비이용율을 사용하여 미리 부하곡선을 적절히 조정하는 것으로 모의하였으며 발전기보수도 주어진 일수를 고려하여

표 4 실제통규모의 발전계통

Table 4 Generators data of actual sized model system

발전기 종류		발전기 대수	용량 [MW]
원자력		24	21,716
화력	Coal	53	26,274
	LNG	77	31,291
	Oil	22	4,218
합		179	83,499
일반식 수력		1(등가)	1,516
양수식 수력		1(등가)	4,700
총합			89,715

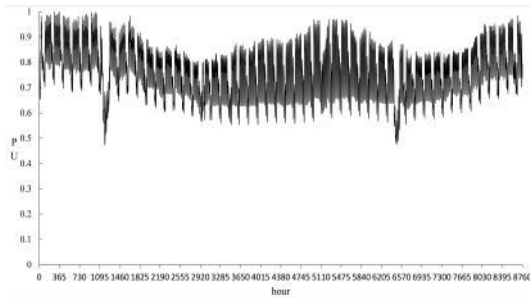


그림 7 우리나라 2015년 시간별부하변동곡선(HLVC)패턴  
Fig. 7 HLVC(Hourly load variation curve pattern of KPS (2015)

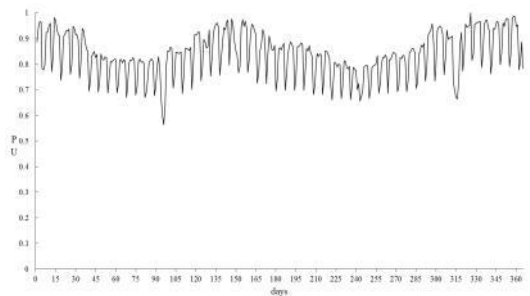


그림 8 우리나라 2015년 일최대부하변동곡선(DPLVC)패턴  
Fig. 8 DPLVC(Daily peak load variation curve) pattern of KPS (2015)

미리 부하를 수정하는 것으로 하였다[4-11].

그림 7 및 그림 8은 연최대부하( $L_{py}$ )가 78,790[MW]인 2015년도 우리나라의 실제 시간부하변동곡선(HLDC,  $g_{Hy}(t)$ ) 및 일최대부하변동곡선(DPLDC,  $g_{Dy}(t)$ )을 [pu]단위로 환산한 패턴을 보인 것이며 그림 9는 이들 두 개의 곡선을 대상으로 2개상태의 확률론적 운전모형을 갖는 179대의 발전기를 하나씩 투입(loading)하면서 그린 유효부하지속곡선 즉,  $\Phi_D(x)$ 와  $\Phi_H(x)$ 를 서로 비교하여 보인 것이다.

그런데 그림 9는 단지 비교를 용이하게 하도록 시간단위를 무시하고 함께 표시한 것뿐이며 실제로는  $y_1$ 과  $y_2$ 축은 각각 365일 및 8760시간의 물리단위를 갖는 것으로 물리량(크기)은 큰 차이를 갖는다. 그러므로 만일 동일한 물리단위를 사용하여 함께 보이면

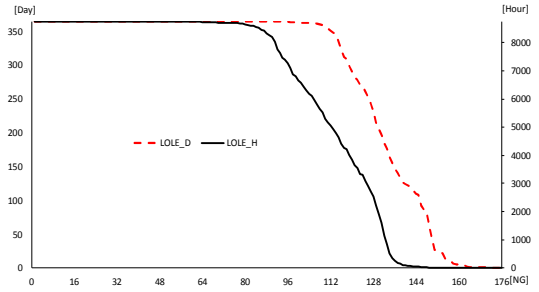


그림 9 한국전력계통의 일최대부하곡선 및 시간부하곡선의 유효 부하지속곡선의 비교(2015년도)

Fig. 9 Comparison of ELDCs of daily peak load and hourly load of Korea power system in 2015

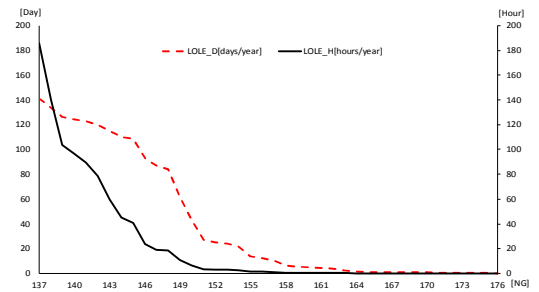


그림 10 그림 9의 137번 발전기부터의 ELDC들의 비교  
Fig. 10 Comparison of ELDCs since #137 generator in Fig. 9

LOLE<sub>D</sub>가 LOLE<sub>H</sub> 보다 실제로 훨씬 아래에 놓인다. 그림에도 불구하고 그림 10에서 보는 것처럼 #138 발전기부터  $\Phi_{HNG}(x)$  [hours]의 수치가  $\Phi_{DNG}(x)$  [days]보다 오히려 낮아져서 결국은 LOLE<sub>Hy</sub> [hours/year]가 LOLE<sub>Dy</sub> [days/year]보다 작아지는 기이한 현상이 발생함을 알 수 있다. 이는 동일한 발전계통과 최대부하( $L_p$ )를 적용했음에도 불구하고 발생한 것으로 그 이유는 부하곡선의 형태특성 즉, 부하율에 기인한 것이라고 사료된다. 따라서 LOLE는 동일한 발전계통 및 최대부하의 조건이라면 부하율에 크게 좌우된다. 전술한 식 (17.a) 및 식 (17.b)를 이용하여 LOLE (Loss of Load Expectation)와 참고로 EENS(Expected Energy Not Served 및 EIR(Energy Index of Reliability) 등의 신뢰도지수도 함께 보이면 표 5와 같다.[4-7] 표 5로부터 LOLE<sub>Dy</sub> [days/year]×24는 LOLE<sub>Hy</sub> [hours/year]가 결코 되지 않음을 알 수 있다. 더불어 타 신뢰도지수도 단순한 변환의 관계성을 갖고 있지 않다. 오히려 물리단위를 무시해도 수치가 낮음을 알 수 있다.

그 이유는 일최대부하로 이루어진 DPLDC의 연부하율( $L_{F_{Dy}}$ )이 매우 높아서  $\Phi_H(x)$  [hours]보다  $\Phi_D(x)$ 의 ELDC의 끝 부분이 상대적으로 첨예하지 않기 때문인 것으로 사료된다. 끝으로 제안하는 변환함수를 사용하여 표 5의 LOLE<sub>Dy</sub>가 주어지면 LOLE<sub>Hy</sub>를 직접 확률론적인 발전모의를 실시함이 없이 추정하여 보기로 한다. 표 6은 본 연구에서 제안하는 변환방법을 사용하기 위하여 얻어진 변환함수의 부하율의 지수계수들인  $\xi_1^*(\xi_{Hy}^*)$ ,  $\xi_2(\xi_{Dy})$ ,  $\xi$

**표 5** 모델계통의 신뢰도지수

**Table 5** Reliability indices of model system

LF <sub>H<sub>Y</sub></sub> [%]	LOLE <sub>H<sub>Y</sub></sub> [hours/year]	EENS <sub>H<sub>Y</sub></sub> [MWh/year]	EIR <sub>H<sub>Y</sub></sub> [pu]
76.721	0.01217	4.78	0.999999991

(단, EIR<sub>H<sub>Y</sub></sub>=1-EENS<sub>H<sub>Y</sub></sub>/TDE<sub>H<sub>Y</sub></sub>)

LF <sub>D<sub>Y</sub></sub> [%]	LOLE <sub>D<sub>Y</sub></sub> [days/year]	EENS <sub>D<sub>Y</sub></sub> [MWD/year]	EIR <sub>D<sub>Y</sub></sub> [pu]
85.235	0.17829	73.73	0.999996992

(단, EIR<sub>D<sub>Y</sub></sub>=1-EENS<sub>D<sub>Y</sub></sub>/TDE<sub>D<sub>Y</sub></sub>)

**표 6** 모델계통의 변환함수의 부하율의 지수계수

**Table 6** Exponent coefficients of load factor of conversion function

ξ <sub>1</sub> <sup>*</sup>	ξ <sub>2</sub>	ξ <sub>2</sub> <sup>*</sup>	LOLE <sub>H<sub>Y</sub></sub> <sup>*</sup> [hours/year]	ε
0.4	36.0326	36	0.01223	0.00522

**표 7** 최근 5년간의 LOLE<sub>H</sub> 와 LOLE<sub>D</sub>

**Table 7** LOLE<sub>H</sub> & LOLE<sub>D</sub> of model system in last 5 years

Year	LF <sub>H<sub>Y</sub></sub> [%]	LF <sub>D<sub>Y</sub></sub> [%]	LOLE <sub>H</sub> [hours/year]	LOLE <sub>D</sub> [days/year]
2015	76.721	85.235	0.01217	0.17829
2014	74.379	82.368	0.01091	0.00577
2013	75.639	83.667	0.00468	0.00367
2012	74.627	82.396	0.00468	0.00260
2011	76.736	84.640	0.00580	0.05742

\*<sub>2</sub>(=ξ<sub>D<sub>Y</sub></sub><sup>\*</sup>)를 보인 것이다.

한편, 발전계통 및 최대부하는 전술한 2015년도의 사례연구와 동일하게 설정하고 단지 부하율 즉, 부하곡선의 형태에 따른 변환함수의 계수가 어떻게 추정되는가의 그 변동모습을 살펴보기 위하여 지난 5년간의 우리나라의 부하곡선을 대상으로 사례연구를 실시하여 보았다.

표 7은 연도별 부하에 대한 이들의 부하율 및 LOLE들이다. 참고로 여기서는 발전계통과 최대부하를 2015년도의 것으로 일정하게 설정하고 평가한 모델계통이므로 해당년도의 실제와는 다르다. 표 7 및 표 8에서 보는 것처럼 신뢰도지수는 발전계통 및 최대부하가 동일함에도 불구하고 부하곡선의 형태 즉, 부하율에 크게 영향을 받고 있음을 알 수 있다. 특히, LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub>가 시간부하의 연부하율에 대하여 받는 영향보다 LOLE<sub>D<sub>Y</sub></sub>가 일최대부하곡선의 연부하율에 대하여 상대적으로 매우 크게 영향을 받고 있음을 확연하게 파악할 수 있다. 그러나 특이하게 2012년과 2013년은 부하율이 다름에도 불구하고 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub>가 동일하게 얻어졌다. 이는 부하율이란 일종의 부하곡선의 형태특성의 평균치 개념이기 때문이며 LOLE에 영향을 미치는 또 다른 요소(분산, skewness 및 kurtosis 등)[7,10,11]가 있다는 의미이며 이를 고려한 연구는 차후 과제로 남긴다.

**표 8** 모델계통의 부하형태의 변화에 따른 추정된 변환함수의 계수와 추정된 LOLE<sub>H</sub> 및 오차

**Table 8** Assessed coefficients and LOLE<sub>H</sub> and error of model system

Year	ξ <sub>1</sub> <sup>*</sup>	ξ <sub>2</sub>	ξ <sub>2</sub> <sup>*</sup>	LOLE <sub>H</sub> [hours/year]	ε
2015	0.4	36.0326	36	0.01223	0.00493
2014	4.0	6.99612	7	0.01090	0.00092
2013	0.3	15.9887	16	0.00467	0.00214
2012	2.9	8.99396	9	0.00467	0.00214
2011	2.4	28.9936	29	0.00579	0.00172

(단, ξ<sub>1</sub><sup>\*</sup>=ξ<sub>H<sub>Y</sub></sub><sup>\*</sup>, ξ<sub>2</sub><sup>\*</sup>=ξ<sub>D<sub>Y</sub></sub><sup>\*</sup>)

표 8은 본 연구에서 개발하여 제안하는 방법을 사용하여 추정된 변환함수의 지수계수와 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub> 및 상대오차 등을 보인 것이다. 여기서는 ξ<sub>1</sub><sup>\*</sup> 및 ξ<sub>2</sub><sup>\*</sup> 계수는 차후 이들을 사용하여 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub> 근사값을 쉽게 추정해야하므로 각각 소수점이하 한자리 및 반올림한 정수값을 추정하여 설정하는 것으로 하였다.

### 5.3 응용예

한 응용예로서 앞에서 구한 변환함수의 계수를 이용하여 우리나라의 최근 신뢰도 기준인 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub>=0.3일/년의 등가 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub>를 2015년도 부하를 기준으로 평가하여 보았다. 아래에 계산과정을 보인 것이며 표 9는 이를 정리하여 본 것이다.

$$\begin{aligned} \text{LOLE}_{H_Y} &= 0.3[\text{days/year}] \times 24 \times 0.76721^{0.4} \times 0.85235^{36} \\ &= 0.3 \times 24 \times 0.8994 \times 0.003179 = 0.0205[\text{hours/year}] \end{aligned}$$

**표 9** 우리나라 신뢰도기준 LOLE<sub>D<sub>Y</sub></sub>의 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub> 등가변환 예  
**Table 9** Conversion Example transformed from Reliability Criteria LOLE<sub>D<sub>Y</sub></sub> to LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub>

LOLE <sub>D</sub> [days/year]	LF <sub>H<sub>Y</sub></sub> [%]	LF <sub>D<sub>Y</sub></sub> [%]	ξ <sub>1</sub> <sup>*</sup>	ξ <sub>2</sub> <sup>*</sup>	LOLE <sub>H</sub> [hours/year]
0.3	76.7	85	0.4	36	0.0205

## 6. 결 론

논문에서는 기존의 공급지장시간기대치(LOLE: Loss of Load Expectation)의 계산에 사용하여 온 일최대부하지속곡선(DPLDC: Daily Peak Load Duration Curve)을 이용한 LOLE<sub>D<sub>Y</sub></sub>[일/년]에 해당하는 LOLE<sub>H<sub>Y</sub></sub>[시간/년]의 값을 모의 없이 간략하게 추정할 수 있는 변환함수(γ=φ(.))를 처음으로 개발하고 이를 제안하였다. 제안하는 본 변환함수는 발전기 용량, 사고확률, 일최대부하 및 일부하율 그리고 연최대부하 및 일최대부하곡선의 연하율등의 함수가 될 수 있음에 착안하여 이들의 함수로 보고 정식화되 발전계통과 일최대부하 및 연 최대부하가 일정하면 부하율들의 함수로 축약되고 축약된 변환함수의 중요한 요소인 연간 시간부



하곡선의 부하율(LF<sub>Hy</sub>) 및 연간 일최대부하곡선의 부하율(LF<sub>Hy</sub>)의 함수의 곱으로 근사화하여 정식화하였다. 특히, 부하율이 1.0에 접근할수록 변환함수 값도 1.0에 수렴하는 특성을 가지면서 임의의 지수에 따라 변동하는 함수의 형태를 가져야함에 착안하여 두 개의 부하율 LF<sub>Hy</sub> 및 LF<sub>Dy</sub>에 대하여 각각  $\overline{\xi_{Hy}}$  및  $\overline{\xi_{Dy}}$ 라는 지수계수를 도입하고 이의 함수로 정식화하였다.

본 연구에서 처음으로 개발한 변환함수를 이용하여 수작업이 가능한 샘플계통 및 우리나라의 실계통과 유사한 모델계통을 대상으로 사례연구를 수행하고 이들의 기초특성 및 응용 가능성도 보였다. 더불어 사례연구에서 변환함수의 지수계수인  $\xi$ 를 결정하는 과정을 상세하게 소개하였다.

나아가 응용으로서 최근 우리나라의 제7차 전력수급계획시에 사용한 신뢰도 기준인 LOLE\*<sub>Dy</sub>=0.3[일/년]에 부합하는 LOLE\*<sub>Hy</sub>[시간/년]를 간단히 추정하여 보았다. 추정결과 전술한 바와 같이 LOLE\*<sub>Dy</sub>=0.3[일/년]이므로 LOLE\*<sub>Hy</sub>=0.3×24=7.2[시간/년]로 단순한 산술적으로 결코 설정할 수 없음을 재차 확인하였으며 2015년도 부하곡선의 형태에 대하여는 오히려 LOLE\*<sub>Hy</sub>=0.0207[시간/년]으로 등가화 됨을 한 예로서 알았다. 즉, 신뢰도기준을 정할 때 2015년도의 부하곡선 형태이고 만일 일최대부하곡선 대신에 시간부하곡선을 사용해야 한다면 LOLE\*<sub>Dy</sub>=0.3[일/년] 대신에 LOLE\*<sub>Hy</sub>= 0.02[시간/년] 정도로 기준을 정함이 실제상황과 부합되며 보다 합리적 기준이라고 사료된다. 그러나 이는 부하율에 크게 영향을 받으므로 다른 부하형태에서는 크게 달라져서 LOLE\*<sub>Dy</sub>의 1.2배에서 1/10배로 큰 폭을 지님을 알 수 있었으며 따라서 우리나라의 근래의 부하형태에서는 LOLE\*<sub>Hy</sub>= 0.4~0.03[시간/년]사이의 값으로 정함이 적합하다고 판단되지만 신뢰도기준 설정은 어렵고 다른 연구이므로 차후 연구로 미룬다.[4,16]

한편, 최근 신재생에너지발전원이 전력계통에 투입되면서 일최대부하곡선을 사용하는 기존의 LOLE<sub>Dy</sub>[일/년] 지수뿐만 아니라 8760개의 시간부하곡선을 이용한 LOLE<sub>Hy</sub>[시간/년]지수도 실제적인 중요한 신뢰도 지수로 등장하였다. 따라서 이들 둘 사이의 상호관계성을 분석하고 나아가 그 관계성으로부터 유용성의 여부를 탐색하며 또한 이를 적절히 실제적으로 이용하는 방법 등을 모색함이 필요하게 되었다. 특히, 최근 실시간 온라인 시대에 접어들면서 불확실성이 큰 신재생에너지발전원을 고려한 하루전(a day ahead) 혹은 일주일전(a week ahead)의 전력계통의 단기운용계획에서도 확률론적 신뢰도지수의 사용이 필요함이 절실하게 되었다. 이는 필연적으로 일최대부하곡선보다 시간부하곡선을 이용해야만 하는바 본 연구에서 제안하는 방법은 이에 대한 이해력과 응용폭을 넓혀줄 것으로 기대되며 나아가 신재생에너지발전원의 투입에 따른 보다 실제적이고도 정확한 신뢰도기준을 마련하여줌으로써 이들 발전원의 계통투입의 확대의 폭을 넓혀주며 가속화를 증진시켜줄 것으로 기대된다. 특히, 본 연구 결과는 부하율이 변화되는 에너지저장장치(ESS)가 투입될 때의 신뢰도지수의 분석 및 변환연구에도 유용할 것으로 사료된다.

그러나 전술한 바와 같이 부하곡선의 형태특성에서 평균의 의미인 부하율 외에도 LOLE에 영향을 미치는 또 다른 요소(분산, skewness 및 kurtosis 등)이 존재하므로 이를 고려한 변환함수 개발 연구가 필요하며 이는 차후 연구로 남는다.

**감사의 글**

본 연구는 한전전력연구원, 한국전기연구원, 한국남동발전, 경상대학교 그린에너지융합연구소 및 한국연구재단(과제번호: 2012R1A2A2A0101)의 지원에 의하여 수행된 과제로서 관계기관에 감사드립니다.

**부 록: 유효부하지속곡선과 신뢰도 지수[6]**

부하 확률밀도함수를  $\phi(x)=\phi'(x)$ 라하고 부하가 설비용량을 초과하는 양의 기대치인 공급지장 전력량의 기대치를  $\in(DNS)$ 라 하면 이는 식 (부.1)과 같이 정식화된다. 여기서  $L_p$ 는 부하최대치이며  $U_{NG}$ 는 전원설비의 총량[MW]이다.

$$\begin{aligned} \in(DNS)_{NG} &= \int_{-\infty}^{\infty} DNS \phi(DNS) dDNS \quad (부.1) \\ &= \int_0^{L_p} DNS \phi(DNS) dDNS \\ &= \int_0^{U_{NG}} DNS \phi(DNS) dDNS \\ &+ \int_{U_{NG}}^{L_p} DNS \phi(DNS) dDNS \end{aligned}$$

한편,

$$\begin{aligned} DNS &= x - U_{NG} \quad (U_{NG} \leq x \leq L_p \text{ 일 경우}) \\ DNS &= 0 \quad (x < U_{NG} \text{ 일 경우}) \\ U_{NG} &= \text{상수} \end{aligned}$$

이므로,

$$\begin{aligned} \phi(DNS) &= \phi(x = DNS + U_{NG}) \quad (U_{NG} \leq x \leq L_p) \\ \int_0^{U_{NG}} DNS \phi(DNS) dDNS &= 0 \end{aligned}$$

이다. 이를 이용하면 식 (부.1)은 식 (부.2)처럼 된다.

$$\begin{aligned} \in(DNS)_{NG} &= \int_{U_{NG}}^{L_p} (x - U_{NG})\phi(x)dx \quad (부.2) \\ &= \int_{\Phi^*(x)}^{1.0} (x - U_{NG})d\Phi^*(x) \\ &= \int_{\Phi(U_{NG})}^0 (x - U_{NG})d\Phi(x) \\ &= \int_0^0 d[(U_{NG} - x)\Phi(x)] + \int_{U_{NG}}^{L_p} \Phi(x)dx \\ &= \int_{U_{NG}}^{L_p} \Phi(x)dx \end{aligned}$$

단,  $\Phi^*$ : 누적부하분포함수 (=1- $\Phi(x)$ )

그러므로 우선순위에 의해  $n$ 번째 발전기부터  $NG$ 번째 발전기까지 상승 적분하여 구한 유효부하 확률분포함수  $\Phi_{NG}(x)$ 를 이용하여 발전계통의 신뢰도지수인 LOLE(Loss of Load Expectation) 및 EENS(Energy Demand Not Served)를 각각 식 (부.3) 및 식 (부.4)과 같이 정식화 할 수 있다. 단, T는 [days] 혹은 [hours] 된 시간이다.

$$LOLE = T[\Phi_{NG}(U_{NG})] \quad [\text{days/year}] \text{ or } [\text{hours/year}] \quad (\text{부.3})$$

$$EENS = T \int_{U_{NG}}^{\infty} \Phi_{NG(x)} dx \quad [\text{MWh/year}] \quad (\text{부.4})$$

### References

- [1] Roy Billinton, "Power System Reliability Evaluation" Gordon and Breach Science Publishers, 1977.(ISBN 0-677-02870-9)
- [2] Roy Billinton & Ronald N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", p. 27-31, Plenum Press, 1984.
- [3] Roy Billinton & Ronald N. Allan, "Reliability Assessment of Large Electric Power System", Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [4] Jaeseok Choi, "Power System Reliability Evaluation Engineering", G&U Press, 2013, (written by Korean, ISBN 978-89-6257-060-1).
- [5] J. Vardi and B. Avi-Itzhak, "Electric Energy Generation: Economics, Reliability and Rates", p. 38, MIT, 1981.
- [6] Ali Khraiwish Dalabeeh and Eng.Hani Hasan Saleh Al-Hajbi, "Reliability Worth Assessment in Composite Power System Planning and Operation", Modern Applied Science; Vol. 8, No. 5; 2014 (ISSN 1913-1844 E-ISSN 1913-1852) Published by Canadian Center of Science and Education.
- [7] Michael Milligan, "Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning (IVGTF1-2)", Additional Discussion NERC Loss of Load Expectation Working Group, National Renewable Energy Laboratory Atlanta, GA Jan. 20, 2011. (NREL/PR-5500-50355)
- [8] Jaeseok Choi, Jintack Lim and Kwang Y. Lee, "DSM Considered Probabilistic Reliability Evaluation and an Information System for Power Systems Including Wind Turbine Generators", IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, Vol. 4, No. 1, March 2013, pp. 425-432.
- [9] R. L. Sullivan, "Power System Planning", p. 61-95, McGraw-Hill, 1977.
- [10] J.P. Stremel, R.T. Jenkins, R.A. Babb, and W.D. Bayless, "Production Costing Using the Cumulant Method of Representing the Equivalent Load Curve", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 99, 1947-1956, 1980.
- [11] G. Gross, N.V. Garapic and B. McNutt, "The Mixture of Normals Approximation Technique for Equivalent Load Duration Curves", IEEE Trans. on PWRs., 3, 368-374, 1988.
- [12] Roy Billinton and Wenyuan Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, 1994.
- [13] KEPCO, "A Study on the Analysis for Generation Planning using MNI" KEPCO Reports, 1988.
- [14] MOTIE, KPX(Korea Power Exchange), "Summary of the 7<sup>th</sup> Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2015~2029)", MOTIE notice, #2015-403, August 2015.
- [15] KPX, "http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=23", KPX 홈페이지

## 저 자 소 개



### 이 연 찬 (Yeonchan Lee)

1984년 11월 25일생. 2011년 경상대 전기공학과 졸업. 2015년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2015년~동 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 055-772-1715

Fax : 055-772-1719

E-mail : jtlim@gnu.ac.kr



### 오 용 진 (Ungjin Oh)

1985년 7월 6일생. 2013년 경상대 전기공학과 졸업. 2016년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2016년~동 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 055-772-1715

Fax : 055-772-1719

E-mail : vkdlskf@nate.com



**최 재 석 (Jaeseok Choi)**

1958년 4월 29일생. 1981년 고려대 전기공학과 졸업. 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 1991년~현재 경상대 교수.

Tel : 055-772-1715  
Fax : 055-772-1719  
E-mail : jschoi@gnu.ac.kr



**차 준 민 (Junmin Cha)**

1964년 5월 9일생. 1989년 고려대 전기공학과 졸업. 1991년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박).

1996년~현재 대전대 전기공학과 교수.  
Tel : 031-539-1915  
Fax : 031-539-1910  
E-mail : chamin@daejin.ac.kr



**최 흥 석 (Hongseok Choi)**

1969년 10월 25일생. 1994년 경북대 전기공학과 졸업. 2008년 고려대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1994년~현재 한국전력거래소 계통운영처 수급계획팀 부장.

Tel : 061-330-8611  
Fax : 061-330-8699  
E-mail : hongseok@kpx.or.kr



**전 동 훈 (Donghun Jeon)**

1966년 12월 11일생. 1991년 흥익대 전기공학과 졸업. 1993년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2001년 충남대 전기공학과 박사과정 수료. 현재 한전 전력연구원 책임연구원 근무

Tel: 042-865-5811  
E-mail: dhjeon@kepri.re.kr