

예방정비율(MOR) 모델링 방식이 수급계획의 최소설비에비율 산정에 미치는 영향

Impact of Maintenance Outage Rate Modeling on the Minimum Reserve Rate in Long-term Generation Expansion Planning

김형태* · 이성우* · 김욱†
 (Hyoungtae Kim · Sungwoo Lee · Wook Kim)

Abstract - In South Korea, minimum reserve rate, which is to satisfy reliability standard, has been determined by simulation result using WASP. But, it is still controversial whether the level of minimum reserve rate is adequate. Thus, in this study, various analyses of minimum reserve rate are being conducted. WASP uses the probabilistic simulation technique to evaluate whether reliability standard is satisfied. In this process, forced outage rate and maintenance periods of each generator play important roles. Especially, the long-term plan can be varied depending on how maintenance periods deal with. In order to model maintenance periods in the probabilistic simulation technique, WASP uses derating method. However, broad analyses have to be conducted because there are various ways including derating method to model maintenance periods which result in different results. Therefore, in this paper, 3 different maintenance outage rate modeling methods are applied to arbitrarily modeled system based on the basic plan for long-term electricity supply and demand of South Korea. Results show impact of each modeling method on minimum reserve rate.

Key Words : Reliability, Probabilistic simulation, Maintenance outage, Reserve rate

1. 서론

전력수급기본계획은 미래의 예측된 계통수요를 만족시킬 수 있는 충분한 규모의 공급설비를 최소의 비용으로 확보하되, 주어진 공급신뢰도 기준을 만족하도록 계획이 수립되어야 한다. 20년 내외의 장기간에 대한 계획 수립시 검토해야 하는 다양한 설비 조합과 공급신뢰도에 대한 복잡한 계산을 위하여 대부분의 국가에서는 적절한 기능을 갖춘 전산모형을 활용하고 있으며, 우리나라 역시 국제원자력기구(IAEA, International Atomic Energy Agency)에서 개발하여 배포하고 있는 WASP-IV(Wien Automatic System Planning-IV) 모형을 활용하고 있다[1]. WASP-IV 모형은 공급신뢰도 지수로서 설비에비율과 공급지장확률(LOLP: Loss of Load Probability)을 동시에 적용할 수 있으며, 계통 신뢰도 제약 조건을 상황에 따라 유연하게 적용할 수 있다[2]. 우리나라 전력수급기본계획에서는 연간공급지장일수에 대한 기댓값인 LOLE(Loss of Load Expectation) 0.3일/년을 공급신뢰도 기준으로 적용하고 있으며, 다음 <표 1> 및 <표 2>에 나타난 바와 같이 LOLE 0.3일/년을 설비에비율로 환산하여 최소설비에비율

표 1 수급계획 차수별 LOLE와 설비에비율 설정치

Table 1 The standard of supply reliability

수급계획	LOLE (일/년)	적정 설비에비율(%)	비고
1차 ('02년)	0.5	15~17	불확실요소 미고려
2차 ('04년)	0.5	15~17	
3차 ('06년)	0.5	20	
4차 ('08년)	0.5	20	
5차 ('10년)	0.5	18 (최소 11% + 불확실성 7%)	수요
6차 ('12년)	0.3	22 (최소 15% + 불확실성 7%)	불확실요소
7차 ('15년)	0.3	22 (최소 15% + 불확실성 7%)	고려

15%를 추가적인 공급신뢰도 기준으로 적용하고 있다[3, 4].

전력수급기본계획에서 적용하고 있는 최소설비에비율 값은 WASP-IV를 이용하여 계산한 결과인 것으로 알려져 있다. 즉, WASP-IV에서 공급신뢰도 제약조건을 LOLE 0.3일/년 이상으로 설정한 후 생성된 전원계획의 평균 설비에비율이 약 15% 수준인 점을 감안하여 LOLE 0.3일/년과 동등한 최소설비에비율을 15%로 설정하는 방법을 채택하고 있다. 그러나, 이러한 방식은 WASP-IV가 어떠한 LOLE 계산 방법을 사용하는지에 따라 그 결과가 크게 차이가 나므로, WASP-IV에서 채택하고 있는 LOLE 계산방식에 대한 분석과 개선점은 없는지를 파악하는 것이 중요

† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Computer Engineering, Pusan National University, Korea.
 E-mail: kimwook@pusan.ac.kr

* Dept. of Electrical and Computer Engineering, Pusan National University, Korea.

Received : October 10, 2017; Accepted : November 24, 2017

표 2 전력수급기본계획 적정 설비예비율 산정 근거

Table 2 Basis of proper capacity reserve rate

구 분		고려 내용	예비율	산정 근거
목표 예비율	최소 예비율	고장정지, 예방정비, 원전 안전대책 강화 등	15%	LOLE 0.3일/년(WASP 시뮬레이션)
	수요공급 불확실성	예측오차, 수요관리, 공급지연 불확실성	7%	과거 계획의 연차별 예비율 오차 평균
	소 계		22%	

하다. 따라서 WASP-IV에서 사용하고 있는 Baleriaux-Booth법 [5] 기반의 확률적 시뮬레이션 기법(Probabilistic Simulation)을 이용한 LOLE 계산 방법에 어떤 취약점이 있는지를 분석하고, 개선점은 없는지를 파악하는 것이 본 논문의 주제이다.

수급계획의 공급신뢰도 수준은 불시고장확률(FOR, Forced Outage Rate)뿐만 아니라 각 발전기들의 계획예방정비로 인한 운전 불가능 시간에 의해서도 영향을 받는다. 불시고장은 예측 불가능한 발전기의 고장정지를 의미하므로 확률변수로 모델링이 가능하지만 발전기 보수정지 경우는 계획된 설비정지를 의미하므로 이론적으로 확률변수로 모델링할 수 없다. 따라서 확률적 시뮬레이션 기법을 이용하여 계통의 공급지장확률을 계산할 경우 발전기의 보수정지일수를 어떤 방식으로 모델링할 것인지가 중요한 문제이다. WASP-IV 모형의 경우 Derating 방법을 이용하여 발전기의 보수정지일수를 모델링 하나 이 방식은 확률적 시뮬레이션 기법 수행 시 발전기의 정격용량을 보수정지일수 비율만큼 차감된 용량으로 고려하는 방식으로 동일한 설비예비율에 대해 다소 낮은 공급지장확률이 형성될 수 있으며 대부분의 경우 최소 설비예비율이 낮게 산정되는 결과가 도출되는 문제점이 있다[6]. 참고 문헌의 경우 간략한 예시를 이용하여 이와 같은 문제가 발생할 가능성을 보여준다. 따라서 보다 폭넓은 분석을 활용한 공급신뢰도기준 산정이 필요하며 본 논문에서는 공급신뢰도기준 계산 시 발전기의 보수정지일수를 포함하기 위한 서로 다른 2가지 모델링 방식을 이용하여 다양한 시나리오에 대해 시뮬레이션을 수행하고 그 결과를 비교 분석하고자 한다.

첫째, 유효고장정지(EGOR: Effective Generator Outage Rate Modeling)방식으로 이는 발전기 불시고장확률과 보수정지율(MOR: Maintenance Outage Rate)을 합한 새로운 고장정지확률을 계산하여 확률적 시뮬레이션 기법을 수행한다. 단, 발전기의 용량은 차감하지 않으며 보수정지율은 발전기의 보수정지일수를 비율로 환산한 값을 의미한다.

둘째, 이는 위의 유효고장정지 방식과 동일하나 발전기의 고장정지확률은 전체 확률의 법칙(Law of Total Probability)에 의해 보수정지율과 정상 운전 시 불시고장이 발생할 확률의 합으로 계산한다. 따라서 위의 방식과 마찬가지로 발전기의 용량은 차감하지 않는 방식이다.

이 두 모델링 방식은 보수정지일수를 확률로 고려하는 방식으로 최소설비예비율 과다산정 문제가 발생할 수 있으며 2장에서 보다 자세히 설명한다.

이에 더하여 양수설비의 보수정지를 고려한 최소설비예비율 영향 분석을 수행한다. 양수설비의 특성상 일반적으로 경제운전 운영방식으로 이용하지만 경제운전이 불가능한 상황에서 수급운

전이 필요한 경우가 발생할 수 있으므로 양수설비의 보수정지 역시 계통 신뢰도에 영향을 미칠 수 있다. 하지만 WASP-IV 모델의 경우 그 구조상 양수설비의 보수정지를 고려할 수 없기 때문에 이와 같은 분석이 필요하다.

따라서 본 논문에서는 전력수급기본계획을 바탕으로 계통데이터를 구성하여 그 영향을 비교 분석하였다. 이러한 결과는 전력계통의 장기적인 계획분야에 다양한 방식으로 적용될 수 있을 것으로 사료되며 향후 전력수급기본계획의 공급신뢰도기준 선정 시 다각화된 분석결과를 제공하기 위한 기초연구가 될 수 있을 것으로 기대된다.

마지막으로 본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 확률적 시뮬레이션 기법 적용 위한 보수정지일수 모델링 방식 소개 및 분석모형에 대해 기술한다. 3장에서는 최소설비예비율 영향 분석 결과에 대해 기술한다. 마지막 4장에서는 논문의 전체 내용을 요약하고 결론 및 시사점을 기술한다.

2. 분석 모형

2.1 확률적 시뮬레이션 기법

WASP은 Baleriaux-Booth 기법의 확률적 시뮬레이션(Probabilistic Simulation)기법을 이용하여 공급지장확률(LOLP)을 계산한다[1,7].

이 때 필요한 입력데이터는 수요데이터의 부하지속곡선, 발전기의 정격용량, 고장정지율 등이 있다.

Baleriaux-Booth기법을 이용한 확률적 시뮬레이션은 발전기의 고장을 추가적인 수요가 발생하는 것으로 고려하는 방식으로 예

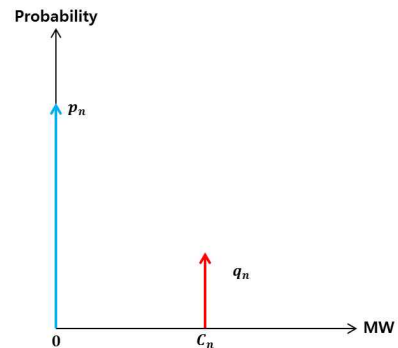


그림 1 발전기 확률분포함수

Fig. 1 Probability distribution function of a generator

를 들어 정격용량이 C_n 인 임의의 발전기(n)의 고장정지률에 의해 추가 수요(C_n)가 발생할 확률은 설비의 고장정지확률인 q_n 과 동일하다[5, 8, 9]. 앞의 <그림 1>은 이러한 발전기의 확률분포함수를 의미한다. 따라서 계통의 등가부하지속곡선은 부하의 발생확률을 의미하는 부하지속곡선(LDC: Load Duration Curve)과 추가 수요의 발생확률을 의미하는 발전기 확률분포함수의 컨벌루션으로 구성할 수 있다.

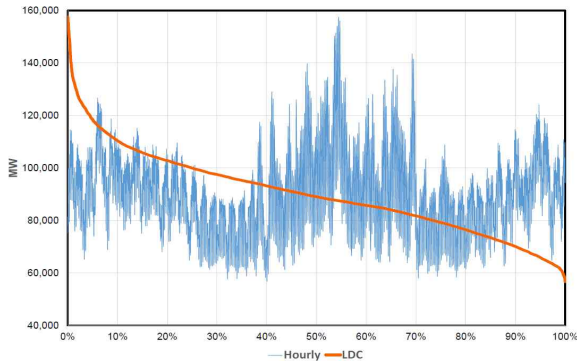


그림 2 시간대별 부하 및 부하지속곡선
Fig. 2 Chronological load data and load duration curve

단, 컨벌루션 시 부하지속곡선은 전도된 부하지속곡선을 이용해야 하며 이 과정을 일반화하면 다음과 같은 수식으로 표현된다 [9].

$$L_n(x) = p_n L_{n-1}(x) + q_n L_{n-1}(x - C_n), n = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

$L_n(x)$ 등가부하지속곡선
 q_n 설비 n 의 고장정지확률
 p_n 설비 n 의 가용 확률($p_n = 1 - q_n$)
 C_n 발전기 n 의 정격용량

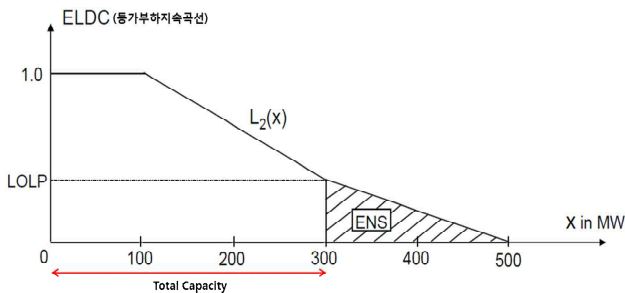


그림 3 공급지장확률 및 공급지장에너지
Fig. 3 Loss of load probability and energy not served

수식 (1)을 이용하여 계통의 모든 발전기에 대해 반복계산하면 최종적으로 <그림 3과> 같은 등가부하지속곡선을 구성할 수 있으며 이를 이용해 공급지장확률 및 공급지장에너지(ENS: Energy Not Served)를 계산할 수 있다.

이처럼 계통수요 뿐만 아니라 발전기의 고장정지확률은 공급 신뢰도에 직접적인 영향을 미친다. 발전기의 고장정지확률은 연간 운전시간 중 운전이 불가능한 시간의 비율을 의미하며 발전기의 불시고장과 보수정지로 인한 정지시간이 포함된다. 이 중 발전기 불시고장의 경우 설비의 예측 불가능한 고장정지를 의미하므로 이는 확률변수로 모델링한다. 이 때 발전기의 불시고장확률은 과거 계통데이터 등을 이용하여 불시고장으로 인해 발전기의 운전이 불가능할 것으로 예상되는 기간을 비율로 환산하여 이용할 수 있다. 반대로 보수정지의 경우 계획일정에 맞추어 발전기가 정지하는 기간을 의미하므로 불시고장과 달리 확률변수로 고려할 수 없다. 따라서 이론적으로 확률적 시뮬레이션 기법에 포함할 수 없으나 보수정지로 인한 발전기의 정지시간을 고려하지 않을 경우 공급신뢰도 평가가 제대로 이루어지지 않아 결과적으로 공급신뢰도기준을 만족하지 못할 가능성이 있다. 이러한 문제로 인해 전원계획 수립 시 발전기의 보수정지를 포함하기 위한 다양한 연구가 진행되어 왔으며, 대표적인 방법으로는 다음의 2 가지 방법이 있다.

1) Derating 법[1]

이 방법은 확률적 시뮬레이션 수행 시 발전기의 보수정지를 포함하기 위해 가장 널리 사용되는 방법 중 하나이며 WASP 모형에서 이용하는 방식이다. 이는 발전기의 정격용량을 보수정지일수의 비율(MOR: Maintenance Outage Rate), 즉 보수정지율만큼 차감하는 방식으로 차감된 발전기의 용량은 식 (2)와 같이 나타내고 이 용량과 불시고장확률을 이용해 <그림 4>와 같은 확률분포함수를 구성하여 확률적 시뮬레이션을 수행하는 방식이다.

$$Derated\ Capacity_n = Nominal\ Capacity_n \times (1 - MOR_n), n = 1, 2, \dots, N \quad (2)$$

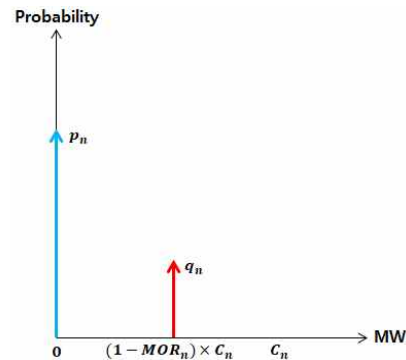


그림 4 Derating 법을 적용한 발전기 확률분포함수
Fig. 4 Probability distribution function by applying Derating

2) Effective Generator Outage Rate Modeling(EGOR) 법[10]

이는 예방정비일수를 불시고장과 같은 확률변수로 고려하는 방식으로 이때 발전기의 불시고장정지와 보수정지가 상호배타적으로 발생한다는 전제하에 식 (3)과 같이 고장정지율과 보수정지율을 더한 새로운 유효정지율(EGOR)을 이용해 <그림 5>와 같은

확률분포함수를 구성하여 확률적 시뮬레이션을 수행하는 기법이 다. 단, 본 논문에서는 편의를 위해 이와 같은 방법을 EGOR 법으로 명시한다.

$$EGOR_n = FOR_n + MOR_n, n = 1, 2, \dots, N \quad (3)$$

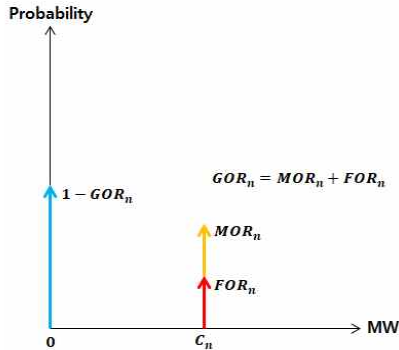


그림 5 EGOR 법을 적용한 발전기 확률분포함수
Fig. 5 Probability distribution function by applying EGOR

본 논문에서는 이에 더하여 다음의 방법을 소개한다.

3) Modified Forced Outage Rate(MFOR) 법[6]

이는 발전기의 보수정지일수를 이용하여 보수정지율을 정의하고, 식 (4)와 같이 전체 확률의 법칙(Law of total probability)을 바탕으로 새로운 유효정지율을 계산하는 방식이다.

$$MFOR_n = 1 - (1 - MOR_n)(1 - FOR_n) = MOR_n + (1 - MOR_n)FOR_n, n = 1, 2, \dots, N \quad (4)$$

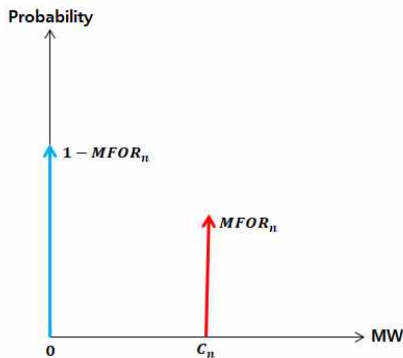


그림 6 MFOR 법을 적용한 발전기 확률분포함수
Fig. 6 Probability distribution function by applying MFOR

즉, 설비운전이 불가능한 확률은 보수정지율과 정상운전 시 불시고장이 발생할 확률을 더한 것으로 이를 새로운 유효정지율(MFOR)로 정의하고 이를 이용해 <그림 6>과 같은 확률분포함수를 구성하여 확률적 시뮬레이션 기법을 이용하는 방식이다. 단, 본 논문에서는 편의를 위해 이와 같은 방법을 MFOR로 명시한다.

이외에도 전원계획 수립 시 공급지장확률에 대한 민감도 분석 [11, 12], 발전기의 보수정지일수를 고려하기 위한 다양한 연구가 진행되고 있으나[13-17], 본 논문에서는 위의 세 가지 방법들을 전력수급기본계획 기반의 예제시스템에 적용하여 그 결과를 분석하고자 한다.

WASP 모형은 자동화된 내부 알고리즘을 이용하여 발전기의 보수정지일수를 사용자가 지정한 분기 수에 맞추어 분기별로 배분하고, Derating 방식을 적용한 확률적 시뮬레이션 알고리즘을 이용해 공급지장확률을 계산한다[1]. 또한 별도의 프로그래밍 없이 기존 모형을 이용하여 EGOR, MFOR 방식 적용에 따른 영향 분석 역시 가능하다. 양수설비의 보수정지일수에 대한 분석이 불가능한 구조적 문제로 인해 본 논문에서는 상용프로그램인 GAMS(General Algebraic Modeling System)를 이용하여 기존모형과 동일한 푸리에 급수 방식을 이용한 확률적 시뮬레이션 알고리즘을 구성한 후 공급지장확률을 계산하고 최소설비예비율 영향 분석을 수행한다.

푸리에 급수

$$f(x) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(nx) + b_n \sin(nx) \quad (5)$$

국내 전력수급기본계획은 계절별 강수량 영향, 부하 패턴 등을 고려하기 위해 입력데이터를 분기별로 반영하므로 본 논문에서는 분기별 부하지속곡선을 구성하였으며 전력수급기본계획과 전력설비 정지통계 자료 등을 이용하여 계통데이터를 임의로 구성하고 발전기 보수정지일수를 선정하였다[3, 4, 18-23].

2.2 시나리오 구성

다음의 <표 3>은 본 연구에서 구성한 확률적 시뮬레이션 알고리즘 계산 결과와 기존모형과의 공급지장대치 결과를 비교한 표이다. 표의 LOLE 값은 1년 동안 발생하는 고장정지일수를 의미한다. 다음의 표에 나타난 바와 같이 두 모형의 공급지장대치(LOLE) 결과는 근소한 차이를 보인다. 이는 푸리에 급수를 이용한 확률적 시뮬레이션 기법을 성공적으로 재현한 것을 의미한다.

본 논문에서는 <표 3>의 입력 데이터베이스를 바탕으로, <표 4>와 같이 수요를 일정비율 상승시킨 다양한 설비예비율 시나리오를 구성하고 설비예비율과 공급지장대치의 상관관계에 대한 회귀분석을 수행한 후 공급신뢰도기준을 만족하기 위한 최소설비예비율을 계산한다. 다음의 <그림 7>은 이 과정을 의미한다. 단, 각 연도별 시나리오의 부하지속곡선 형태는 변하지 않는다고 가정한다.

<표 5>는 각 시나리오의 연도별 최대수요에 대한 분기별 최대수요의 비율을 의미한다. 다음의 <표 6>은 분기별 부하지속곡선을 근사한 5차 다항식 계수를 의미한다. 본 논문에서는 분기별 100개의 수요-발생확률 데이터 포인트를 이용해 시뮬레이션을 수행하였으나, 지면 여건상 <표 6>의 계수는 각 데이터 포인트를 분기별 최대수요 및 시간을 이용해 정규화한 후 최소제곱법을 이용하여 근사한 다항식 계수임을 밝혀둔다.

표 3 공급지장기대치 계산 결과비교

Table 3 Comparison of loss of load expectation

연도	최대수요 (MW)	설비 예비율 (%)	WASP LOLE (일/년)	GAMs LOLE (일/년)
2015	82,478	11.0	2,418	2,426
2016	84,612	20.2	0.001	0.002
2017	88,206	25.6	0	0
2018	91,795	23.0	0	0
2019	94,840	21.7	0	0
2020	97,261	21.0	0	0.001
2021	99,792	24.4	0	0
2022	101,849	25.2	0	0
2023	103,694	22.6	0	0
2024	105,200	19.5	0.004	0.005
2025	106,644	17.9	0.021	0.023
2026	107,974	17.8	0.025	0.027
2027	109,284	17.8	0.029	0.031
2028	110,605	16.4	0.1	0.103
2029	111,929	15.0	0.298	0.302

표 4 시뮬레이션 시나리오

Table 4 Simulation scenarios

연도	최대수요(MW)			
	시나리오(1)	시나리오(2)	...	시나리오(10)
2015	82,478(11.0)	83,228(10.0)		89,756(2.0)
2016	84,612(20.2)	85,322(19.2)		91,460(11.2)
2017	88,206(25.6)	88,914(24.6)		95,014(16.6)
2018	91,795(23.0)	92,547(22.0)		99,040(14.0)
2019	94,840(21.7)	95,626(20.7)		102,415(12.7)
2020	97,261(21.0)	98,072(20.0)		105,077(12.0)
2021	99,792(24.4)	100,601(23.4)		107,577(15.4)
2022	101,849(25.2)	102,669(24.2)	...	109,739(16.2)
2023	103,694(22.6)	104,547(21.6)		111,911(13.6)
2024	105,200(19.5)	106,088(18.5)		113,770(10.5)
2025	106,644(17.9)	107,557(16.9)		115,460(8.9)
2026	107,974(17.8)	108,898(16.8)		116,905(8.8)
2027	109,284(17.8)	110,220(16.8)		118,327(8.8)
2028	110,605(16.4)	111,564(15.4)		119,877(7.4)
2029	111,929(15.0)	112,911(14.0)		121,434(6.0)

* 괄호 안의 수치는 설비예비율(%)을 의미함.

부하지속곡선에 대한 5차 다항식 표현

$$g(x) = a_5x^5 + a_4x^4 + a_3x^3 + a_2x^2 + a_1x + a_0 \quad (6)$$

다음의 <표 7>은 기준연도에 대한 계통 발전기 구성 요약 표이다. 국내 계통의 경우 다수의 발전기가 있으며 연도별 신규 건

표 5 분기별 최대수요 비율

Table 5 Peak demand ratio of each quarter

연도	1분기	2분기	3분기	4분기
2015	0.99240	0.89586	0.97588	1
2016	0.99244	0.90095	0.97622	1
2017	0.99245	0.90180	0.97628	1
2018	0.99245	0.90226	0.97631	1
2019	0.99245	0.90266	0.97633	1
2020	0.99245	0.90214	0.97630	1
2021	0.99244	0.90026	0.97618	1
2022	0.99242	0.89889	0.97608	1
2023	0.99241	0.89747	0.97599	1
2024	0.99241	0.89657	0.97593	1
2025	0.99240	0.89558	0.97586	1
2026	0.99239	0.89477	0.97581	1
2027	0.99239	0.89400	0.97576	1
2028	0.99238	0.89319	0.97571	1
2029	0.99238	0.89272	0.97568	1

표 6 분기별 부하지속곡선 다항식 계수

Table 6 Coefficient of load duration curve for the period

연도	1분기	2분기	3분기	4분기
a_5	-2e-9	-1e-9	-2e-9	-2e-9
a_4	4e-7	-2e-9	5e-7	4e-7
a_3	-3e-5	-2e-5	-5e-5	-4e-5
a_2	0.001	0.0006	0.0014	0.001
a_1	-0.0109	-0.0068	-0.017	-0.0116
a_0	1.02	1.0034	1.031	1.0221

표 7 계통 구성 요약

Table 7 Summary of system configuration

구분	총 용량(MW)	평균 FOR(%)	평균보수정지 일수(일)
원자력	20,716	5.2	64
석탄	26,275	5.0	26
LNG	26,747	5.6	26

* 원자력설비의 보수정지일수의 경우 안정성강화로 인한 이용률 감소의 영향을 반영하기 위해 가정한 수치임.

설 및 폐지로 인해 매년 계통 구성이 변하고 설비 각각의 특성 역시 모두 다르다. 따라서 앞서의 부하지속곡선 데이터와 마찬가지로 아래의 데이터는 지면 여건 상 다음의 3가지 대표적인 발전기 타입에 대한 요약 데이터임을 밝혀둔다.

다음 장에서는 위의 시뮬레이션 데이터를 이용한 각 시뮬레이션 결과를 비교 분석한다.

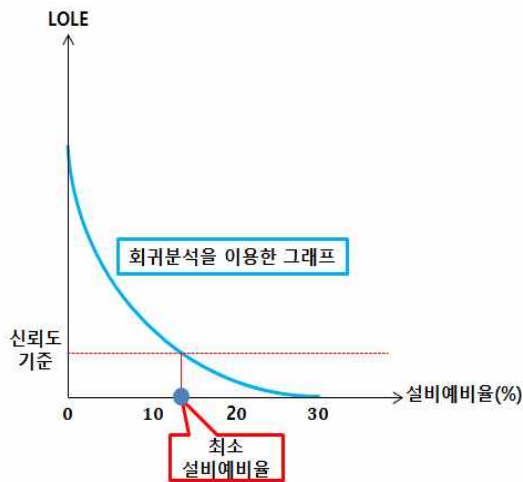


그림 7 회귀분석을 이용한 최소설비예비율 산출 예시
 Fig. 7 Example calculating minimum reserve rate

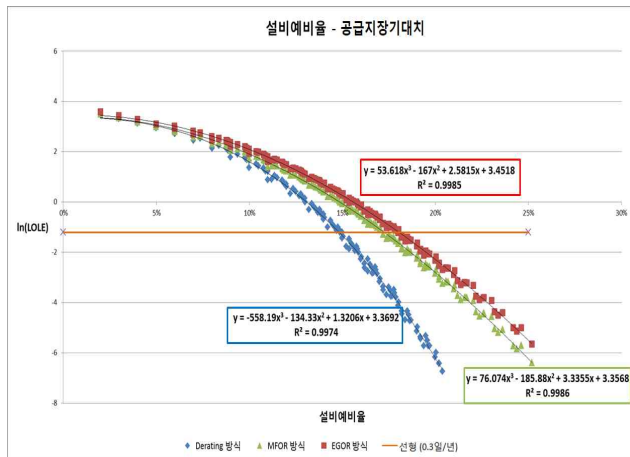


그림 8 보수정지일수 고려방식 별 회귀분석 그래프
 Fig. 8 Regression analysis graphs for each modeling method

3. 분석 결과

3.1 최소설비예비율 영향 분석

다음의 <그림 8>은 각 보수정지 고려 방식을 이용한 확률적 시뮬레이션 결과로 모든 연도별, 시나리오별 결과를 종합하여 회귀분석을 수행한 결과이다. 그래프의 가로축은 설비예비율을 의미하고 세로축은 자연로그를 취한 공급지장기대치를 의미한다. 이 때, 주황색의 실선은 공급신뢰도기준인 0.3일/년에 해당하는 그래프이다. 따라서 이 그래프와 각 그래프가 교차하는 지점의 설비예비율 값은 공급신뢰도기준을 만족하기 위한 최소설비예비율을 의미한다.

먼저, Derating 법을 이용한 경우 공급신뢰도기준을 의미하는 그래프와 회귀분석 그래프가 만나는 지점인 최소설비예비율을 계

산하면 약 14.82%이다. EGOR 법을 이용한 경우 공급신뢰도기준을 의미하는 그래프와 회귀분석 그래프가 만나는 지점인 최소설비예비율은 약 18.04%이다. 이는 Derating 법에 비해 약 3.22% 높은 예비율 수치이며 이를 '29년 시나리오(1)의 최대수요 기준으로 환산할 경우 약 3,423MW 정도의 추가 설비가 필요하다는 것을 의미한다. MFOR 방법을 이용한 경우 공급신뢰도기준을 의미하는 그래프와 회귀분석 그래프가 만나는 지점인 최소설비예비율은 약 17.24%이다. 이는 Derating 법에 비해 약 2.2% 높은 예비율 수치이며 이를 '29년 시나리오(1)의 최대수요 기준으로 환산할 경우 약 2,528MW 정도의 추가 설비가 필요하다는 것을 의미한다.

이 결과를 요약하면 다음의 <표 8>과 같다.

표 8 최소설비예비율 결과 요약

Table 8 Summary of minimum reserve rate results

구 분	Derating	EGOR	MFOR
최소 설비예비율	14.82%	18.04%	17.24%
설비예비율 증감분	-	+3.22%	+2.42%
추가 설비용량	-	3,423MW	2,528MW

* 설비예비율 증감분은 Derating 방식을 기준으로 함
 * 추가 설비용량은 '29년도 시나리오(1)을 기준으로 산정

위의 분석 결과 및 각 방식의 이론적 내용을 바탕으로, 실제 보수정지 계획을 적용하여 수급계획 수립 시 주어진 공급신뢰도를 만족하는 최소설비예비율은 다음의 식 (6)과 같은 관계식을 만족하는 범위 내에 분포한다는 해석이 가능하다.

$$\text{Derating법 예비율} \leq \text{보수정지 계획 예비율} \leq \text{MFOR법 예비율} \leq \text{EGOR법 예비율} \quad (6)$$

즉, 보수계획을 확률적으로 처리함에 따라 공급부족의 확률이 증가함을 알 수 있다.

3.2 양수설비를 고려한 최소설비예비율 영향 분석

양수설비의 경우 전력계통 전체 에너지비용을 절감하기 위한 경제양수 운영방식을 채택하는 것이 일반적이다. 하지만 경제양수가 불가능한 상황에서도 안정적 전력공급을 위해 수급양수 운전이 요구될 수 있다[24]. 따라서 양수설비의 보수정지 역시 공급신뢰도에 영향을 미칠 수 있다. 그러나 WASP 모형은 구조적 문제로 인해 공급신뢰도 계산 과정에 양수설비의 보수정지일수를 포함할 수 없다. 따라서 양수설비 보수정지 고려여부에 대한 최소설비예비율 영향 분석을 수행한다. 본 논문에서는 계통데이터를 참고하여 양수설비의 보수정지일수를 22일로 가정하였으며, 총 설비용량은 4,700MW이다. 다음의 <그림 9>는 양수설비의 보수정지일수를 포함하여 회귀분석을 수행한 그래프이다.

먼저, Derating 법을 이용한 경우 공급신뢰도 기준에 대한 그래프와 회귀분석 그래프가 만나는 지점인 최소설비예비율은 약

15.14%이다. 이는 양수설비의 보수정지를 포함하지 않은 경우에 비해 약 0.32% 상승한 결과이다. EGOR 방식을 이용한 경우 공급신뢰도 기준에 대한 그래프와 회귀분석 그래프가 만나는 지점인 최소설비예비율은 약 18.53%이다. 이는 양수설비의 보수정지를 포함하지 않은 경우에 비해 약 0.49% 상승한 결과이다. MFOR 방식을 이용한 경우 공급신뢰도 기준에 대한 그래프와 회귀분석 그래프가 만나는 지점인 최소설비예비율은 약 18.41%이다. 이는 양수설비의 보수정지를 포함하지 않은 경우에 비해 약 1.17% 상승한 결과이다.

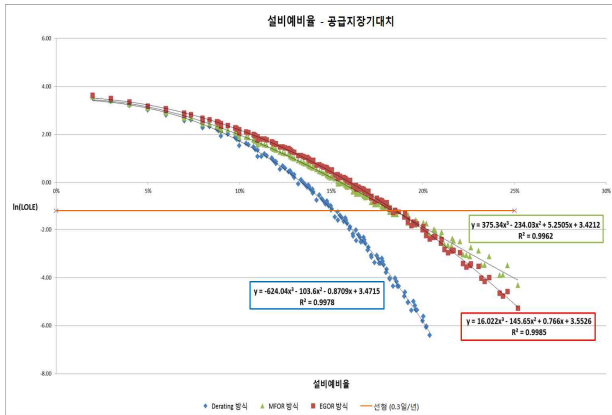


그림 9 보수정지일수 고려방식 별 회귀분석 그래프(양수설비 포함)
 Fig. 9 Regression analysis graphs for each modeling method (Including pump storage plant)

이를 요약하면 다음의 <표 9>와 같다.

표 9 최소설비예비율 결과 요약 및 비교

Table 9 Summary and comparison of minimum reserve rate results

구 분	Derating	EGOR	MFOR	비고
최소 설비예비율	14.82%	18.04%	17.24%	양수설비 미고려
	15.14%	18.53%	18.41%	양수설비 고려
설비예비율 증감분	+0.32%	+0.49%	+1.17%	

이 결과를 이용하여 각 방식별 최소설비예비율 차이를 계산하면 다음의 <표 10>과 같다. EGOR 법을 이용한 경우 최소설비예비율은 Derating 법을 기준으로 약 3.39% 증가한 결과이며 '29년 시나리오(1)의 최대수요 기준 설비용량으로 환산할 경우 약 3,971MW 정도의 용량이 추가로 필요한 것을 의미한다. 마찬가지로 MFOR 법을 이용한 경우 최소설비예비율은 Derating 법을 기준으로 약 3.27% 증가한 결과이며 '29년 시나리오(1)의 최대수요 기준 설비용량으로 환산할 경우 약 3,837MW 정도의 용량이 추가로 필요한 것을 의미한다.

표 10 최소설비예비율 차이 비교

Table 10 Comparison of differences between results

구 분	Derating	EGOR	MFOR	비고
최소 설비예비율	15.14%	18.53%	18.41%	양수 설비 고려
설비예비율 증감분	-	+3.39%	+3.27%	
추가 설비용량	-	3,971MW	3,837MW	

* 설비예비율 증감분은 Derating 방식을 기준으로 함
 * 추가 설비용량은 '29년도 시나리오(1)을 기준으로 산정

4. 결론 및 토의

국내 전력수급기본계획의 경우 최소 비용으로 수급조건과 공급신뢰도 기준을 만족하기 위한 전원계획을 수립하기 위해 WASP 모형을 활용한다. 이 모형은 확률적 시뮬레이션기법을 이용하여 공급신뢰도지수인 공급지장기대치(일/년)를 계산한다. 이때 계통 수의 부하지속곡선과 발전기의 용량과 고장정지율에 대한 확률분포함수가 필요하다. 고전적 개념의 발전기 고장정지율은 불시고장확률을 의미하며 과거 실적 데이터를 이용하는 등의 방식을 이용하여 산정가능하다. 그러나 발전기의 불시고장확률만을 이용하여 계통 신뢰도 지수를 계산할 경우 발전기의 보수정지로 인한 영향을 고려하지 못해 현저히 낮은 공급지장기대치 값이 계산될 우려가 있다. 이로 인한 최소설비예비율 과소 산정 문제가 발생할 수 있으며 이는 공급신뢰도기준을 만족하지 못하는 전원계획 수립 가능성을 의미한다. 그러나 불시고장확률은 확률변수로 모델링 가능하지만 보수정지는 정해진 기간에 대해 발생하는 설비 정지를 의미하므로 이론적으로는 불시고장과 같이 확률적으로 다룰 수 없다.

따라서 본 논문에서는 동일한 확률적 시뮬레이션 기법에 대해서도 다른 보수정지일수 모델링 방식을 이용하여 최소설비예비율에 미치는 영향을 분석하였다. 또한 기존 모형의 구조적 문제점을 반영하여 양수설비의 보수정지일수에 의한 영향 분석을 수행하였다. 분석 결과를 요약하면, 본 논문에서 다룬 3가지 보수정지일수 모델링 방법 중 Derating 법의 경우 14.82%로 가장 낮은 최소설비예비율 값을 확인할 수 있다. 양수설비의 보수정지일수를 고려한 경우 역시 동일한 경향을 보인다. MFOR 법과 EGOR 법을 적용한 경우 각각 차례대로 높은 최소설비예비율 결과를 확인할 수 있다. 양수설비의 보수정지일수를 고려한 경우 최소설비예비율 결과 역시 동일한 경향을 보인다.

정리하면, WASP 모형에서 활용하는 Derating 법의 경우 발전기의 보수정지일수를 이용하여 그 비율만큼 정격용량을 차감하는 방식으로 이론적으로 공급지장기대치 값은 과소 예측될 가능성이 있다. 반면, MFOR과 EGOR 법 모두 발전기의 보수정지일수를 보수정지율이라는 확률변수로 모델링하는 방식이므로 이와 같은 방식을 적용한 공급지장기대치 값은 계획된 시간에 보수정지를

수행하는 경우의 공급지장기대치보다 높은 값을 가질 가능성이 높다. 따라서 이와 같은 방식은 최소설비에비율 과다 책정의 문제가 발생할 수 있다. 이러한 결과는 실제 수급계획 수립 시 Derating법 보다는 높게, MFOR법 보다는 낮은 수준의 최소설비에비율을 적용하는 것이 필요하다는 것을 의미하며 어떤 방법이 실제와 근사한 값을 갖는지는 다른 방법을 통한 검증 등 추후 연구가 필요하다. 이와 같이 보수정지율 모델링 방식에 따라 최소설비에비율 기준이 달라질 수 있으며 최종적인 발전소 건설계획은 그에 상응하는 차이가 발생할 가능성이 있다. 일반적으로 최소설비에비율 기준이 증가하면 계통의 총 용량이 증가하고 장기적인 관점의 공급비용 최소화를 위해 기저 설비의 전원 구성비가 증가하는 등의 변동이 발생할 수 있으나 이는 최근 환경제약 등과 관련한 정책적 요인이나 입안자에 크게 영향을 받을 수 있다. 따라서 이와 같은 내용에 대한 추후 연구가 필요할 것으로 판단된다.

끝으로 본 논문에서는 확률적 시뮬레이션 기법을 활용한 공급 신뢰도 평가 시 발전기의 보수정지 모델링 방식에 따른 최소설비에비율의 영향 분석을 수행하였다. 이와 같은 분석이 국내 전력 수급기본계획의 최소설비에비율 기준에 대한 적정성 논란을 해소하기는 어려우나, 단일 방식을 이용하여 계통 신뢰도 만족 여부를 판단하는 것이 아닌 본 연구 내용과 같은 다양한 분석을 활용하여 폭넓은 분석을 통해 종합적인 검토를 수행할 경우 보다 효과적인 전원계획 수립이 가능할 것으로 사료된다.

감사의 글

이 논문은 부산대학교 기본연구지원사업(2년) 및 BK21플러스 IT기반 융합사업 창의인력양성사업단에 의하여 연구되었음.

References

- [1] International Atomic Energy Agency, "Wien Automatic System Planning(WASP) Package User's Manual," 2006.
- [2] Rho, D. and Lee K., "A Study on Capacity Adequacy in Cost Based Pool Market," 2009.
- [3] The ministry of knowledge economy, "The 6th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2013~2027)," 2013.
- [4] The ministry of knowledge economy, "The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2015~2029)," 2015.
- [5] Baleriaux, H., E. Jamouille, and Fr Linard de Guertechin., "Simulation of operating a fleet of thermal machines producing electricity couple has pumping stations," Revue E, Vol. 5, No. 7, pp. 225-245, 1967.
- [6] Hoffer, J., "Modelling the partial planned outages in production costing simulation," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 17, No. 6, pp. 377-380, 1995.
- [7] The ministry of knowledge economy, "A Study on Improvement on the Process of The Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand," July 2010.
- [8] Bloom, Jeremy A., "Long-range generation planning using decomposition and probabilistic simulation," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101, No. 4, pp. 797-802, 1982.
- [9] Booth, Robert R., "Power system simulation model based on probability analysis," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-91, No. 1, pp. 62-69, 1972.
- [10] Kim, J. and Park, J., "Probabilistic Generation Modeling in Electricity Markets Considering Generator Maintenance Outage," The Transactions of the Korea Institute of Electrical Engineering, Vol. 54A, No. 8, pp. 418-425, August 2005.
- [11] Kim, Y., Kim, K., Park, J. and Oh, S., "A Study On the Determination of Reliability Criteria in Generation Expansion Planning Through LOLP Sensitivity Analysis," Journal of Energy Engineering, Vol. 4, No. 2, pp. 197-202, October 1995.
- [12] Park, Y., Ahn, B., Jeong, L., Rye, S. and Kim, H., "LOLP sensitivity analysis with WASP-IV model," Proceeding of the KIEE fall conference, November 2009.
- [13] Bakirtzis, Grigorios A., Pandelis N. Biskas, and Vasilis Chatziathanasiou., "Generation expansion planning by MILP considering mid-term scheduling decisions," Electric Power Systems Research 86, pp. 98-112, 2012.
- [14] Min, Xie, Chen Jinfu, and Duan Xian Zhong., "Generator maintenance scheduling in the generation expansion planning of interconnected power system," Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002, Asia Pacific. IEEE/PES, 3, 2002.
- [15] Sardou, Iman Goroochi, and Mohammad Taghi Ameli., "Generation Maintenance Scheduling for Generation Expansion Planning Using a Multi-Objective Binary Gravitational Search Algorithm," International Transaction of Electrical and Computer Engineers System, Vol. 2, No. 2, pp. 44-55, 2014.
- [16] Han, Sangheon, et al., "Optimization of Generator Maintenance Scheduling with Consideration on the Equivalent Operation Hours," Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 11, No. 2, pp. 338-346, 2016.
- [17] Shin, H., Kim, H., Lee, S. and Kim, W., "Optimization of Long-term Generator Maintenance Scheduling considering Network Congestion and Equivalent Operating Hours,"

- The Transactions of the Korea Institute of Electrical Engineering, Vol.66, No.2, pp. 305-314, February 2017.
- [18] Korea Power Exchange, "Outage Statistics of Power Plant(2012)," 2013.
 - [19] Korea Power Exchange, "Outage Statistics of Power Plant(2013)," 2014.
 - [20] Korea Power Exchange, "Outage Statistics of Power Plant(2014)," 2015.
 - [21] Korea Power Exchange, "Outage Statistics of Power Plant(2015)," 2016.
 - [22] Korea Power Exchange, "Power Plant Status (2015)," 2016.
 - [23] Korea Power Exchange, "Power Plant Status (2016)," 2017.
 - [24] Korea Power Exchange, "A study on pump storage power plant operation considering system reliability," March 2013.

저 자 소 개



김 형 태 (Hyoungtae, KIM)

2013년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년 2월 동 대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학석사).

현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정



이 성 우 (Sungwoo, LEE)

2013년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년 2월 동 대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학석사).

현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정



김 욱 (Wook, Kim)

1990년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업. 1992년 2월 동 대학원 전기공학부 졸업(공학석사). 1997년 8월 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박사). 현재 부산대학교 전기컴퓨터공학부 부교수