

발전기 보수정지를 고려한 확률적 발전모델링

김진호[§], 박종배[†], 박종근^{*}

[§]부산대학교 전기공학과, [†]건국대학교 전기공학과, ^{*}서울대학교 전기공학부

Modeling Generators Maintenance Outage Based on the Probabilistic Method

Jin-Ho Kim[§], Jong-Bae Park[†], and Jong-Keun Park^{*}

[§]Pusan National University, [†]Konkuk University, ^{*}Seoul National University

Abstract - In this paper, a new probabilistic generation modeling method which can address the characteristics of changed electricity industry is proposed. The major contribution of this paper can be captured in the development of a probabilistic generation modeling considering generator maintenance outage and in the classification of market demand into multiple demand clusters for the applications to electricity markets. Conventional forced outage rates of generators are conceptually combined with maintenance outage of generators and, consequently, effective outage rates of generators are newly defined in order to properly address the probabilistic characteristic of generation in electricity markets. Then, original market demands are classified into several distinct demand clusters, which are defined by the effective outage rates of generators and by the inherent characteristic of the original demand. We have found that generators have different effective outage rates values at each classified demand cluster, depending on the market situation. From this, therefore, it can be seen that electricity markets can also be classified into several groups which show similar patterns and that the fundamental characteristics of power systems can be more efficiently analyzed in electricity markets perspectives, for this classification can be widely applicable to other technical problems in power systems such as generation scheduling, power flow analysis, price forecasts, and so on.

1. 서 론

현재 전력시장 환경에서 발전기 보수계획이 (Generator maintenance schedules) 중장기(Mid and long-term) 전력수급에 미치는 영향에 대한 연구가 충분하지 못한 실정이다. 지금까지의 전력시장에 대한 분석은 주로 현물시장의 입찰전략이나 시장균형과 같이 단기적인 (Short-term) 관점에서 발전력을 결정하는 문제(Commitment decision problems) 집중된 것이 사실이다 [1, 2]. 그렇지만, 전력산업의 경쟁구조 도입으로 발전기의 보수계획은 시간대별 시장가격에 (Time-varying market prices) 대해 자사의 이익을 최대화하는 발전회사의 의사결정 전략으로 새롭게 인식되고 있다 [3, 4]. 발전기 보수계획이 전력계통 및 전력시장의 장단기 운영 계획에 미치는 영향은 매우 큰 것으로 인식되고 있다. 전력계통의 단기운영 측면에서 이러한 발전기 보수계획은 이미 결정된 고정된 값으로 생각할 수 있다 [5]. 따라서, 전력계통 및 전력시장의 단기운영 측면에서 볼 때, 발전기 보수계획을 불확실성으로 모델링 할 필요가 없다. 그렇지만, 각 발전기의 보수계획이 결정되지 않은 중장기 계통 및 시장운영 측면에서는, 발전기 보수계획을 불확실성으로 모델링 하여 이러한 발전기 보수계획이

중장기 전력시장의 전력수급에 미치는 영향을 분석할 수 있다 [6]. 즉, 전력계통 및 전력시장의 장기 운영을 예측하고 평가하기 위해서는, 불확실성을 내포한 발전기 보수계획에 대한 모델링 및 이에 대한 분석이 필수적이라고 할 수 있다.

따라서, 본 논문에서는 새로운 발전기 보수계획 모델링 방법을 제안하고 이를 통해 유효 발전가용용량 (Effective generation) 개념을 제안한다. 또한, 기존의 수요를 특성이 유사한 클러스터로 묶는 방법을 통해 전력시장의 장기분석에 적용할 수 있는 실제적인 방법을 제안한다. 제안된 방법을 통해, 중장기 전력수급이나 장기 전력가격 패턴과 같은 전력시스템의 기본적인 기술적 및 경제적 특성에 대한 분석이 가능하게 되었다. 따라서, 본 논문에서 제안된 방법은 발전계획이나 조류해석, 수요/가격예측, 수급분석과 같은 전력계통 및 전력시장의 중장기적인 운용/계획 분야에 폭넓게 사용될 수 있을 것으로 기대된다.

2. 확률적 발전모델링

2.1 고장정지 모형

발전기 고장정지 (Generator forced outage)란 설비의 고장 등으로 인해 발전기가 발전을 수행할 수 없는 계획되지 않은 발전기 고장을 의미한다. 각 발전기들은 기술적인 문제들로 인해 발전고장 상태를 경험하게 된다. 이러한 발전기 고장정지를 모델링 하기 위해 확률변수를 사용하였으며, 이를 위해서 정상적인 운전상태 동안 발전기가 고장 정지될 확률에 해당하는 확률밀도함수를 정의하여 이를 분석하였다.

고전적인 발전기- i 의 고장정지율 (Forced outage rate, FOR_i)을 p_i 라고 하면, 이것은 발전기가 고장정지로 인해 운전하지 못한 시간이 총 시간에서 차지하는 비율로 정의할 수 있다 [7]. 발전기- i 의 연간 운전시간을 SH_i [hours] 라고 하고, 연간 고장정지시간을 FOH_i [hours] 라고 하면, 발전기- i 의 고장정지율은 다음과 같이 정의될 수 있다:

$$FOR_i = p_i = \frac{FOH_i}{SH_i + FOH_i} \quad (1)$$

그러나, (1)에서 정의된 고전적인 고장정지율 개념에는 발전기의 보수계획에 의한 보수정지가 (Maintenance outage) 고려되지 않음을 알 수 있다. 본 논문에서는 전력시장 및 전력계통의 중장기 운영에 지대한 영향을 미치는 발전기 보수계획을 고려하기 위해, 발전기의 보수정지시간을 제외한 순수한 고장정지만을 고려한 고장정

지율을 다음과 같이 재정의하였다:

$$FOR_i = p_i = \frac{FOH_i}{SH_i + FOH_i + MOH_i} \quad (2)$$

여기서, MOH_i 는 발전기- i 의 연간 보수정지시간을 의미한다.

발전기- i 의 고장정지율을 위해 이산확률변수 n_i 를 도입하고, n_i 의 확률밀도함수를 그림 1에서와 같이 정의하면, n_i 의 값이 1이면 발전기- i 는 고장정지상태를 나타내며, n_i 의 값이 0이면 고장정지상태가 아님을 알 수 있다.

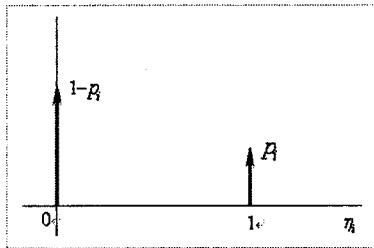


그림 1. 확률변수 n_i 의 확률밀도함수

2.2 보수정지 모형

발전기 보수계획은 전력시장의 시장가격과 발전회사의 수입을 결정하는데 있어서 매우 큰 영향을 미치고 있음을 알 수 있다 [3]. 독점전력시장에서는, 단기 운영은 물론이고 중장기 운영 측면에서도 발전기 보수계획을 불확실성으로 처리할 필요가 없었다. 그 이유는 독점전력회사가 모든 발전기의 보수계획을 중앙집중적인 방법으로 결정하고 조정하기 때문이다 [8]. 이에 따라, 발전기 보수정지의 불확실성에 대한 연구가 활발하지 못하였으며, 그 결과, 경쟁적 전력사업 환경에서 전략으로서의 보수계획에 대한 분석이 미흡하였다. 발전설비용량을 일정 부분 감소시키는 De-rating 방법이 현재로서는 적용할 수 있는 정도이다 [5, 7]. 그렇지만, 전력시장에서의 발전기 보수계획은 개별 발전회사의 의사결정 문제로 변화하였으며, 과거와 같이 수직 통합된 독점전력회사가 단지 전력시스템의 신뢰도를 유지하기 위한 일방적이고 중앙적인 방법으로 발전기의 보수계획을 수립할 수 없게 되었다. 그 대신 각 발전회사는 전력시장에서 자사의 수익을 최대화하기 위해 자사의 발전기들에 대한 보수계획을 수립하게 되었다 [4]. 이러한 시스템의 신뢰도와 발전회사의 수익성 사이에는 상충하는 면이 있는 것이 사실이며, 이를 위해 각 전력시장은 나름대로의 조정방안을 마련하고 있다.

따라서, 전체 전력시스템 측면에서 보면 개별 발전회사가 결정하는 발전기 보수계획은 과거와 달리 불확실성의 문제로 변화하였다. 즉, 독점전력시장에서는 단기적 또는 장기적 측면에서 불확실성으로 모델링 하지 않았던 발전기 보수계획 문제가 경쟁적 전력시장 환경에서는 중장기 운영 측면에서의 불확실성으로 고려하게 되었다. 물론, 경쟁적 시장환경이라 하더라도 단기운영 측면에서는 발전기 보수계획이 여전히 불확실성이 아님은 주지의 사실이다. 본 논문에서는, 따라서, 전력시장의 중장기 운영 및 계획 측면에서 발전기 보수계획을 불확실성으로 모델링 하였으며, 이를 통해 변화된 전력산업구조에 적용 가능한 확률적 발전용량 모델링 방법을 제시하고자 한다.

발전기- i 의 보수정지율 (Maintenance outage rate, MOR_i)을 q_i 라고 하면, 이 값은 발전기- i 의 보수정지시간이 총 시간에서 차지하는 비율을 의미하며, 다음과 같이 정의됨을 알 수 있다:

$$MOR_i = q_i = \frac{MOH_i}{SH_i + FOH_i + MOH_i} \quad (3)$$

발전기- i 의 보수정지율을 나타내기 위한 이산확률변수를 θ_i 라고 하면, 확률밀도함수는 그림 2와 같이 주어짐을 알 수 있으며, θ_i 값이 1이면 발전기- i 는 보수정지상태이며, 0이면 보수정지상태가 아님을 알 수 있다. 앞에서와 마찬가지로 방법으로, 보수정지만을 고려한 발전기- i 의 확률적 가용용량 (Y_i) 및 비가용용량 (\bar{Y}_i)은 $Y_i = C_i(1-\theta_i)$ 와 $\bar{Y}_i = C_i - Y_i$ 로 정의됨을 알 수 있다.

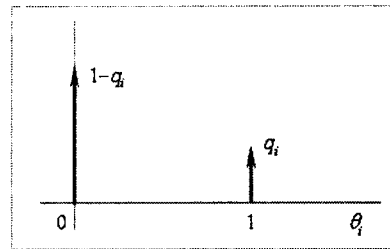


그림 2. 확률변수 θ_i 의 확률밀도함수

2.3 유효정지 모형

앞 절에서는 발전기의 두 가지 정지상태 즉, 고장정지와 보수정지에 대한 수학적 정식화를 수행하였다. 본 절에서는 이러한 두 가지 정지상태를 고려한 발전기의 유효 가용용량 개념을 정의하고자 한다. 앞에서 정의된 이산확률변수 n_i 과 θ_i 가 상호 배타적이므로 (Mutually exclusive), 고장정지와 보수정지를 모두 반영한 발전기- i 의 유효정지 (Effective outage)를 나타내는 새로운 확률변수를 δ_i 라고 하면, δ_i 확률밀도함수는 다음 그림 3과 같이 정의됨을 알 수 있다. 그림 3에서, δ_i 의 값이 1이면 발전기- i 는 유효 정지상태에 있음을 의미하며, 0이면 유효 정지상태에 있지 않음을 나타낸다. 이 때, 발전기- i 의 유효정지율 (Effective generator outage rate, GOR_i)을 r_i 라고 하면, 이 값은 다음과 같이 얻을 수 있다:

$$GOR_i = r_i = p_i + q_i \quad (6)$$

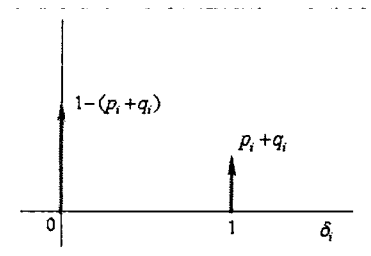


그림 3. 확률변수 δ_i 의 확률밀도함수

3. 결 론

본 논문에서는 전력시스템 및 전력시장의 중장기적 운영과 계획 관점에서 발전기의 보수정지를 고려하여 각 발전기의 가용용량을 확률적으로 모델링하는 방법을 제안하였다. 기존의 설비용량삭감 방법의 한계를 극복하기 위해, 확률변수를 도입하여 발전기의 보수정지와 고장정지를 고려하였으며, 이를 통해 보다 정확하게 전력시장과 전력시스템의 기술적 특성을 분석할 수 있었다. 제안된 방법을 중장기 발전시스템의 한계발전비용 계산에 적용하여 그 유용성을 보였으며, 제안된 방법은 전력시스템의 다른 분야에 다양하게 적용할 수 있는 기초 기술로서의 응용 가능성이 예상된다.

감사의 글

본 연구는 2004년도 하반기 부산대학교 신입교수 지원사업에 의해 지원되었음.

[참 고 문 헌]

- [1] J. W. Laumont and S. Rajan, "Strategic bidding in an energy brokerage," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 4, pp. 1729-1733, 1997.
- [2] Koohyung Chung, Dongjoo Kang, Balho H. Kim, and Yeonghan Chun, "Analysis of Price-Clearing in the Generation Bidding Competition," KIEE International TR. on PE, Vol.4, No. 4, Dec. 2004
- [3] M. Shahidehpour and M. Marwali, Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2000
- [4] Jin-Ho Kim, Jong-Bae Park, Jong-Keun Park, and Balho H. Kim, "A New Game-Theoretic Framework for Maintenance Strategy Analysis," IEEE TR. on Power Systems, Vol. 180, No. 2, May 2003.
- [5] R. L. Sullivan, Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1997
- [6] Barrie Murray, Electricity Markets Investment, Performance and Analysis, Electricity Market Service Limited, Woking, John Wiley & Sons, UK, 1998.
- [7] X. Wang and J. R. McDonald, Morden Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1994
- [8] J. A. Bloom, "Long-range generation planning using decomposition and probabilistic simulation," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 4, pp. 797-802, 1982.