

# 풍력발전의 변동성을 고려한 기동정지계획에서의 적정 Ramping 용량 산정

## Evaluation of Ramping Capability for Day-ahead Unit Commitment considering Wind Power Variability

류 재 근\* · 허 재 행† · 박 중 근\*  
(Jae-Kun Lyu · Jae-Haeng Heo · Jong-Keun Park)

**Abstract** - Wind energy is rapidly becoming significant generating technologies in electricity markets. As probabilistic nature of wind energy creates many uncertainties in the short-term scheduling, additional actions for reliable market operation should be taken. This paper presents a novel approach to evaluate ramping capability requirement for changes in imbalance energy between day-ahead market and real-time market due to uncertainty of wind generation as well as system load. Dynamic ramp rate model has been applied for realistic solution in unit commitment problem, which is implemented in day-ahead market. Probabilistic optimal power flow has been used to verify ramping capability determined by the proposed method is reasonable in economic and reliable aspects. This approach was tested on six-bus system and IEEE 118-bus system with a wind farm. The results show that the proposed approach provides ramping capability information to meet both forecasted variability and desired confidence level of anticipated uncertainty.

**Key Words** : Wind power integration, Ramping capability, Unit commitment, Probabilistic optimal power flow, Electricity market

### 1. 서 론

지구온난화로 인한 온실가스 배출규제와 화석연료의 고갈로 인해 세계적으로 친환경적이며 재생가능한 에너지 개발에 총력을 기울이고 있다. 신재생에너지 중에서 특히 풍력 에너지는 발전단지의 대형화가 가능하고 그리드 패리티에 근접함에 따라 화력발전을 대체할 주요한 에너지원으로 인식되어 많은 연구가 진행 중이다. 유럽은 2050년까지 전기 에너지의 50%를 풍력으로 생산할 계획에 있으며, 국내에서는 2012년부터 2019년까지 2.5 GW의 대규모 해상풍력단지를 서남해안에 설치할 계획이다[1, 2]. 하지만, 풍속의 변동성으로 인해 풍력발전의 대규모 계통연계는 전기품질유지 및 안정적 운영에 악영향을 줄 수 있다. 따라서 계통운영자(ISO)는 풍력발전단지의 출력특성을 고려해서 계통운영을 해야 한다. 최근에 전력계통이 더 많은 풍력발전을 수용할 수 있도록 기술적, 제도적, 시장적 접근에서 많은 연구가 진행되고 있다. 기술적 대처방안으로는 풍력발전기의 출력제어, 에너지저장장치, 자체예비력 확보, 출력의 상관관계가 다른 발전원의 이용 등을 들 수 있고, 제도적 방안으로는 전력망 연계 접속기준(Grid code)을 통해 풍력발전기의 주파수 유지 능력, inertial response, 사고시의 전압유지 능력 등을 요구하고 있는 실정이다[3, 4]. 마지막으로 시장적 접근방안

으로는 수요반응 시장 및 ramping 용량 시장을 마련하여 풍력발전의 출력 불확실성에 대응하고 있다. 특히, 전력망의 풍력발전 수용한계에 영향을 주는 요인으로 발전기의 최소발전량, 계통의 ramping 용량 및 순동 예비력을 생각할 수 있는데, 이 3가지 기준의 최소값으로 결정된다[5]. 대부분의 시간에서 ramping 용량이 전력망의 풍력발전 수용한계를 결정짓는 기준이 되며, 따라서 적절한 ramping 용량 확보는 장기적으로는 계통의 풍력발전 수용한계를 늘릴 수 있으며, 단기적으로는 풍력발전의 출력 변동성을 억제하여 안정적인 운영을 가능하게 하므로, 풍력에너지와 같은 신재생에너지가 증가하는 현 시점에서 필요한 연구라 할 수 있다.

발전기 기동정지 문제(Unit Commitment)는 계통운영자가 계통의 단기운영계획을 경제적으로 안정적으로 세우는데 사용하는 필수적인 툴 중의 하나이다. 계통운영자는 계통내의 투입가능한 발전기들에 대해서 주어진 시간동안 시간별 전력수요 및 계통운영상의 제약조건을 만족하면서 연료비용을 최소화하는 발전기의 on/off 상태 및 발전량을 정한다. 기동정지계획은 문제의 복잡성 및 비선형성으로 인해 그동안 효율적으로 해를 찾기 위한 알고리즘 개발 위주로 연구가 진행되어 왔다. 지금까지 제안된 방법들은 크게 수치적 기법과 전역적 탐색기법으로 나눌 수 있다. 수치적 기법으로는 우선순위 기법[6], 동적계획법[7], 혼합정수법[8], 라그랑지 미정계수법[9] 등이 대표적이며, 최근에 빠른 계산능력을 바탕으로 수치적 기법의 극복할 수 있는 유전알고리즘, Particle swarm optimization, Tabu search, Simulated annealing과 같은 탐색기법[10]이 전력계통에서 많이 적용되고 있는 실정이다.

신재생에너지원의 출력변동 억제를 위한 제도적 노력으로 2011

\* Dept. of Electrical Engineering and Computer Science, Seoul National University, Korea.

† Corresponding Author : Master's Space, Korea  
E-mail : jhheo78@gmail.com

Received : January 9, 2013; Accepted : March 4, 2013

년 미국의 연방에너지규제위원회(FERC)는 기존 “Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets” 조항에서 계통운영자가 수급균형을 맞추는데 증감발 능력이 우수한 발전기들의 기여가 큰 것을 감안하여 이들에게 더 많은 보상이 이루어지도록 수정하였다[11, 12]. 주파수 조정예비력(Regulation)은 계통운영자가 수급균형을 맞추고 계통운영을 위해 사용하는데, 계통운영자의 급전신호에 반응하는 속도는 발전기의 증감발율에 따라 다르다. 하지만 지금까지는 경제급전이 시행되는 5분 또는 10분 단위의 평균발전량으로 정산을 받고, 그 시간 안에서 빠른 ramping 특성을 이용하여 증발 또는 감발 함으로서 주파수 유지에 기여했다 하더라도 이에 대한 정산은 이루어지지 않았다. 신재생에너지의 지속적인 확대가 예상되는 가운데 ramping 특성이 좋은 가스터빈이나 복합화력발전 등에 대한 투자 유도조치로서 주파수 조정예비력을 제공한 실적에 따라 정산(Performance payment)이 이루어지도록 개정된 것이다. 또한, 증감발율이 작은 발전원들이 열효율이 높은 운전점에서 안정적으로 운전할 수 있게 되므로 잠재적으로 에너지 생산비용 또한 줄일 수 있을 것으로 기대된다. 실제로 미국의 캘리포니아 전력시장(CAISO)와 미드웨스트 전력시장(MISO)은 ramping 용량의 필요성을 빨리 인식하고 이에 대한 많은 사전 연구가 이루어졌으며, 2011년부터 시장운영 톨에 ramping 제약을 고려하기 시작했다[13]. 이처럼 이번 개정으로 전력시장에서 증감발을 제약에 대한 관심이 높아지고 있고, 궁극적으로는 예비력 시장처럼 ramping market이 도입될 것으로 예상된다.

본 논문에서는 기존 발전기들이 갖는 물리적 특적인 증감발률 제약에 대해 알아보고, 새로이 제안하는 동적 증감발률(Dynamic ramp rate) 모델을 이용하여, 전력수요 및 풍력발전량의 불확실성에 대비하기 위해 계통에서 필요로 하는 ramping 용량을 산정하고, 이를 실시간급전에서 사용하는 확률적 최적조류계산(Probabilistic optimal power flow)을 이용해서 경제성, 신뢰성 차원에서 타당성검토를 목표로 하고 있다.

## 2. 풍력발전의 불확실성과 전력시장 모형

### 2.1 풍력발전 시스템

풍력발전 출력의 불확실성은 풍속의 변동성에 의한 것이며, 국제전기기술위원회(IEC)는 풍속의 단기 변동성을 와이불분포함수 또는 와이불분포의 특수형태인 레일리분포함수(형상모수 k=2)를 이용해서 모델링 할 것을 추천하고 있다. 본 논문에서는 풍속을 와이불분포함수로 모델링하였고 이를 식 (1)에 보이고 있다.

$$f(v_t) = \begin{cases} 0 & v_t < 0 \\ \frac{k}{c} \left(\frac{v_t}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_t}{c}\right)^k} & v_t \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

여기서 c는 척도모수, k는 형상모수이다.

위와 같이 모델링 된 풍속으로부터 풍력터빈 한 기에서 생산할 수 있는 최대 유효전력은 일반적으로 풍속 vt의 3차

다항식을 이용해서 다음 식과 같이 나타낸다. 풍력발전의 출력식에서 알 수 있듯이, 입력변수인 풍속이 확률분포로 주어지기 때문에 풍력발전의 출력 또한 확률분포의 형태로 정해지게 된다.

$$P_{WT}(v_t) = \frac{1}{2} \rho A v_t^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (2)$$

여기서,  $P_{WT}(t)$ 는 유효전력,  $\rho$ 는 공기밀도,  $A$ 는 블레이드 단면적을 나타낸다. 파워계수(Power coefficient)  $C_p$ 는 선단 속도비  $\lambda$ 와 피치각  $\beta$ 의 함수이다. 풍력터빈의 발전 효율을 높이고 정격출력으로 제한하기 위해서는 풍력터빈의 동작 제어 시스템이 중요한데, DFIG(Doubly-Fed Induction Generator)와 같이 최근 많이 쓰이는 MW급 가변속도 풍력터빈(Variable Speed Wind Turbine)은 정격풍속 이하 구간( $v_{cutin} < v_t < v_{rated}$ )에서는 출력 효율을 높이기 위해 터빈의 회전속도를 발전기 반력토크를 이용해서 풍속에 비례하게 조절하고, 정격풍속 이상의 구간( $v_t > v_{rated}$ )에서는 블레이드 피치각( $\beta$ ) 조절을 통해 출력을 정격출력으로 제한한다. 선단 속도비  $\lambda$ 는 식 (3)에서 보여지는 것처럼 풍속  $v_t$ 와 블레이드의 선단 속도  $v_r R$ 에 따라 변한다. 풍력터빈의 발전효율을 높이기 위해서는 선단속도비를 최적 풍차효율에 상응하는 값(일반적으로 6~8)으로 유지해야 하며, 이는 풍속이 변할 때 터빈의 회전속도를 제어함으로써 달성할 수 있음을 의미한다.

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_t} \quad (3)$$

일반적으로 풍력발전기 N기로 구성된 풍력단지의 출력 변동성은, 풍력발전기 1기가 갖는 출력변동성의 N배 보다 작아지는데, 그 이유는 각 풍력발전기에 불어오는 풍속의 차이에 의해 출력의 평준화 효과가 일어나기 때문이다. 출력의 평준화 정도는 각 풍력발전기에 불어오는 풍속들의 상관관계에 의해 정해지는데, 상관관계가 작거나 음의 상관관계를 가질 경우 변동성이 작아진다. 본 연구에서는 풍력발전의 출력변동성에 대응하기 위한 수단으로 ramping 용량 확보를 제한하는 것이므로, 출력 변동성이 가장 큰 경우, 즉 풍력단지내의 모든 풍력발전기에 부는 바람이 동일하여 출력의 평준화 효과가 없는 경우를 상정하였다. 다시 말해, 풍력단지의 발전량은 1기의 풍력발전기가 생산하는 유효전력의 N배로 한다.

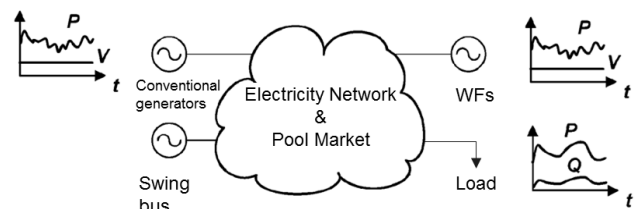


그림 1 풍력발전을 포함한 전력시장에서의 단기발전계획 모형

Fig. 1 Short-term generation scheduling model in electricity market with wind power

## 2.2 전력시장 모형

전력시장은 국가와 지역에 따라 구성 및 형태에 다소 차이가 있지만, 일반적으로 전일시장과 실시간 시장을 포함하고 있다. 그림 1에 풍력발전을 포함한 전력시장에서의 단기 발전계획 모형을 보이고 있다. 익일의 발전계획을 세울 때 우선 다음 날의 시간별 전력수요 및 풍력발전량을 예측하고, 부하에서 풍력발전량을 뺀 순부하(Net load) 부하를 충족시킬 만큼의 발전량을 전일시장(Day-ahead market)에서 받은 발전측 및 수요측 입찰을 바탕으로 기동정지계획을 세운다.

실제 급전이 이루어지기까지는 하루의 시간이 존재하지만 전일시점에서 대략적인 수요와 공급의 계획을 맞추므로써 실시간급전에서의 안정적인 운영을 도모할 수 있다. 급전 당일 30분 전에 열리는 실시간시장에서는 5분 단위 경제 급전을 통해 수급균형을 맞춘다. 지금까지 전력계통에서 사고와 같은 외란을 제외하고는 수급균형에 있어서 수요만이 유일한 불확실성이라고 여겨졌다. 하지만 풍력발전의 대규모 도입으로 발전측에도 불확실성을 가지게 되어 전일시장에서의 발전계획이 세워지고 실제 급전이 이루어지기 전까지의 시간동안 순부하의 변동이 이전보다 크다고 볼 수 있다.

전일 시장에서는 혼합정수법(Mixed Integer Programming)으로 기동정지계획 세우고, 전일시장에서 확보한 ramping 용량 양이 적절한지를 실시간급전에서의 5분 단위 경제급전 결과를 바탕으로 검토한다. 여기서 5분 단위 경제급전은 확률적 최적조류계산(Probabilistic Optimal Power Flow)을 이용한다. 확률적 최적조류계산[6]은 전일시장에서 예측한 전력 수요와 풍속에 정규분포를 이용해서 불확실성을 모델링하고, 몬테카를로 기법을 이용한 반복적 조류계산을 통해 최적 해를 얻는 알고리즘이다. 기존의 최적조류계산에 불확실성을 고려하기 위해 확률적 개념을 도입한 것으로, 대용량 풍력발전의 계통 연계에 따른 영향을 분석할 때 주로 사용된다. 아울러 본 논문에서는 전력시장 환경에 대한 아래와 같은 몇 가지 가정을 두기로 한다.

1. 전일시장에서 발전사업자의 공급입찰만 고려하고 수요측 입찰은 고려하지 않는다. 즉 전력수요의 가격탄력성을 무시하고 고정된 값으로 가정하여, 일반적으로 전력시장에서 계통운영자가 목적함수로 두는 사회후생 최대화 문제를 운영비용 최소화 문제로 간략화 하였다.
2. upward ramping 제약에 대해서만 고려한다. 문제의 복잡성을 피하기 위해 우선적으로 upward 방향만을 고려한다.
3. 발전사업자는 self-scheduling을 하지 않는다.
4. 발전사업자는 에너지 이외에는 ramping 용량만 제공한다. 즉, 예비력 입찰은 하지 않는다.
5. ramping 용량을 제공하는 발전원에 대한 보상은 에너지와 동일하게 정산한다.

정리하면 ramping 용량의 확보를 통해 1. 실시간급전에서 발생할 수 있는 수요 및 공급력 변화에 미리 대처할 수 있고 2. 공급력 부족으로 인한 가격스파이크를 줄일 수 있으며 3. 적절한 가격신호를 제공할 수 있다.

## 3. Ramping 용량

### 3.1 동적 증감발률

증감발률 제약은 발전기의 출력을 순간적으로 증가 또는 감소시키는 과정에서 터빈에 무리가 가지 않도록 발전기 출력의 시간당 변화량에 제약을 두는 것으로, 보통 발전기별로 각기 다른 증발률과 감발률이 갖는다[14]. 전일시장에서 익일 발전계획을 세울 때 사용되는 기동정지계획에서 주로 고려되는 제약조건으로, 지금까지는 식 (4) - (5)에서 보이는 바와 같이 발전기의 현재 발전량에 상관없이 증감발률이 일정한 고정(fixed) 증감발률 모델을 사용해왔다. 하지만, 실제적으로는 증감발률은 발전기의 현재 발전수위에 따라 값이 변하며, 본 논문에서 다루고자 하는 풍력발전의 단시간 변동성에 대응할 수 있도록 확보하는 ramping 용량의 정확한 산정을 위해서는 보다 현실적인 모델링을 필요로 한다. 본 연구에서는 발전기의 증감발률을 고정값이 아닌 발전수위에 따라 바뀌는 동적 증감발률 모델을 적용하였다. 동적 증감발률의 이용으로 기동정지계획문제에서 보다 실제적인 최적해를 찾을 수 있음을 선행연구에서 보였으며[8], 그림 2에 동적 증감발률의 개념도를 나타낸다.

$$P_i(t+1) - P_i(t) \leq RU_i \tag{4}$$

$$P_i(t) - P_i(t+1) \leq RD_i \tag{5}$$

여기서,  $P_i(t)$ 는 시간  $t$  에서 발전기  $i$ 의 발전량이며,  $RU_i$ 와  $RD_i$ 는 각각 발전기  $i$ 의 증발률과 감발률을 나타낸다.

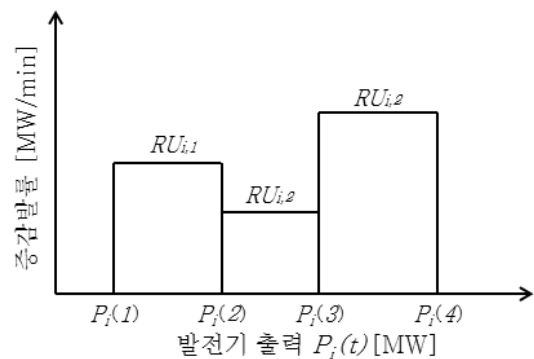


그림 2 동적 증감발률 모델  
Fig. 2 Dynamic ramp rate model

본래 증감발률은 발전기의 동작상태에 따라 기동시 증감발률, 정상운전상태에서의 증감발률, 정지시 증감발률로 분류할 수 있는데 본 연구에서는 정상 운전상태에서의 증감발률만 고려했다. 이때 제한한 동적 증감발률은 다음 식과 같다.

$$RU_i(P_i(t)) = \sum_m RU_{i,m} * VU_{i,m}(t) \tag{6}$$

$$RD_i(P_i(t)) = \sum_m RD_{i,m} * VD_{i,m}(t) \tag{7}$$

여기서,  $VU_{i,m}(t)$ ,  $VD_{i,m}(t)$ 는 발전기  $i$ 의 발전량을  $m$ 개의 구간으로 나누었을 때,  $t$ 시간에서 발전량이  $m$ 번째 구간에 위치하는지를 나타내는 이진변수(1 또는 0)이다.

### 3.2 Ramping 용량 산정

본 연구에서는 실시간 급전에서 발생할 수 있는 수요예측 오차 및 수요변화, 풍력발전의 발전량 예측 오차 등으로 인한 임밸런스(imbalance)를 기존 발전기들의 증감발률을 이용하여 해결하고자 할 때 전일시장의 기동정지계획 단계에서 확보해야 할 적정 ramping 용량을 산정하고, 이 산정용량을 실시간 급전에서의 확률적 최적조류계산을 이용해서 경제성 및 신뢰성 측면에서의 타당성 검토를 목표로 하고 있다. 전일시장 단계에서 확보할 ramping 용량은 부하와 풍력발전의 변동성을 고려하여 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\sum_{i \in \text{units}} RU_i(t) \geq URC(t) = x \times P_L(t) + y \times P_{WF}(t) \quad (8)$$

$$\sum_{i \in \text{units}} RD_i(t) \geq DRC(t) = y \times P_W(t) \quad (9)$$

여기서,  $RU_i(t)$ 와  $RD_i(t)$ 는 앞에서 제안한 동적 증감발률을 이용한 발전기  $i$ 의 시간  $t$ 에서의 증발률과 감발률,  $P_L(t)$ 과  $P_{WF}(t)$ 는 예측된 수요와 풍력단지의 출력을,  $x$ 와  $y$ 는 각각 부하와 풍력발전량 중에서 upward 혹은 downward의 용량 산정에 필요한 비율을 나타낸다. 즉, (8)은 계통에 투입되어 있는 발전기들의 증발률의 합이 계통에서 필요로 하는 upward ramping 용량보다는 커야 함을 나타내는 식이며 식 (9)은 이와 유사하게 계통에 투입되어 있는 발전기들의 감발률의 합이 계통이 필요로 하는 downward ramping 용량보다 커야 함을 의미하는 식이다. 위 식에서 알 수 있듯이 upward로 필요한 ramping 용량은 부하의  $x\%$ 와 풍력발전량의  $y\%$ 만큼인 반면, downward로는 그보다 작은 풍력발전량의  $y\%$ 만큼으로 설정하였다. 이와 같이 설정한 이유는 다음과 같다.

1. 일반적으로 발전기의 감발능력이 증발능력보다 뛰어나다.
2. 풍력발전은 바람이 갖는 운동에너지에서 가능한 많은 전기에너지를 생산하도록 제어하기 때문에 MPPT 제어나 혹은 그 근처의 운전점에서 운전되는데, 이때 생산하는 전력을 줄이기는 용이하나 더 많은 전력을 생산하기는 힘들다. 따라서 공급초과인 경우에는 풍력발전기의 발전량을 줄임으로써 수급균형을 맞출 수 있으나, 수요초과의 경우에는 수급균형을 맞추기가 어렵기 때문에 upward ramping 용량 확보에 중점을 두었다.

## 4. Ramping 용량을 고려한 기동정지문제의 정식화

### 4.1 목적함수

전일시장에서 실행되는 발전기 기동정지계획문제는 발전기 및 시스템 제약조건들을 만족시키면서 스케줄링 기간 동안의 운영비용을 최소로 하는 발전기 투입조합을 결정하는

것이다. 전일시장에서는 일반적으로 공급측의 공급입찰(offer)와 수요측의 수요입찰(bid)을 받아서 이를 바탕으로 사회후생화가 최대가 되는 해를 구하지만, 본 연구에서는 문제의 수요측 입찰을 고려하지 않음으로써, 사회후생화 최대화 문제를 공급측의 운영비용 최소화 문제로 간략화 하여 진행하였다. 목적함수는 발전기의 기동/정지비용 및 연료비용을 합한 운영비용을 최소화 하는 것으로 다음식과 같이 나타낼 수 있다.

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t)u_i(t)) + SU_i(t)z_i(t) + SD_i(t)y_i(t)] \quad (10)$$

여기서,  $T$ 는 계획시간,  $N$ 은 발전기 수,  $u_i(t)$ 는 발전기  $i$ 의  $t$  시간의 on/off 상태로 발전기가 on일 때 '1'이다.  $z_i(t)$ 는 발전기가 기동될 때 '1'이 되고,  $y_i(t)$ 는 발전기가 정지될 때 '1'이 되는 이진변수이다. 발전기의 연료 비용함수는 발전량에 대한 이차다항식으로 표현하면 아래 식과 같다.

$$F_i(P_i(t)) = \alpha_i P_i^2(t) + \beta_i P_i(t) + \gamma_i \quad (11)$$

여기서,  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ 는 발전기  $i$ 의 운전비용계수이다.

정지 상태인 발전기를 기동하여 생산한 전력을 전력망에 보내기 전까지 소모되는 연료비용을 기동비용이라 하며, 이는 보일러의 온도와 연관돼있기 때문에 발전기 정지시간의 함수라고 할 수 있다. 발전기의 정지시간이 냉간기동시간( $T_{i,cold}$ )을 초과하면 기동비용은 높은 냉간비용( $SU_{i,c}$ )이 되고, 정지시간이 냉간기동시간을 초과하지 않은 경우 재가동을 하면 열간비용( $SU_{i,h}$ )만큼의 기동비용이 든다. 발전기  $i$ 의 시간  $t$ 에서의 연속정지시간을  $T_{i,off}(t)$ 라고 하면 기동비용은 다음과 같다.

$$SU_i(t) = \begin{cases} SU_{i,h} & T_{i,off}(t) \leq T_{i,could} \\ SU_{i,c} & T_{i,off}(t) > T_{i,could} \end{cases} \quad (12)$$

### 4.2 제약조건

발전기 및 시스템 제약조건으로는 수급균형 제약, 발전기 출력 제약, 최소 운전/정지 시간 제약 고려하였다.

- 수급균형 제약

$$\sum_{i=1}^N P_i(t)u_i(t) + P_{WF}(t) = P_L(t) \quad (13)$$

- 발전기 출력 제약

$$P_{i,min} \leq P_i(t) \leq P_{i,max} \quad (14)$$

- 최소 기동/정지시간 제약

발전기는 한번 기동 되면 즉시 정지할 수 없고 최소기동시간 동안은 기동상태를 유지해야 하며, 정지하는 경우에도 바로 재기동은 할 수 없고 최소정지시간동안 정지 상태를 유지해야 하는데 이 제약은 다음과 같다.

$$\sum_{t=k}^{k+MU_i-1} u_i(t) \geq MU_i z_i(k) \quad (15)$$

$$\sum_{t=k}^{k+MD_i-1} (1-u_i(t)) \geq MD_i(1-y_i(k)) \quad (16)$$

여기서,  $MU_i$ ,  $MD_i$ 는 발전기  $i$ 의 최소 기동/정지시간이다. 식 (5)에서 정의된 동적 증감발률을 적용한 ramping 용량 확보도 제약조건으로 포함되어야 한다. 또한 발전기의 기동과 정지는 동시에 일어날 수 없기 때문에, 발전기의 기동/정지 상태를 나타내는  $z_i(t)$ 와  $y_i(t)$  사이에는 다음과 같은 관계를 갖는다.

$$z_i(t) - y_i(t) = u_i(t) - u_i(t-1) \quad (17)$$

$$z_i(t) + y_i(t) \leq 1 \quad (18)$$

### 4.3 실시간 급전에서의 확률적 최적조류계산

전일시장에서 확보한 ramping 용량이 적정한지를 확인하기 위해, 전일시장에서 예측했던 전력수요와 풍력발전량을 정규분포로 모델링하고, 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 확률적 최적조류계산으로 계통해석을 할 필요가 있다[15]. 확률적 최적조류계산에서는 기동정지계획문제와 달리 선로의 조류방정식, 송전제약, 모선 전압제약을 고려한다. 특히 기동정지계획문제에서는 풍력발전기를 가장 단순한 음의 부하(Negative load)로 모델링해서, 전력수요에서 풍력발전량만큼 뺀 순부하를 만족시키는 수급균형 제약을 고려했다. 하지만, 실시간 급전에서는 송전제약이나 전압제약을 고려해야 하기 때문에 풍력발전기의 보다 상세한 모델링이 요구된다. 이를 위해서 실시간 급전에서 계통해석에 이용하는 확률적 최적조류계산에서는 풍력발전기를 PQ 모선이 아닌 PV 모선, 즉 부하가 아닌 발전기로서 모델링해서 무효부하까지도 고려할 수 있게 하였다. 풍력발전기의 무효전력을 역률값을 이용해서 제어할 때 풍력발전기가 발생하는 유, 무효 전력은 다음 식으로 나타낼 수 있음을 선행연구에서 보였고[16], 본 연구에서도 이 방법을 이용하였다.

$$P_{WT}^{max}(v_t) = \frac{1}{2} \rho A v_t^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (19)$$

$$P_{WT}^{min} \leq P_{WT}(v_t) \leq P_{WT}^{max} \quad (20)$$

$$Q_{WT}^{max}(t) = \tan(\cos^{-1}(pf)) P_{WT}(v_t) \quad (21)$$

$$Q_{WT}^{min} \leq Q_{WT}(v_t) \leq Q_{WT}^{max} \quad (22)$$

여기서,  $Q_{WT}(t)$ 는  $t$ 시간에서의 풍력발전기 1기가 생산하는 무효전력으로, 유효전력  $P_{WT}(t)$ 와 역률( $pf$ )와의 관계식으로부터 구해진다.

정리하면, 전일시장의 기동정지계획문제에서는 제약조건으로 조류방정식을 고려하지 않기 때문에 풍력발전기를 음의 부하로 모델링하였고, 실시간 급전에서 수행되는 확률적 최적조류계산에서는 AC 조류계산을 위해 풍력발전기를 제시된 역률에 따라 무효전력 출력을 조정할 수 있는 PV 모선으로 모델링 하였다.

## 5. 사례연구

본 논문의 주안점은 실시간 급전에서 발생할 수 있는 불확실성에 대비한 적절한 ramping 용량의 산정과 이것이 계통운영에 미치는 영향을 분석 하는 것에 있다. 본 논문에서 제안하는 방법을 3기 6 모선 계통과 IEEE 118 모선계통에 적용하였다. 6 모선 계통의 경우 그림 3에 보이는 바와 같이 3번 모선에 1.8 MW 풍력발전기 10대로 구성된 풍력단지가 연계되어 있으며, 118 모선 계통의 경우 11번 모선에 3 MW 풍력발전기가 50, 100대로 구성된 2곳의 풍력단지가 연계되어 있다. 표 1, 2에 6모선 계통의 발전기 특성 및 전일시장에서 예측되는 시간별 전력수요를 보이고 있다. 118 모선 계통은 54기의 발전기로 구성되어 있으며 최대 수요는 6,000 [MW]이며 그 외 시뮬레이션을 위해 필요한 데이터는 [17]에서 찾을 수 있다. 두 계통에서 풍력발전이 차지하는 비중은 약 7% 정도로 비슷하다. 증감발률은 발전기의 최대, 최소 발전량의 중간값을 기준으로 2구간으로 나누어 고려했다. 순부하의 불확실성을 고려한 ramping 용량 확보 제약을 고려한 전일시장에서의 기동정지계획 결과가 실시간 급전에서 과연 적정한지 검토하기 위해 확률적 최적조류계산을 이용하였다. 시뮬레이션은 상용프로그램인 Matlab 2010을 기

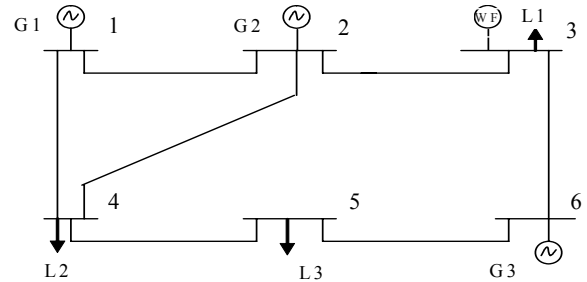


그림 3 풍력단지를 포함한 6 모선 계통  
Fig. 3 Six bus test system with a wind farm

표 1 6 모선 계통의 발전기 특성  
Table 1 Generator data of 6 bus test system

발전기	입찰가격 [\$/MW]	Pmin [MW]	Pmax [MW]	최소정지 시간 [h]	최소기동 시간 [h]	기동비용 [\$]	증감발률 [MW/min]	
							1구간	2구간
G1	25	100	220	4	4	100	1	1.5
G2	29	10	100	3	2	200	1	1.2
G3	31	10	20	1	1	0	0.3	0.5

표 2 6 모선 계통의 시간별 전력수요  
Table 2 Demand for 24 hours of 6 bus test system

시간(t)	1	2	3	4	5	6
수요(PL)	175.2	165.1	158.7	154.7	155.1	160.5
시간(t)	7	8	9	10	11	12
수요(PL)	173.4	177.6	186.6	207	228.6	236.1
시간(t)	13	14	15	16	17	18
수요(PL)	242.2	243.6	248.9	255.8	256	246.7
시간(t)	19	20	21	22	23	24
수요(PL)	246	237.4	237.4	232.7	195.9	195.6

반으로 이루어졌으며, 기동정지계획은 혼합정수비선형계획법(MINLP), 확률적 최적조류계산은 비선형계획법(NLP)을 사용해 최적해를 도출했다.

### 5.1 Ramping 용량을 고려한 기동정지계획

그림 4는 6 모선 계통의 전력수요 및 풍력발전의 변동성을 나타낸다. 전력수요는 변동성이 크지 않은데 반해 풍력발전 출력량의 변동성은 상당히 큰 것을 알 수 있다. 시간별 확보해야 할 ramping 용량은 제안된 식(8)에서 알 수 있듯이 수요와 풍력발전량에 곱해지는  $x$ 와  $y$ 값에 의해 정해진다.  $x, y$  값들을 바꿔 가며 다음 6가지 경우에 대해 두 사례계통에서 확보해야 할 시간별 ramping 용량 및 그 때의 총 운영비용을 구하였고 결과를 각각 표 3과 그림 5에 나타내었다.

- Case 1  $x=2\%, y=20\%$
- Case 2  $x=5\%, y=20\%$
- Case 3  $x=2\%, y=50\%$
- Case 4  $x=5\%, y=50\%$
- Case 5  $x=2\%, y=80\%$
- Case 6  $x=5\%, y=80\%$

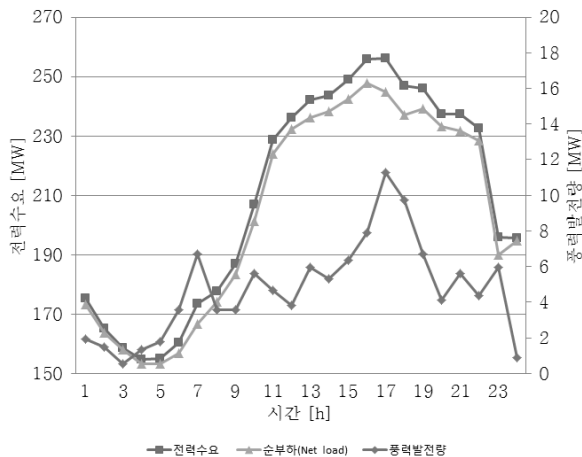


그림 4 전력수요와 풍력발전량의 변동성  
Fig. 4 Electricity demand and wind generation variability

표 3 24시간 동안의 ramping 용량 및 운영비용  
Table 3 Ramping 용량 and operating cost for 24 hours

Case	6 모선 계통		118 모선 계통	
	총 ramping 용량 [MW]	운영비용 [\$]	총 ramping 용량 [MW]	운영비용 [\$]
1	122.9	105038.4	2556.2	1,571,960
2	273.4	105698.6	2981.4	1,581,600
3	156.8	105303.0	3406.5	1,591,236
4	307.3	105939.0	5965.4	1,649,260
5	190.7	105598.7	6390.5	1,658,900
6	341.2	106007.1	6815.7	1,668,523

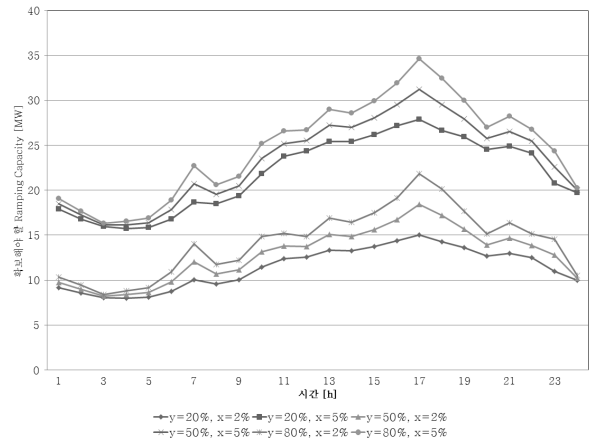


그림 5 6 모선 계통에서의 ramping 용량 산정 결과  
Fig. 5 Evaluation results of ramping 용량 for 6 bus test system

6 모선 계통에서 Ramping 용량 확보를 고려하지 않은 경우의 총 비용은 103,230.3 [\$]으로, 가장 비용이 많이 든 Case 6과 비교하면 2,776.8 [\$](2.7%) 만큼의 추가비용이 드는 것을 알 수 있다. 또한  $y$ 보다  $x$ 가 증가하였을 때 더 큰 ramping 용량을 필요로 하는데 이는 풍력발전량보다 전력수요가 더 크기 때문이다. 즉, 풍력발전이 계통에서 차지하는 비율이 커질수록 더 많은 ramping 용량 확보가 필요한데, 이는 풍력발전의 출력 불확실성에 기인한 것이다. 큰 계통인 118 모선 계통에서도 이와 유사한 결과가 얻어졌음을 확인할 수 있다. 표 4에서는 6모선 계통에서의 ramping 용량을 고려하지 않은 경우와 가장 많은 양을 확보해야 하는 Case 6의 기동정지계획 결과이다. 결과에서 알 수 있듯이, 피크부하(17시) 전후의 intermediate 부하구간에서 ramping 용량 확보를 위해 G2와 G3가 기동됨을 알 수 있다. 또한, 부표 1과 2에 보인 118 모선 계통의 ramping 용량 확보 제약을 고려한 경우와 고려하지 않은 경우의 발전량 결과로부터, 최대부하인 21시 전후 시간인 19~24시의 시간대에 발전량이 달라진 것을 확인할 수 있다. 이는 ramping 용량을 확보를 위해 상대적으로 연료비용이 낮은 발전기들의(G2~23, G34~37) 출력을 제한하고, 연료비용이 높은 발전기들을(G46~54) 기동함으로써 필요량을 확보함을 알 수 있다. 하지만, ramping 용량을 확보한다고 해서 실제 발전량을 늘리는 것은 아니고 ramping 용량을 확보하기 위해, 경제성을

표 4 ramping 제약을 고려하지 않은 경우(상)와 고려한 경우 Case6(하) 기동정지계획 결과

Table 4 Unit commitment results of without ramping constraint case(up) and Case 6(down)

발전기	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
G1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
G3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
G3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1







비용이 높은 발전기들이 기동되고 급전계획이 세워지기 때문에, 연료비용이 낮은 발전기들의 급전량이 줄었고, 결과적으로 운영비용이 높아졌다. ramping 용량을 확보하는 것이 추가적으로 에너지를 생산하기 때문에 운영비용은 증가하는 것은 아니고, ramping 용량 제약조건으로 인해 경제급전의 가능해영역이 줄었다고 할 수 있다. 기동정지계획 결과를 바탕으로 두 사례계통의 최대부하 시간인 17시(6 모선 계통)와 21시(118 모선 계통)에서 5분 단위로 확률적 최적조류 계산을 실행하였다. 기동정지계획 단계에서 확보한 ramping 용량들 중 계통의 안정적 운영을 위해서는, 6 모선 계통의 경우 전력수요의 5%와 예측 풍력발전량의 50%이상을, 118 모선 계통에서는 전력수요의 5%와 예측 풍력발전량의 20%만큼의 ramping 용량을 확보해야 함을 확인했다. 물론 계통 내의 발전기 구성, 풍력발전의 수용수위, 부하 및 풍력발전량의 예측 오차 등에 따라 확보해야할 적정 ramping 용량은 달라질 수 있다.

ramping 용량을 기존의 예비력과는 다른 개념으로, 이것의 확보를 통해 개통운영자는 수요와 가변발전원의 출력 같은 불확실성에 유연하게 대처할 수 있음을 확인하였다. 향후 연구에서는 사례연구에 사용한 확률적 최적조류 알고리즘을 이용해서 ramping 용량이 전력시장의 가격이나 가격스파이크 등에 미치는 영향, ramping 용량의 정산방법과 같은 경제성 평가 측면에서 추가적인 연구를 진행할 예정이다.

**감사의 글**

이 논문은 2012년도 정부(교육과학기술부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임 (No. 2012-0009145)

**References**

[1] A. Zervos, C. Lins, J. Muth, "RE-thinking 2050: a 100% renewable energy vision for the European Union", EREC, 2010.  
 [2] J.H. Yoo, "Roadmap of offshore wind power in Korea", Electricity Journal, No. 408, pp. 56-59, 2010.  
 [3] L. Xie, P. M. S. Carvalho, L. A. F. M Ferreira, J. Liu, B. H. Krogh, N. Popli, M. D. Ilic, "Wind integration in power systems: operational challenges and possible solutions", Proceedings of the IEEE, Vol. 99, No. 1, pp. 214-232, January 2011.  
 [4] T. Gul and T. Stenzel, "Variability of wind power and other renewables-management options and strategies", International Energy Agency, Paris, France, 2005.  
 [5] Y.C. Kang, Y.H. Kim, M.S. Y, "Rise of wind energy penetration level and wind energy grid-adaptive technologies", World of Electricity, Vol. 60, No. 11,

pp. 20-28, 2011.  
 [6] T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato, and T. Funabashi, "A fast technique for unit commitment problem by extended priority list", Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 18, No. 2, pp. 882-888, 2003.  
 [7] W. L. Snyder, H. D. Powell, and J. C. Rayburn, "Dynamic programming approach to unit commitment", Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 2, No. 2, pp. 339-348, 1987.  
 [8] J.K. Lyu, M.K. Kim, Y.T. Yoon, J.K. Park, "A new approach to security-constrained generation scheduling of large-scale power systems with a piecewise linear ramping model", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 34, No.1, pp. 121-131, 2012.  
 [9] W. Ongsakul and N. Petcharakas, "Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation", Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 19, No. 1, pp. 620-628, 2004.  
 [10] K. Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems vol. 39: Wiley-IEEE press, 2008.  
 [11] Federal Energy Regulatory Commission, "Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets", RM11-7-000, 2011.  
 [12] R.D. Masiello, W.P. Katzenstein, "Adapting AGC to Manage High Renewable Resource Penetrations", IEEE General Meeting 2012.  
 [13] K.H. Abdul-Rahman, H. Alarian, B. Vesovic, B. Lu, "Enhanced System Reliability Using Flexible Ramp Constraint In CAISO market", IEEE General Meeting 2012.  
 [14] Y.G. Park, J.B Park, J.H. Roh, H.J. Kim, J.S. Kim, "Multi-Stage Generation Allocation Game Considering Ramp-rate Constraints", Trans. KIEE, Vol. 60, No. 3, pp. 509-516, 2011.  
 [15] D. Villanueva, J.L. Pazos, A. Feijoo, "Probabilistic load flow including wind power generation", IEEE Trans Power Syst, Vol. 26, No. 3, pp. 1659-1667, 2011.  
 [16] J.K. Lyu, J.H. Heo, J.K. Park, "Probabilistic Active and Reactive Optimal Power Dispatch considering Wind Speed Correlation and Wake Effect", International Conference on Wind energy Grid-Adaptive Technologies 2012, October, 2012.  
 [17] L. Wu, M. Shahidehpour, T. Li, "Stochastic Security-Constrained Unit Commitment", Trans Power Syst, Vol. 22, No. 2, pp. 800-811, 2007.

## 저 자 소 개



### 류재근 (柳在根)

1982년 5월 6일 생. 2006년 일본 신슈대학교 전기전자공학과 졸업. 2007년~현재 서울대학교 전기공학과 석박통합과정.

Tel : 02-880-7247

Fax : 02-878-1452

E-mail : parkjk@snu.ac.kr



### 허재행 (許哉行)

1978년 9월 19일 생. 2007년 서울대학교 전기공학과 졸업(공학석사). 2012년 동대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 2012년~2013년 서울대학교 BK21 정보기술 사업단 박사후 연구원. 2013년~현재 장인의 공간 연구원.

Tel : 02-463-2263

Fax : 02-463-2294

Email : jhheo78@gmail.com



### 박종근 (朴鍾根)

1952년 10월 21일 생. 1973년 서울대학교 전기공학부 졸업. 1979년 일본 동경대학교 공학계대학원 졸업(공학석사). 1982년 동대학원 졸업(공학박사). 1983년~현재 서울대학교 공과대학 전기공학과 교수.

Tel : 02-880-7247

Fax : 02-878-1452

E-mail : parkjk@snu.ac.kr