

# 풍력전원이 피크타임과 발전설비구성에 미치는 영향분석: 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 기준

이진호 · 김수덕

아주대학교 대학원 에너지학과

(2009년 4월 27일 접수; 2009년 5월 14일 수정; 2009년 6월 20일 채택)

## Wind Power Generation: Its Impact on Peak Time and Future Power Mix

Jinho Lee and Suduk Kim

Department of Energy Studies, Ajou University, Suwon 443-749, Korea

(Manuscript received 27 April, 2009; revised 14 May, 2009; accepted 20 June, 2009)

### Abstract

Although renewable power is regarded a way to active response to climate change, the stability of whole power system could be a serious problem in the future due to its uncertainties such as indispachableness and intermittency. From this perspective, the peak time impact of stochastic wind power generation is estimated using simulation method up to year 2030 based on the 3rd master plan for the promotion of new and renewable energy on peak time. Result shows that the highest probability of wind power impact on peak time power supply could be up to 4.41% in 2030. The impact of wind power generation on overall power mix is also analyzed up to 2030 using SCM model. The impact seems smaller than expectation, however, the estimated investment cost to make up such lack of power generation in terms of LNG power generation facilities is shown to be a significant burden to existing power companies.

**Key Words** : SCM(Screening Curve Method), Renewable power, Wind power generation, Intermittency, Power mix

### 1. 서론

기후변화협약으로 환경문제에 대한 관심이 커짐에 따라 온실가스 저감의무를 부여받은 선진국들은 의무이행 방법 중 하나로 신재생에너지를 이용한 전력을 보급하기 위해 노력하고 있다. 정부는 2008년 8·15 대통령 경축사에서 온실가스와 환경오염을

줄이고 일자리를 창출하는 녹색성장이라는 개념을 제시하고 그린에너지 산업 육성을 통한 저탄소 녹색 성장을 정책기조로 삼고 있다. 하지만 그린에너지의 핵심적인 부분을 차지하고 있는 신재생에너지의 보급에는 경제적 타당성, 전력공급상 나타나는 비급전성, 간헐성 문제 등 몇 가지 간과할 수 없는 문제가 있다. 풍력의 경우 2007년 10초 단위 출력 변화가 환경풍력단지는 23%, 행원풍력단지는 19%에 이르는 등의 간헐성으로 인해 2000년 3월 풍력발전 시험가동을 개시한 울릉도가 20일만에 주파수 불안정으

로 가동 중단되었던 경우도 있다<sup>1)</sup>. 전력시스템의 신뢰도를 유지하면서 기존 에너지 자원을 대체할 수 있는 신재생에너지 자원의 실질적인 용량을 의미하는 용량 크레딧(capacity credit)은 전력시스템 신뢰도 측면에서 평가한 신재생에너지 자원의 유효용량이다. 신재생에너지 자원의 양이 증가하게 되면 시스템에 미치는 파급효과 측면에서 이러한 자원의 불확실성을 반드시 고려해야 할 것이다.

신재생에너지 자원의 간헐성, 불확실성에 관련하여 여러 연구가 진행되고 있다. 전원시스템에 풍력 전원이 보급됨에 따라 불안정적인 전원공급에 대해 SO(System Operator) 발전사업자와 에너지감독기관에게 의사결정의 도구를 제공하는 WILMAR(Wind Power Integration in Liberalized Electricity Markets)<sup>2)</sup> 프로젝트, 에너지, 환경, 지속가능개발이라는 프레임워크 하에서 EU의 지원을 받는 HONEYMOON(a High resolution Numerical wind Energy Model for On- and Offshore forecasting using ensemble predictions)<sup>3)</sup> 프로젝트 등이 있고, 기존 용량 크레딧 계산 알고리즘을 비교 평가한 Milligan<sup>4)</sup>, particle swarm optimization으로 풍력발전의 용량 크레딧을 추정한 Wang<sup>5)</sup>, 확률적 전력시장 모형(stochastic electricity market model)을 응용하여 간헐성, 탄소가격 등을 반영한 독일 풍력발전의 통합비용(integration cost)을 구한 Swider<sup>6)</sup> 등이 있다.

신재생에너지의 불확실성과 부족한 경제성을 보완하고 이를 이용한 전력의 보급을 촉진하기 위해 유럽 및 선진국에서는 green pricing 프로그램, 요금상계(Net Metering)제도, PTC (production tax credit), FITs(Feed-in tariffs), RPS (Renewable portfolio standards), 경쟁입찰제도 등을 추진하고 있다. green pricing 프로그램은 신재생에너지 발전전력을 자발적으로 구입하려는 수용가에게 일반 전기요금에 프리미엄을 부과하여 신재생전력을 판매 및 공급하는 제도이다. 요금상계제도는 자가발전시설에서 생산된 전력 중 초과발전 전력을 계통에 연계하여 역송전하는 제도로, 초과발전 계통 송전량에 대하여 월/연간단위로 전력 도매가격이나 소비자가격으로 지불하도록 하고 있다. PTC(production tax credit)는 신재생에너지 지원을 이용하여 에너지를 생산하는 기업에 일정비용의 세금을 공제해주는 제도이다. FITs는 정부가 계

통운영자에게 지역 내 신재생에너지 발전전력을 전량 구매하도록 의무를 부과하면, 계통운영자는 의무에 따라 정책적으로 책정된 고정가격수준에서 근거리 지역 신재생 에너지 발전사업자로부터 신재생전력을 전량 구매하여 비용 상승분만큼 최종소비자에게 전가시켜 판매가 이루어지는 제도이다. RPS는 정부가 발전사업자나 전기판매사업자에게 총발전량 또는 판매량의 일정비율 또는 일정량을 신재생에너지로 충당하도록 의무화하는 제도로 신재생에너지 인증서 거래(Tradable Renewable Energy Certificates, TRECs)와 병행하여 실시되고 있다(Fig. 1).

미국은 1992년에 production tax credit를 설치하여, 2003년 12월 말까지 풍력사업자에게 1.5 cents/kWh의 세금을 공제해주었고 2008년 현재 kWh 당 1.9 센트의 신재생에너지 생산세 공제를 제공해 주고 있다. 경쟁입찰제는 정부가 달성해야 할 총 신재생에너지 발전 설비용량이나 비율을 명시하면 신재생에너지 발전사업자가 자신의 한계비용 조건을 고려하여 계약입찰가를 제출하는 형식의 제도이다. 영국은 비화석연료 의무제(Non-Fossil Fuel Obligation, NFFO), 프랑스는 EOLE 2005를 통해 경쟁입찰제를 실시하였으나 재정부담의 증가, 기술의 편재성 등의 문제로 각각 RPS제도와 FITs제도로 전환하고 있다<sup>7)</sup>.

이 논문에서는 이러한 불확실성을 내재하고 있는 풍력전원이 기존 전력수급계획에 미치는 영향을 분석하기 위해 정부가 제시한 신재생에너지원을 이용한 발전의 보급목표치를 기본 시나리오로 삼고 이들 에너지원의 시간대별 특성을 반영하여 기존의 전력공급시스템에 미치는 이들 전원의 영향을 분석하였다. 구체적인 몇몇 지역의 풍속자료 등 주어진 기상자료와 추정된 미래의 출력커브를 감안하여 발전량을 산정하고 기상자료에 대한 몇 가지 전제를 통해 시뮬레이션 함으로써 나타날 수 있는 다양한 풍력발

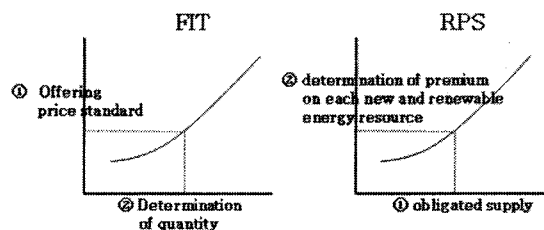


Fig. 1. Comparison of FIT and RPS.

전의 시간대별 패턴이 전원구성에 미치는 영향을 분석하였다. 특히 풍력전원설비를 통한 발전량이 우선 구매되는 현실을 감안, 풍력전원을 우선배분(must-run)의 형태로 부하지속곡선(Load Duration Curve, LDC)에 반영, 심사곡선법(Screening Curve Method, SCM)을 통해 장기적인 전원구성에 미치는 효과분석과 이에 따라 전력공급상의 불확실성에 대비하여 필요한 투자비도 함께 산정하여 보았다.

2장에서는 제1차 국가에너지기본계획과 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급기본계획, 그리고 국내 신재생에너지 보급정책 등을 기술하였다. 3장은 모형을 구성하기 위한 전제와 미래의 전력수요 시간대별 패턴의 산정 방법, 풍력발전량 산정과 관련 시물레이션을 위한 전제 등을 정리하고, 시물레이션의 결과는 풍력발전이 피크타임 수요시의 공급에 미치는 영향과 SCM모형을 이용하여 얻어진 발전량의 불확실성과 이에 따른 추가적 필요 투자비의 관점에서 결과를 정리하여 보았다. 4장은 본 논문의 결론 부분이다.

## 2. 국가에너지기본계획과 신재생에너지

### 2.1. 제1차 국가에너지기본계획

정부는 녹색성장을 온실가스과 환경오염을 줄이고 신성장동력과 일자리를 창출하는 신국가발전 패러다임이라 정의내리고 있다. 이에 따라 제1차 국가에너지기본계획<sup>8)</sup>을 수립하고, 성장이 환경을 보호하고 환경이 성장의 동력이 되는 신 패러다임 실현을 위해 그린에너지 산업을 녹색성장의 핵심동력으로 추진한다는 계획을 발표하였다. 제1차 국가에너지기본계획에 따르면, 총에너지수요는 전망기간 중 연평균 1.4% 증가하여 2030년에 324.8%백만 TOE에 달할 것이라고 예상하였다. 일인당 에너지수요는 2006년 4.38TOE에서 2020년 6.17TOE, 2030년에는 6.68%TOE로 전망하고 있다. 에너지원단위는 2006년 0.348(TOE/천불)에서 2020년 0.246, 2030년 0.200 수준으로 하락하여 전망기간 중 연평균 2.3%가 개선될 것으로 전망하였다.

저탄소 녹색성장의 목표를 달성하기 위해 필요한 에너지수요 목표안도 제시하고 있는데, 신재생에너지(수력 제외)의 경우 1차 에너지수요 측면에서 전망기간 중 연평균 8.1%의 증가율을 보여 수요 점유

율이 2030년 28,255천TOE(8.7%)로 확대될 것이라 전망하였고, 최종에너지수요 측면에서는 연평균 7.9%의 증가율을 보여 2030년에는 25,473천TOE(10.6%)의 수요를 보여 수요비중이 지속적으로 상승할 것으로 예상하였다.

### 2.2. 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획

정부의 제1차 국가에너지기본계획에 따라 녹색 성장에 보다 효과적인 이용·보급 사업을 위하여 사업의 세부적 실천목표의 설정과 가이드라인 구축이 필요하고 신재생에너지 통계분류의 재분류를 통한 일관성 있는 이용·보급 통계체계의 구축이 필요하다는 측면에서 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 수립방안 연구<sup>9)</sup>가 실행되었다. 이에 따르면 2004년 수립된 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획에서 신재생에너지 공급목표로 설정했던 2011년 5% 달성이 어렵게 되었고 기술개발 목표인 선진국 수준으로의 접근도 일부 신재생에너지를 제외하고는 목표수준에 미달한다고 평가되어, 이에 따라 신성장동력으로서의 산업화 촉진, 국산화율 제고, 해외시장 진출, 시장기능 도입, 민간주도 추진체계 구축 등 현실과 우리의 역량을 고려한 실현 가능한 신규 공급목표와 기술개발 목표를 세우고 이의 달성을 위한 기본 전략과 실행계획을 수립할 필요성을 제기하였다.

신재생에너지 원별 보급전망 기간은 국가에너지 기본계획을 반영하여 2020년에서 2030년까지로 연장하였다. 신재생에너지 발전량은 2008년 5,011 GWh에서 2030년 39,517GWh로 약 8배 증가할 것으로 예상하였다. 이는 연평균 증가율 9.8%로 신재생에너지 1차에너지 공급량 대비 높은 증가율을 시현하는 수치이다. 또한 풍력과 해양에너지가 재생에너지 발전량 확대를 선도하여 풍력 42%, 해양에너지 16%를 차지할 것으로 전망하였다.

### 2.3. 신재생에너지 전력보급 촉진을 위한 정부 정책의 추이

국내에서는 신재생에너지 전력 보급정책으로 2002년 5월부터 발전차액지원제도를 시행하고 있으며, 최근 2006년 8월 30일 새로운 신재생에너지 기준가격 지침서가 발표되어 제도상의 변화가 나타

나고 있다. 발전차액지원제도는 독일의 FITs 제도와 같은 메커니즘으로 신재생에너지를 이용한 전력량에 대해 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 지원하는 제도이다. 새로운 기준가격 지침서에서는 발전원가에 근거한 기준가격의 산정과 독일방식과 같은 연차별 가격인하의 규정, 스페인과 같은 기준가격과 전기요금에 근거한 프리미엄요금제의 2가지 기준가격의 추가 등 여러 가지 변화가 시도되어 신재생에너지 시장 발전 및 기술개발 속도를 고려하려는 노력을 기울이고 있다. 장기적으로 시장 기반의 제도인 RPS로 전환하기 위해 중간단계로 2005년 7월부터 신재생에너지 공급협약(Renewable Portfolio Agreement, RPA)을 체결하여 발전차액지원제도와 함께 진행 중에 있다. 가격설정을 통한 신재생에너지 물량공급의 정책수단인 발전차액지원제도의 문제점이 확인되고 있어 2012년에 본격적인 도입을 염두에 두고 RPS 제도의 연구가 진행 중에 있다.

### 3. 전력수요 피크타임에 미치는 풍력전원의 영향 분석 시뮬레이션 및 SCM 적용

#### 3.1. 시뮬레이션의 전제

풍력전원이 피크타임 수요에 미치는 영향을 분석하기 위해 미래의 전력수요패턴에 대해서 일정한 전제를 통해 시간대별 패턴을 확인할 필요가 있다. 전력수요예측에 의한 LDC를 분석하고, 각 에너지원의 특성에 따른 발전량의 불확실성을 모델을 통해 구현하고 8760시간대에서 전력수요패턴과 비교 차감한 다음 새로이 LDC를 구하는 방법으로 영향력을 평가하고자 한다.

이를 위해 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 수립방안 연구의 결과를 근거로 연도별 신재생에너지원별 보급 시나리오가 작성되어야 한다. 특히, 시간대별 발전패턴의 변화가 전력수요패턴에 미치는 연구를 위해 주어진 외부조건(풍속) 하에서 시간대별 전력생산 패턴에 대해 확인이 필요하다. 이후 시간대별 패턴을 이용한 시뮬레이션이 가능하다.

미래의 시간대별 전력수요패턴을 확인하기 위해 3차 이후의 전력수급 기본계획을 반영하여 이에 합당한 시간대별 전력수요패턴을 산정하는 것이 필요하다. 국가에너지기본계획의 부하율 기준을 참고하

여 시간대별 전력수요 자료를 통해 분석에 필요한 연도별 시간대별 발전량 자료를 산정하였다. 부하율은 76.1%로 적용하였는데 이는 3차 전력수급계획 최종년도의 기준발전량과 기준최대부하를 이용하여 이후 10년간의 최대부하를 전망하는데 사용하였다(Table 1).

이러한 전제를 바탕으로 미래 전력수요 패턴 산정은 다음과 같은 방법을 사용하였다.

$L_{it}$ : t년도 i시간의 시간평균 load(i=1,2,...,8760)

$L_{Mt}$ : t년도 시간대별 부하패턴  $L_{it}$  중 최대값

$\bar{L}_t$ : t년도 시간대별 부하패턴의 평균값

$G_t = \sum L_{it}$ : t년도의 연간 발전량( $\bar{L}_t = G_t/8760$ )

이라고 두면, 2006년의 시간대별 부하패턴을 이용하여  $I = \{I_1, I_2, \dots, I_{8760}\} = \{L_1/G_{2006}, L_2/G_{2006}, \dots, L_{8760}/G_{2006}\}$ ,  $\sum I_i = 1$  을 만족하는 형태로 표준화할 수 있다. 2006년 이후의 시간대별 부하패턴을 구하기 위해 우선 t년도의 발전량  $G_t$ 와 최대전력수요  $L_{Mt}$ 를 만족하는

Table 1. Planned power generation based on 3rd Master Plan for Power

Year	Generation (GWh)	Peak load (MW)	Load factor (%)
2006	353086	58990	68.3
2007	380623	60932	71.3
2008	404094	63669	72.5
2009	424470	66152	73.2
2010	441891	68523	73.6
2011	456689	70494	74.0
2012	469178	72203	74.2
2013	480231	73639	74.4
2014	489587	74763	74.8
2015	497546	75730	75.0
2016	504441	76587	75.2
2017	510968	77334	75.4
2018	517093	78070	75.6
2019	522870	78677	75.9
2020	528452	79296	76.1
2021	536678	80531	76.1
2022	545033	81784	76.1
2023	553517	83057	76.1
2024	562134	84350	76.1
2025	570884	85663	76.1
2026	579771	86997	76.1
2027	588796	88351	76.1
2028	597962	89726	76.1
2029	607270	91123	76.1
2030	616724	92542	76.1

부하패턴  $\hat{L}_i$ 를  $\hat{L}_i = G_i \times I$  와 같이 구한다. 이후,  $d\hat{L} = \hat{L} - \bar{L}$ ,  $d\hat{L}_{max} = \max\{d\hat{L}\}$ , ( $i=1,2,\dots,8760$ )으로 정의하여 새로운 시리즈  $\hat{L}_{it} = \frac{d\hat{L}}{\max\{d\hat{L}_{it}\}} \times (L_M - \bar{L}_i) + \bar{L}_i$  를 생성하면, 이를 이용해 연간 발전량, 최대피크를 동시에 만족시키는 새로운 수요패턴을 생성할 수 있다.

제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 수립방안에서 신재생에너지 비중은 2006년 기준 2.4%에서 11%로 현재대비 4.6배로 확대하고, 원별로 공급규모는 태양광 44배(80→3,504MW), 풍력 37배(199→7,301MW), 바이오 19배(187만4,000→3,648만7,000Gcal), 지열은 51배(110→5,606Gcal)로 늘어나는 것으로 계획되어 있다. Table 2는 이러한 전제하에 세워진 풍력발전 보급계획이다.

### 3.2. 풍력발전의 피크타임 영향분석

시간대별 풍력발전량은 주어진 시점에서의 전국 평균적인 풍속에 대해 전국의 누적설비규모에 의한 출력커브를 확인하여 발전량을 산정하거나 전국평

균적인 풍속에 대해 전국의 평균적 설비규모에 의한 출력커브를 확인하여 이를 전체에 대해 발전량으로 환산하는 방법을 사용해 볼 수 있다. 본 논문에서는 전국평균적인 풍속에 대해 전국의 평균적 설비규모에 의한 출력커브를 확인하고 전국의 발전량으로 환산하였다<sup>10)</sup>.

에너지기술연구원의 풍력유체기연구센터에서 발간된 ‘풍력자원측정결과 데이터베이스 시스템’에 담겨 있는 지역 중 풍력자원지도(Fig. 2)를 참조하여 분석의 편의상 1년간의 연속적인 자료가 공통적으로 존재하는 지역을 임의로 선택하였다. 2000년 9월 12일 0시부터 2001년 9월 11일 24시까지 영덕, 제주한림, 새만금, 서산, 삼척의 자료가 사용되었으며 이들 5개 지역의 평균이 전국을 대표하는 풍속으로 전제하였다.

실제 시뮬레이션을 위해 우선 365×5개의 난수를 생성하고 이를 통해 해당 일의 24시간에 대한 자료를 표본화하여 새로운 풍속패턴을 구성하되, 풍속의 계절별 특성상 5월부터 9월과 나머지 월을 구분하고 난수는 정규분포에 따르는 형태로 취함으로써 계절패턴을 좀 더 잘 반영할 수 있도록 하였다.

풍력전원이 전력수요 피크타임의 공급에 미치는 영향을 시뮬레이션함에 있어 네 가지 시나리오를 사용하였고, 이후 SCM으로 전원구성예의 영향을 분석함에 있어서도 이 네 가지 시나리오로 분석하

Table 2. Future wind power generation based on 3rd Promotion Plan for New and Renewable Energy

year	Total generation (GWh)	Wind Power		
		Genration (MWh)	Ratio (%)	Capacity (kW)
2008	404094.5	262150.0	0.065	199000.0
2009	424469.9	308791.1	0.073	234405.6
2010	441890.7	363730.5	0.082	276110.6
2011	456689.3	428444.6	0.094	325235.5
2012	469177.7	504672.5	0.108	383100.7
2013	480230.5	594462.8	0.124	451261.1
2014	489586.6	700228.2	0.143	531548.5
2015	497546.5	824811.3	0.166	626120.4
2016	504441.2	971559.8	0.193	737518.3
2017	510968.4	1144417.6	0.224	868735.9
2018	517093.1	1348029.8	0.261	1023299.5
2019	522869.7	1587868.2	0.304	1205362.6
2020	528452.0	1870378.1	0.354	1419818.0
2021	536678.4	2203151.6	0.411	1672428.8
2022	545032.7	2595131.4	0.476	1969983.6
2023	553517.1	3056851.3	0.552	2320478.7
2024	562133.6	3600719.4	0.641	2733333.0
2025	570884.2	4241351.3	0.743	3219641.5
2026	579771.1	4995963.0	0.862	3792472.9
2027	588796.3	5884833.6	0.999	4467221.1
2028	597961.9	6931849.9	1.159	5262019.0
2029	607270.3	8165149.1	1.345	6198225.6
2030	616723.5	9617874.0	1.560	7301000.0

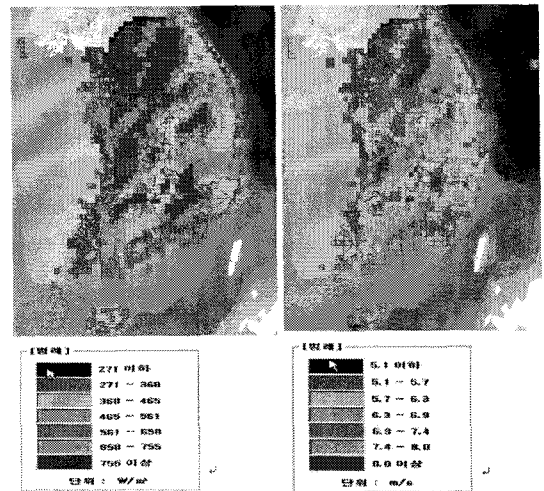


Fig. 2. National Windmap(left:wind power density, right: wind speed)<sup>11)</sup>.

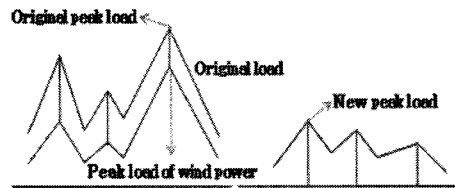
**Table 3.** Scenarios for analysis

Scenario 1 (S1)	Fixed Power Generation of Wind with Original Peak	Peak time impact based on original peak of demand. Each simulation has the same amount of generation.
Scenario 2 (S2)	Fixed Power Generation of Wind with New Peak	Peak time impact based on new peak of demand through subtracting simulation result from original peak. Each simulation has the same amount of generation.
Scenario 3 (S3)	Variable Power Generation of Wind with Original Peak	Peak time impact based on original peak of demand. Each simulation has the different amount of generation.
Scenario 4 (S4)	Variable Power Generation of Wind with New Peak	Peak time impact based on new peak of demand through subtracting simulation result from original peak. Each simulation has the different amount of generation.

여 보았다. Table 3에 분석 시나리오에 대해 설명하였고, Fig. 3은 분석에 사용된 시나리오에 대한 개략적인 설명이다.

시뮬레이션의 횟수는 1000번으로 하고 피크공급량에 풍력발전의 변화크기를 차감한 나머지의 크기를 산정하여 이중 최대영향, 상위 97.5%, 50%에 해당되는 경우와 하위 2.5%, 최소영향에 해당되는 경우를 각각 확인하였다(Table 4, Fig. 3).

시뮬레이션 결과, 2010년에 모든 시나리오 중 최



**Fig. 3.** Illustration of Scenario.

대 영향의 경우에도 0.33%에 미치지 못한다. 2020년이 되면, 최대 영향 기준으로 S1, S2, S3, 그리고 S4

**Table 4.** Simulation Result (S1)

year	Min (MWh)	portion (%)	2.5% (MWh)	portion (%)	50% (MWh)	portion (%)	97.5% (MWh)	portion (%)	Max (MWh)	portion (%)
2008	0.49	0.00	3.10	0.00	28.70	0.05	79.81	0.13	113.98	0.18
2009	0.26	0.00	2.84	0.00	34.12	0.05	92.31	0.14	136.43	0.21
2010	0.20	0.00	3.19	0.00	36.91	0.05	115.79	0.17	226.04	0.33
2011	0.58	0.00	3.42	0.00	47.02	0.07	126.33	0.18	176.93	0.25
2012	0.63	0.00	4.56	0.01	52.55	0.07	155.91	0.22	230.03	0.32
2013	1.04	0.00	5.66	0.01	65.77	0.09	187.83	0.26	245.53	0.33
2014	1.51	0.00	6.99	0.01	71.77	0.10	232.91	0.31	294.04	0.39
2015	1.85	0.00	6.30	0.01	91.32	0.12	266.49	0.35	389.25	0.51
2016	3.21	0.00	9.20	0.01	107.25	0.14	311.18	0.41	413.22	0.54
2017	1.63	0.00	10.10	0.01	120.98	0.16	360.28	0.47	470.40	0.61
2018	1.31	0.00	10.46	0.01	155.76	0.20	430.22	0.55	634.52	0.81
2019	1.57	0.00	15.24	0.02	175.61	0.22	506.27	0.64	679.62	0.86
2020	4.22	0.01	19.74	0.02	206.35	0.26	580.67	0.73	950.35	1.20
2021	3.72	0.00	19.12	0.02	231.67	0.29	670.97	0.83	916.20	1.14
2022	1.32	0.00	22.86	0.03	288.21	0.35	795.35	0.97	1183.41	1.45
2023	3.35	0.00	30.89	0.04	325.91	0.39	944.22	1.14	1382.82	1.66
2024	3.22	0.00	35.85	0.04	371.41	0.44	1126.39	1.34	1663.40	1.97
2025	8.56	0.01	39.42	0.05	399.97	0.47	1267.25	1.48	1857.23	2.17
2026	4.98	0.01	50.19	0.06	530.66	0.61	1626.62	1.87	2327.63	2.68
2027	11.66	0.01	59.58	0.07	678.27	0.77	1877.08	2.12	2960.92	3.35
2028	9.29	0.01	67.08	0.07	789.16	0.88	2186.23	2.44	3315.46	3.70
2029	8.82	0.01	101.07	0.11	902.60	0.99	2462.55	2.70	3915.36	4.30
2030	4.59	0.00	96.02	0.10	1026.06	1.11	2861.82	3.09	4084.80	4.41

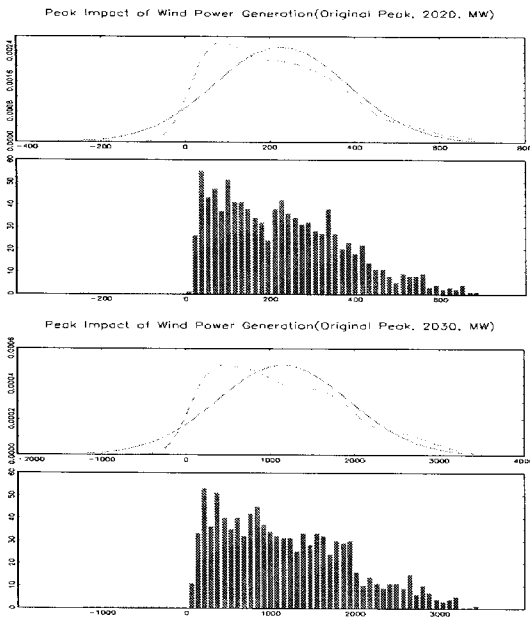


Fig. 4. Simulation Result of wind power's peak time impact(Top. 2020, Bottom 2030) based on S1.

에서 각각 1.20%, 0.88%, 1.16%, 그리고 0.98%로 피크타임 전력수요에 풍력발전의 변동성이 가져올 영향의 크기가 점차 커지는 것으로 나타난다. 2030년에는 최대영향 기준으로 S1에서는 4.41%, S2에서 2.52%, S3에서 4.38%, 그리고 S4에서는 2.39%로 2007년 전체 전력계통의 수요대비 예비율이 7%대 까지 떨어졌던 사실을 감안한다면, 피크타임 전력수요에 풍력발전이 미치는 영향은 무시할 수 없는 수준으로 나타났다. 지면관계상 본 연구에서는 영향의 크기가 가장 큰 것으로 나타난 S1의 결과만을 제시한다.

### 3.3. SCM을 이용한 전원구성에의 영향 분석

전력 수급기본계획에 풍력발전을 하나의 독립 전원종별로 고려하여 현재 수립된 3차 전력수급기본계획의 틀을 크게 변경시키지 않으면서 풍력발전량의 변동성이 전원구성에 미치는 효과를 확인해 보고자 하였다. 여기서는 통상적으로 사용하는 방법인 SCM을 이용하였다. 시뮬레이션의 결과를 피크대비 최대, 상위 97.5%, 중위, 하위 97.5%, 최소의 경우로 분류하여 3차 전력수급계획 전원구성과 비교하였다.

후보전원의 이용률별 계획발전원가[원/kWh]를

이용하여 적정 운전범위를 작성하고, 이를 이용하여 적정 전원구성을 모색하는 방법을 SCM이라고 한다. 이는 특정 연도의 최대부하와 부하지속곡선으로써 각 전원별 연간 발전비용을 최소화하는 전원종별 설비 구성비율을 결정하는 방법이다.

Fig. 5에서 상위 그래프는 후보전원의 연간 발전비용을 이용률별로 도시한 것으로서 그림에서처럼 경제성 분기점 ①, ②가 발생한다. 하위 그래프는 후보전원의 8760시간의 연간 발전량을 부하지속곡선으로 나타낸 것으로서 가장 아래 부분부터 원자력, 유연탄, GT 순으로 나타내어진다. 상위의 분기점을 LDC상으로 끌어 내리면 그림과 같이 전원별 구성비율 (a), (b), (c)이 결정된다.

발전기의 경제성을 결정하는 요소로는 건설비, 운전유지비, 연료비가 있으며, 이 요소들에 의해 계획발전원가가 결정된다. 향후 신규 건설될 후보발전기의 계획발전원가는 건설비를 기준으로 산정할 수 있다. Table 5는 계획발전원가 계산을 위한 입력자료이고, 아래 식은 각 발전설비의 고정비와 변동비를 구하는데 사용되었다.

$$\text{고정비} = \frac{\text{건설단가[원/kWh]} \times \text{고정비율[\%]}}{8760[\text{시간}] \times \text{이용률} \times (1 - \text{소내율})}$$

$$\text{변동비} = \frac{\text{연소비율[kcal/kWh]} \times \text{연료비단가[원/kg]}}{\text{발전량[kcal/kg]} \times (1 - \text{소내율})}$$

3차 전력수급기본계획의 건설비, 운전유지비, 연료비 등에 근거한 계획발전원가는 Table 6과 같다. 이 중 고정비를 1년에 대한 비용으로 산정하고 8760시간에 대한 각 발전원의 계획발전원가곡선을 그리면 635시간의 LNG-700MW 발전설비, 7227시간

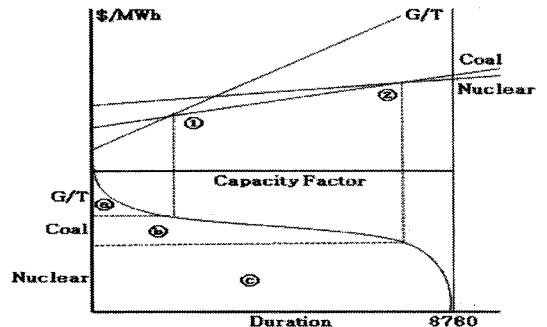


Fig. 5. Screening Curve Method (SCM).

**Table 5.** Input data for power plants

	Nuclear		Coal			LNG	
	1000	1400	500	800	500	500	700
Contraction cost(thou.\kW)	1853	1731	1161	1064	962	680	665
Durability(year)	40	40	30	30	30	30	30
Discount rate(%)	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
Capital recovery factor(%)	7.94	7.94	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47
Corporation tax rate(%)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Operation maintenance rate(%)	5.19	4.69	3.21	2.84	2.84	5.45	4.80
Fixed assets ratio(%)	13.14	12.65	11.70	11.33	11.33	13.94	13.29
Maintenance cost(thou.\kW.month)	8.01	6.77	3.11	2.52	2.28	3.09	2.66
Fuel purchase cost(\,kg,l)	-	-	56.32	56.32	56.32	459.44	459.44
Caloric value(kcal/kg,l)	-	-	5911	5911	5911	12996	12996
Fuel cost(\mil.kcal)	1380	1380	9529	9529	9529	35353	35353
Heat rate(kcal/kWh)	2315	2357	2059	2110	2059	1641	1631
Generating efficiency(%)	37.1	36.5	41.8	40.8	41.8	52.4	52.7
Unit cost of fuel(\kWh)	4.55	4.59	20.52	20.97	20.46	58.78	58.42
Internal consumption rate(%)	4.6	4.1	4.4	4.1	4.1	1.3	1.3

**Table 6.** Power generation cost based on the 3rd master plan for power

	Nuclear		Coal		LNG		
	1000	1400	500	800	1000	500	700
Fixed Cost							
× Utilization Coefficient (V kWh)	29.1	26.1	16.2	14.3	13.0	11.0	10.2
Var. Cost (V kWh)	4.55	4.59	20.5	21.0	20.5	58.8	58.4

의 석탄 1000MW 발전설비, 그리고 8760시간의 원자력 1400MW 발전설비의 가동이 필요하게 된다. 이를 이용하여 풍력을 포함한 모든 전원의 2008년~2030년 발전량을 예측하였다(Table 7). 표에서 AnnGen은 연간 총 발전량이고 peak는 LNG 700MW, medium은 석탄 1000MW, base는 원자력 1400MW 발전설비이다. 하지만 3차 전력수급기본계획의 7개 발전원 중 SCM에 의해 확인되는 교점이 두 개로 나타나 분석 가능한 전원상의 제약이 현실과는 좀 동떨어진 결과를 낳는다는 문제가 있음을 지적할 수 있다.

Table 7에 제시된 계획발전원가곡선에 따른 2008년~2030년의 예상발전량은 3차 전력수급기본계획과 국가에너지기본계획을 이용하여 작성한 미래의 시간대별 기준전력수요에 대해 SCM 모형을 적용함으로써 산정하여 본 결과이다. 이러한 계획발전원

**Table 7.** Expected power generation based on 3rd master plan for power

Year	AnnGen (MWh)	Peak (MWh)	Medium (MWh)	Base (MWh)
2008	404094	36144	312117	55833
2009	424470	37681	327524	59266
2010	441891	39092	340809	61990
2011	456689	40274	352075	64340
2012	469178	41289	361603	66286
2013	480231	42157	370002	68072
2014	489587	42857	377069	69662
2015	497546	43456	383085	71005
2016	504441	43982	388307	72152
2017	510968	44455	393220	73293
2018	517093	44913	397846	74334
2019	522870	45310	402170	75389
2020	528452	45707	406363	76381
2021	536678	46419	412689	77570
2022	545033	47141	419114	78778
2023	553517	47875	425637	80004
2024	562134	48620	432264	81250
2025	570884	49377	438992	82515
2026	579771	50146	445826	83799
2027	588796	50927	452766	85103
2028	597962	51719	459814	86428
2029	607270	52524	466972	87774
2030	616724	53342	474242	89140

가곡선에 따른 2008년~2030년의 예상발전량을 기준으로, 앞서 전제한 각 시나리오별(S1, S2, S3, S4)로 풍력발전이 첨두, 중간, 그리고 기저부하 발전량



에 미치는 영향을 분석하였다.

Table 7에 제시된 계획발전원가곡선에 따른 2008년~2030년의 예상발전량은 3차 전력수급기본계획과 국가에너지기본계획을 이용하여 작성한 미래의 시간대별 기준전력수요에 대해 SCM 모형을 적용함으로써 산정하여 본 결과이다. 이러한 계획발전원가곡선에 따른 2008년~2030년의 예상발전량을 기준으로, 앞서 전제한 각 시나리오별(S1, S2, S3, S4)로 풍력발전이 침두, 중간, 그리고 기저부하 발전량에 미치는 영향을 분석하였다.

풍력발전이 피크부하에 미치는 영향의 결과에서 발전량이 각해 1000번의 시뮬레이션 결과 2030년 최대 영향 기준으로 모든 시나리오에 걸쳐 침두부하 영향이 1.17~1.22%, 중간부하는 1.30~1.33%, 기저부하는 0.02%의 영향을 미치는 등 매우 근소한 수준에서의 차이만을 보였다.

이처럼 각 시나리오의 침두, 중간, 그리고 기저부하 발전량에 대한 풍력발전의 영향이 현재로서는 미미하지만 각 설비의 보급규모가 점차 커짐에 따라 풍력전원의 간헐성과 비급전성이 피크부하에 미치는 영향을 기존 공급설비로 충족하기 위한 규모는 무시할 수 없을 정도로 커질 것이 예상된다.

풍력전원의 불확실성에 대비하기 위해 필요한 투자비 규모를 시나리오별로 산정하여 보면 LNG700 기준으로 산정한 투자비는 S1에서 2030년 기준으로 최소 410억, 최대 36.5조로 나타나고 있고, S2에서는 각각 410억, 20.9조, S3에서 각각 430억, 36.3조, 그리고

S4에서 각각 430억, 19.8조원의 투자비가 예상된다(Table 8). Table 9는 설비 비중으로 환산하였을 경우 각 발전사별로 불확실성에 대비하기 위해 필요한 투자비 규모 산정 결과이다.

#### 4. 결 론

본 연구에서는 풍력전원의 시간대별 특성을 고려하여, 풍력전원이 내재하고 있는 불확실성이 피크타임에 미치는 영향과 기존 전력수급에 미치는 파급효과를 분석하였다. 분석 결과, 피크타임에 미치는 영향은 2030년 기준으로 S1에서는 4.41%, S2에서 2.52%, S3에서 4.38%, 그리고 S4에서는 2.39%로 무시할 수 없는 수준이 될 수 있을 것으로 나타났다. 풍력발전량의 변동이 전원구성에 미치는 영향 측면에서 변동성에 대처하기 위한 투자비규모는 2030년 LNG700 기준으로 S1에서 최소 410억, 최대 36.5조로 나타나고 있고, S2에서는 각각 410억, 20.9조, S3에서 각각 430억, 36.3조, 그리고 S4에서 각각 430억, 19.8조원이 예상되었다

신재생전원의 우선 구매라는 현재의 전력시장 운영은 관련 전력생산의 불확실성을 기존 전원들을 통해 해결해야 하는 비용을 내포하고 있다. 초 단위의 변동성이 가져다주는 변동성에 추가하여 발전량의 변동성은 추가적인 backup 설비를 어떤 형태로든 준비해야 하는 것이다. 이러한 측면에서, 신재생 에너지를 보급함으로써 에너지문제를 해결하고 원자력의 추가건설을 대신할 수 있다는 등의 통념보다는 이들이 상호 보완적인 측면이 있음을 이해해야 한다.

장기적으로 기술진보가 이루어지고 이에 따른 효율 개선이 예상되는 상황에서 신재생에너지 보급은 단순히 에너지의 자급이라는 측면보다는 기술개발을 통한 성장동력을 찾아보자는 데 더 큰 의의가 있다는 점이 바로 정부가 저탄소 녹색성장을 제시하고

**Table 8.** Estimated investment cost required for each scenario on 2030 (Unit ; billion won/year)

Scenario	Min	2.50%	50.00%	97.50%	Max
S1	41	860	9,186	25,620	36,568
S2	41	476	3,819	12,915	20,899
S3	43	853	9,084	26,070	36,298
S4	43	455	3,860	13,227	19,839

**Table 9.** Estimated investment cost required for each power companies on 2030 (unit : billion won/year)

Senario	KOSEP	KOMIPO	Western Power	KOSPO	EWP	Kwater	GS power	GSEPS	others
S1	2288	6560.1	5893.8	6958.8	6246.1	256	2882.9	1441.5	802
S2	1307.58	3749.06	3368.27	3976.93	3569.63	146.33	1647.59	823.8	458.35
S3	1307.58	3749.06	3368.27	3976.93	3569.63	146.33	1647.59	823.8	458.35
S4	1241.29	3558.99	3197.5	3775.31	3388.66	138.91	1564.06	782.03	435.11

신재생에너지 보급을 논하는 이유라 하겠다. 경쟁력 있는 부문에 대해 빠른 시간 내에 특화하고 성장동력으로 키워낼 수 있도록 현재 계획된 보급보다는 상대적으로 그 재원을 잠재력 있는 연구개발의 지원에 동원할 수 있는 계획 수립이 필요해 보인다.

### 참 고 문 헌

- 1) 문승일, 2009, 한국형 지능형 전력망의 비전, 제1회 전력이슈 대응 자문단 간담회.
- 2) WILMAR, <http://www.wilmar.risoe.dk>
- 3) Jorgensen J., Corina M., 2006, HONEYMOON - A High resolution Numerical wind Energy Model for On- and Offshore forecasting using ensemble predictions, Special Project Final Report.
- 4) Milligan M., B. Parsons, 1997, A Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Intermittent Generators, Solar 97, NREL.
- 5) Wang L., Singh C., 2008, A New Method for Capacity Credit Estimation of Wind Power, Fifteenth National Power Systems Conference(NPSC), 570-573.
- 6) Swider D. J., Weber C., 2006, The costs of wind's intermittency in Germany: Application of a stochastic electricity market model, European Transactions on Electrical Power, 151-172.
- 7) Vries H. J, Roos C. J., Beurskens, L.W.M. et al, 2003, Renewable electricity policies in Europe.
- 8) 에너지경제연구원, 2008, 제1차 국가에너지기본계획 -2008~2030-.
- 9) 에너지경제연구원, 2008, 제 3차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획 수립방안 연구.
- 10) 김수덕, 하정우, 박종배, 2007, 풍력발전의 침투부하시의 발전가능량에 대한 확률 분석, 응용경제 9(3), 39-59.
- 11) 신재생에너지 자원지도 종합관리시스템 자원지도 갤러리, <http://kredc.kier.re.kr/>