

신재생에너지 모델링을 위한 풍력 및 태양광 발전 출력 패턴 상관관계 분석

논 문
60-10-5

Correlation Analysis of Wind and Solar Power Generation Pattern for Modeling of Renewable Energy

김민정* · 박영식** · 박종배*** · 노재형†
(Min Jeong Kim · Young Sik Park · Jong-Bae Park · Jae Hyung Roh)

Abstract - When the RPS(Renewable Portfolio Standards) becomes effective in 2012, the use of renewable energy will be dramatically increased. However, there are no production simulations and demand supply programs that reflect the characteristics of the renewable energy. This paper analyzes correlations of the domestic wind power and solar power generation pattern in different areas and those of these sources' output and load pattern. Based on the regional correlation analysis, an appropriate method that uses a average output of the renewable energy or another modeling that takes account of uncertainty could be selected. Because it's output is dependent on weather condition, we can not control the generation of renewable energy, that is the reason why the correlation between the load and output pattern of sources can be helpful to determine whether the renewable energy is modeled as a generator or load modifier. Through this analysis, a basis will be provided in order to properly model the renewable energy source.

Key Words : Renewable energy, Production simulation, Correlation analysis

1. 서 론

전력수급계획 수립에 사용할 수 있는 자원 또는 발전기술의 범위는 방대하다. 따라서 수급계획을 수립할 때는 이들 기술들 또는 자원의 다양한 속성들을 정확하게 파악하여야만 합리적이고 경제적인 계획 수립이 가능하다. 공급측 자원의 기본 속성은 공급능력(capability), 가용성(availability), 급전가능성(dispatchability), 외부비용, 위치(location), 모듈성(modularity), 비용(costs), 리스크(risk) 등이 있다. 이 중에서 신재생에너지 자원의 경우 전력계통의 신뢰도와 공급측 자원들의 발전량을 결정하는데 가장 큰 영향을 미치는 중요한 요소는 공급능력과 가용성이라고 할 수 있다. 공급능력은 발전 자원의 최대 용량과 정상 상태에서의 에너지 공급량으로 표현하고 가용성은 연료 부족, 고장정지, 예방정비와 같이 정상상태에서 이탈한 상태를 나타낸다. 공급능력과 가용성 면에서 신재생에너지는 기존의 화석에너지 및 원자력 자원과는 다른 양상을 보인다. 기존의 발전 자원의 경우 공급능력은 단순하게 발전기의 정격용량으로 표현되지만, 신재생에너지 자원의 출력은 주로 기상 조건에 의해 결정되기 때문에 중앙급전이 불가능하거나 용이하지 않은 간헐성

(intermittency)이란 특성을 갖고 있다. 신재생에너지 자원이 갖는 이러한 특성은 기존의 자원과는 매우 다르기 때문에 계통운영이나 수급계획을 위한 모델링이 매우 어렵다. 대부분의 모형들은 부하로부터 신재생에너지 자원의 출력을 차감함으로써 시간대별 부하를 생성하는 기능을 갖고 있다. 하지만 신재생에너지의 불확실성을 감안할 수 있는 모형은 거의 없다. 그렇기 때문에 증가하는 신재생에너지 발전을 위해서 적절한 모델링 기법이 필요하다[1,2].

신재생에너지 자원들은 전력 생산에 있어 상당한 변동성을 갖고 있으며, 이러한 출력 변동은 급전 가능한 발전기들에 의해 상쇄되어야 한다. 신재생에너지 자원의 출력 변동은 매우 짧은 시간에 발생한다. 특정 지점의 풍속 변화가 특이하게 변하거나 구름에 의해 일조량이 계속 변화한다면 발전기 출력은 분 단위로 변화하게 된다. 따라서 특정 지역의 기상조건과 신재생에너지 자원의 지역적 집중도가 발전의 간헐성을 결정하는 주요 요소가 될 것이다. 단기 출력 변동은 발전계통과 송배전계통에 서로 다른 영향을 미치게 된다. 신재생에너지 자원이 어느 정도로 분산되어 있느냐에 따라 발전계통의 출력변동을 얼마나 감소시킬 수 있는지가 결정된다. 분산이 잘 되어 있으면 특정지역의 특이한 상황이 평균적으로 상쇄되기 때문이다. 신재생에너지 자원들이 한 곳에 집중되어 있으면 발전기 출력의 간헐성은 계통운영을 어렵게 만든다[3].

본 논문에서는 국내 풍력 및 태양광 자원들이 갖는 지역별 상관관계와 이들 자원의 출력 패턴과 부하 패턴과의 상관관계를 분석하였다. 이는 신재생에너지를 모델링할 때 우리나라 전체의 발전기들을 하나의 발전기로 보고 그들 출력의 평균을 부하에서 차감할 것인지, 아니면 다른 방법으로 모델링을 해야 하는지 결정하기 위해 필요하다. 만약 다른

* 준 회원 : 건국대학교 전기공학과 석사과정
** 정 회원 : 전력거래소
*** 정 회원 : 건국대학교 전기공학과 교수 · 공학박사
† 교신저자, 정회원 : 건국대학교 전기공학과 조교수 · 공학박사

E-mail : jhroh@konkuk.ac.kr

접수일자 : 2011년 7월 29일

최종완료 : 2011년 9월 7일

지역의 발전기의 출력이 서로 상관관계를 갖지 않는다면, 한 발전기가 기상조건 때문에 예상한 만큼 발전량이 나오지 않는다고 해도 다른 발전기의 출력으로 감소량을 상쇄할 수 있다. 따라서 모델링을 할 때 부하에서 전체 풍력 발전량의 평균을 차감해도 무방하다. 하지만 각 지역의 발전기의 출력이 서로 상관관계를 갖는다면, 신재생에너지의 특성인 불확실성 때문에 다른 방법이 적용되어야 한다. 부하 패턴과 풍력, 태양광 자원의 출력 패턴사이의 상관관계 분석은 신재생에너지 자원이 전력 계통에 기여하는 정도를 알기 위해서이다. 풍력과 태양광 발전기의 시간대별 출력예측은 상당히 어려우며 특히 장기 예측은 더욱 어렵다. 단기(일간) 예측은 어느 정도 가능하지만 예측의 정확성은 단기 기상 조건의 확실성과 신재생에너지 자원의 지역적 밀집도가 따라 달라진다. 신재생에너지 자원의 지역적 밀집도가 높은 경우 신재생에너지 자원에 의한 발전은 기상 조건에 더 많은 영향을 받게 되며, 신재생에너지가 넓은 지역에 분포하는 경우보다 예측이 더욱 어려워진다. 또한 풍력이나 태양광에 의한 전력 공급 시점은 예측하기 어렵지만, 공급 시점이 계통의 첨두부하 시간과 어느 정도의 상관관계를 갖는지 알 수 있다. 하계의 일조량이 첨두부하시간에 많아지는 경향이 이러한 예라 하겠다. 반면에 신재생에너지 자원의 출력 패턴과 부하 패턴 간에 상관관계가 없는 경우도 있을 수 있다. 따라서 해당 신재생에너지 자원이 전력계통에 어느 정도 기여를 할 수 있는지 파악하기 위해서는 부하 패턴과 자원의 출력 패턴간의 상관관계에 대해 면밀하게 검토하여야 한다.

2. 신재생에너지 속성에 따른 모델링 기법

신재생에너지의 적절한 모델링을 위해 먼저 기존의 모델링 방법을 살펴본다. 우선 전력생산 시뮬레이션 또는 급전 모형은 크게 시간대별 부하를 사용하는 모형과 부하지속곡선(LDC : Load Duration Curve)을 사용하는 모형으로 구분할 수 있다. 시간대별 부하를 사용하는 모형은 분석기간 가운데 한 시점(한 시간, 두 시간, 15분 등)에서의 발전설비 운영을 시뮬레이션 한다. 부하지속곡선 모형은 시간대별 부하파일을 부하지속곡선으로 전환하며, 부하지속곡선은 시뮬레이션 기간 동안의 부하 확률분포를 나타낸다. 부하지속곡선과 개별 발전기의 가용성을 나타내는 확률분포를 결합하면 등가부하지속곡선이 된다. 등가부하지속은 발전기가 부담해야 할 수요의 확률분포를 나타낸다. 부하지속곡선을 이용하는 방법은 계산 효율이 높으나 출력증감발출 제약과 시간대별 부하의 특성을 반영할 수 없다는 약점이 있다. 하지만 시간대별 부하와 관련된 특성은 시뮬레이션 기간을 다수의 소기간으로 나누어 각 소기간의 부하지속곡선에 대해 시뮬레이션을 함으로써 처리할 수 있다[1].

하지만 신재생에너지 자원의 특성 때문에 앞서 설명한 모형에는 적용하기 힘들다. 신재생에너지 자원을 발전기로 모델링할 때 급전 가능한 자원, 아니면 급전 불가능한 자원으로 지정할 수 있다. 전력저장장치가 있는 자원은 급전 가능한 자원으로 모델링할 수 있지만 풍력이나 태양광 발전기는 급전가능자원으로 처리하는 것이 적절하지 않다. 급전 가능하지 않은 자원을 급전가능자원으로 모델링 할 경우 첨두부하 시간대에 비현실적으로 급전될 수 있으며 이에 따라 최

소 부하 문제를 과소평가할 수도 있다. 전력이 생산되는 시간에 대한 정보가 없는 경우, 고정된 공급능력과 적절한 고장정지율을 갖는 자원으로 모델링하는 것이 적절하다. 발전기로 모델링함으로써 얻을 수 있는 장점은 대부분의 기존 모형들이 갖고 있는 고장정지의 확률적 처리기법을 활용할 수 있다는 것이다. 이러한 기법은 신재생에너지 출력의 불확실성을 반영하는데 사용될 수 있다. 모형에 따라서 발전기의 비가용성은 고장정지율로 표현하는 경우도 있고 고장시점과 운영시점 사이의 시간에 대한 확률분포로 표현하는 경우도 있다. 신재생에너지 자원의 모델링을 위해 두 가지 방법 모두 기기 고장 또는 바람이 없어서 발생하는 출력 감발을 표현하는데 적용할 수 있다.

신재생에너지 자원을 부하조정자로 모델링하게 되면 계통 부하는 신재생에너지 자원이 발전할 것으로 예상되는 시간에 감소하게 된다. 많은 모형들이 순부하를 발전기 기동정지 계획의 대상으로 보기 때문에 이러한 경우 신재생에너지 자원은 용량의 일부만 기동정지계획에 기여하는 것으로 처리된다. 신재생에너지 자원이 전체 계통에서 차지하는 비중이 크지 않다면 신재생에너지 자원을 발전기로 모델링하는 부하조정자로 모델링하는 큰 차이가 없다. 하지만 신재생에너지 자원의 비중이 크다면 신재생에너지 자원별 성격에 맞추어 적절하게 모델링 기법을 선택해야 한다. 이를 위해 신재생에너지 자원의 발전능력과 가용성이 계통 첨두부하와 어떤 상관관계를 갖고 있는지 검토하여야 한다. 신재생에너지 자원이 첨두부하와 상관관계를 갖지 않을 경우 신재생에너지 자원을 발전기로 모델링하면 자원을 과대평가하는 경우가 생길 수 있다. 신재생에너지 자원이 첨두부하와 약간의 상관관계를 갖는 경우에는 상관관계와 관련된 불확실성을 반영하기 위해 여러 가지 시나리오를 상정하고 부하조정자로 모델링하여 분석하는 것도 생각해 볼 수 있다.

또한 신재생에너지 자원의 위치가 다양한 경우 신재생에너지 발전소들 간의 상관관계도 검토하여야 한다. 근접하게 위치한 신재생에너지 발전소들은 지역적으로 멀리 떨어져 있는 발전소들에 비해 높은 상관관계를 가질 수 있다. 지역적으로 떨어져 있다하더라도 기상조건의 상관관계가 높아 전력생산 패턴이 유사하게 나타나는 경우도 있을 것이다. 대부분의 전산모형에서 각 발전기는 서로 독립적인 것으로 모델링되기 때문에 신재생에너지 발전소들의 출력이 상관관계가 있다면 발전기로 모델링하는 것은 적절하지 않다. 신재생에너지 자원의 공급능력과 가용성을 모델링하는데 있어서 모델링 방법을 일반화하기는 어렵다. 따라서 신재생에너지 자원의 특성에 따라 전산모형을 면밀하게 검토하여야 한다[1,3,4].

3. 상관관계 분석

3.1 상관분석

1952년 Harry Markowitz가 제안한 재무 포트폴리오 이론은 포트폴리오를 구성하는 개인 자산 사이의 상관관계가 낮을수록 포트폴리오의 리스크도 낮아진다고 하였다[5,6]. 이 이론은 신재생에너지 자원에도 적용될 수 있다. 만약 여러 지역으로 분산된 발전기들 간의 상관관계가 없다면 기상 조

건으로 인해 발생하는 특정한 지역의 출력 변동과 불확실성 등이 상쇄될 수 있다. 이렇게 되면 신재생에너지를 부하조정자로 모델링할 때 발전기 출력들의 평균을 차감해도 무방하다. 하지만 신재생에너지 발전기 간에 상관관계가 있는 경우 이들 출력의 평균을 부하에서 차감해 버리면 불확실성을 고스란히 반영해 버리기 때문에 그에 대비한 순동예비력의 증가나 신뢰도 측면에서 영향을 받게 된다. 그래서 이 논문에서 신재생에너지 자원 중 기상 조건의 영향을 많이 받는 풍력 자원과 태양광 자원에 대해 지역별 상관관계와 부하와의 상관관계를 분석해서, 증가하는 신재생에너지 자원에 대해 적절한 모델링을 할 수 있는 근거를 제공하고자 한다.

평균이 μ_X 와 μ_Y 이고 분산이 σ_X^2 와 σ_Y^2 인 두 변수 X와 Y가 연관되어 있는지를 측정하는 방법은 두 변수 사이의 공분산(covariance)을 계산하는 것이다. 여기서 공분산은 두 변수 사이의 관계가 어느 정도 밀접한가를 측정하는 척도이다. 공분산은 두 변수간의 선형관계의 정도를 수치로 나타내 주는 척도이며, 다음과 같이 정의한다.

$$\sigma_{XY} = Cov(X, Y) = E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)] \quad (1)$$

공분산은 $(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)$ 의 기대값으로 확률변수 X의 증가에 따른 확률변수 Y의 증가 또는 감소의 경향을 나타내는 척도이다.

그러나 이와 같은 공분산은 X와 Y간에 선형관계가 있는지, 그리고 그것이 정의 관계인지 부의 관계인지는 알려주지 못한다. 공분산의 값이 얼마나 커야 밀접한 선형관계에 있는지 제시하지 못한다는 단점을 갖는다. 공분산의 이러한 단점을 보완하기 위하여 다음의 상관계수(correlation coefficient)가 개발되었다[7].

$$\rho_{XY} = \frac{Cov(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y}; \quad -1 \leq \rho_{XY} \leq 1 \quad (2)$$

상관계수 ρ_{XY} 는 공분산의 값을 X와 Y의 표준편차로 나눈 것으로 X와 Y의 선형성의 정도를 나타내는 척도로서 측정단위에 무관하며, 그 값은 -1과 1 사이에 있게 된다. ρ_{XY} 는 X와 Y가 완전한 정의 선형관계에 있을 때 최대값인 1이 되며, 완전한 부의 선형관계에 있을 때 최소값인 -1이 된다. 그리고 ρ_{XY} 의 값이 0에 가까울수록 선형관계가 미약함을 나타낸다[8].

상관계수는 학자마다 주장하는 기준이 다르지만, 보편적으로 상관계수가 0.2~0.4 사이는 낮은 상관관계를, 0.4~0.6은 보통 수준, 0.6~0.8은 높은 수준, 0.8 이상은 강한 상관관계를 갖는다고 본다[9]. 본 논문에서는 상관관계 판단 기준을 0.6 이상을 하여 여러 가지 발전 상황들을 고려한 상관분석을 수행하였다.

3.2 풍력 자원의 지역별 상관관계

3.2.1 풍력 자원의 지역내 상관관계

본 논문에서 풍력자원의 지역은 2009년에는 강원, 영남,

제주, 호남으로 분류하였고, 2010년에는 2009년 지역에 경기지역을 추가하였다. 지역 간의 상관관계를 알아보기 위해 우선 지역 내의 발전기들이 서로 어떠한 상관관계가 있는지 알아보았다.

표 1 2009년, 2010년 각 지역의 발전기대수와 총 설비용량

Table 1 The number of units and total capacity in 2009, 2010

구분	강원		영남		호남		제주		경기
	2009년	2010년	2009년	2010년	2009년	2010년	2009년	2010년	
발전기 대수	85	85	67	67	13	13	27	45	1
총 설비용량 (MW)	153.19	153.19	102.51	102.51	10.9	10.9	33.995	80.995	2.25

표 1은 2009년, 2010년 강원, 영남, 호남, 제주, 경기지역의 풍력 발전의 총 설비용량과 발전기대수이다.

강원지역의 경우 강원풍력, 대관령풍력, 양양풍력#1, 태기산풍력#1, 태기산풍력#2, 태백매봉풍력, 효성풍력 등 7개의 풍력단지가 강원지역에 속해있다. 태기산풍력#1과 태기산풍력#2는 매우 인접한 곳에 위치해 있어서 바람의 영향을 같이 받기 때문에 이들 출력패턴의 상관관계는 표 2와 같이 매우 높다. 이런 발전단지의 경우 한 발전단지로 묶을 수 있다.

표 2 2009년, 2010년 강원지역 내 발전단지 사이의 상관계수

Table 2 The correlation coefficient between the wind farms in Gangwon in 2009 and 2010

구분	태기산풍력#1		강원풍력		강원풍력		대관령풍력	
	태기산풍력#2	대관령풍력	양양풍력	양양풍력	양양풍력	양양풍력	양양풍력	
	2009년	2010년	2009년	2010년	2009년	2010년	2009년	2010년
1월	0.908	0.946	0.916	0.885	0.522	0.436	0.505	0.563
2월	0.933	0.952	0.900	0.936	0.701	0.746	0.586	0.692
3월	0.661	0.958	0.932	0.805	0.682	0.606	0.560	0.510
4월	0.969	0.954	0.851	0.848	0.672	0.717	0.536	0.546
5월	0.951	0.958	0.946	0.809	0.896	0.692	0.830	0.570
6월	0.791	0.973	0.962	0.914	0.851	0.881	0.817	0.848
7월	0.247	0.951	0.949	0.973	0.742	0.761	0.692	0.742
8월	0.927	0.951	0.929	0.632	0.802	0.731	0.667	0.542
9월	0.949	0.967	0.927	0.819	0.905	0.658	0.820	0.602
10월	0.945	0.934	0.896	0.968	0.705	0.595	0.689	0.689
11월	0.953	0.969	0.886	0.763	0.680	0.604	0.599	0.525
12월	0.928	0.888	0.923	0.600	0.557	0.612	0.492	0.428
평균	0.847	0.950	0.918	0.829	0.726	0.670	0.649	0.605
표준편차	0.209	0.022	0.031	0.120	0.121	0.112	0.123	0.117
변동계수 (%)	24.64	2.342	3.354	14.49	16.65	16.68	18.95	19.29

강원지역 내의 풍력단지 사이의 상관분석을 해보면 강원풍력과 대관령풍력, 양양풍력 사이의 상관계수가 표 2에 나온 것처럼 0.6 이상이 된다는 것을 알 수 있다. 그러므로 강원풍력과 대관령풍력, 양양풍력을 한 풍력발전단지로 묶을 수 있다.

강원풍력, 대관령풍력, 양양풍력 단지의 집합을 A라고 보고 그들의 출력을 취합하여 태백매봉풍력의 출력패턴과 상관분석을 해보면 표 3과 같이 나온다. 2009년과 2010년 모두 상관계수의 평균이 0.6 이상이므로 강원풍력, 대관령풍력, 양양풍력, 태백매봉풍력을 하나로 묶을 수 있다. 이렇게 묶은 단지를 B라고 하고 다시 이 B단지와 태기산풍력, 효성과 각각 상관분석을 해보면 표 4와 같은 결과를 얻을 수 있다.

표 3 2009년, 2010년 강원 지역의 A풍력단지와 태백매봉 풍력 사이의 상관계수

Table 3 The correlation coefficient between A wind farm and Taebaek wind farm in Gangwon in 2009 and 2010

구분	A단지 태백매봉풍력	
	2009년	2010년
1월	0.609	0.425
2월	0.703	0.767
3월	0.735	0.605
4월	0.636	0.684
5월	0.684	0.740
6월	0.749	0.860
7월	0.713	0.873
8월	0.736	0.440
9월	0.810	0.687
10월	0.645	0.759
11월	0.668	0.706
12월	0.677	0.638
평균	0.697	0.682
표준편차	0.056	0.141
변동계수(%)	8.012	20.63

표 4 2009년, 2010년 강원 지역의 B풍력단지와 태기산풍력, 효성풍력 사이의 상관계수

Table 4 The correlation coefficient between B wind farm, Taegisan wind farm and Hyosung wind farm in Gangwon in 2009 and 2010

구분	B단지 태기산풍력		B단지 효성풍력	
	2009년	2010년	2009년	2010년
1월	0.485	0.572	0.348	-0.101
2월	0.665	0.735	0.438	0.272
3월	0.610	0.572	0.133	0.516
4월	0.562	0.552	0.111	0.595
5월	0.628	0.727	0.366	0.575
6월	0.644	0.442	0.528	0.664
7월	0.669	0.723	0.015	0.759
8월	0.545	0.674	0.449	0.783
9월	0.450	0.494	0.803	0.420
10월	0.752	0.679	0.232	0.698
11월	0.562	0.704	0.142	0.339
12월	0.677	0.629	-0.091	0.550
평균	0.604	0.625	0.290	0.506
표준편차	0.086	0.098	0.248	0.248
변동계수(%)	14.32	15.65	85.81	49.00

태기산풍력의 경우 2009년과 2010년 모두 0.6 이상으로 B 단지와 상관관계가 있는 것으로 판단된다. 효성풍력의 경우 상관계수도 낮고 변동계수가 높기 때문에 B단지와 상관이 없다고 볼 수 있다. 따라서 강원지역의 경우 효성풍력을 제외하고 나머지 풍력단지(강원풍력, 대관령풍력, 양양풍력#1, 태기산풍력#1, 태기산풍력#2, 태백매봉풍력)들을 하나의 발전 단지로 볼 수 있다. 그림 1은 상관분석을 시행한 풍력단지들의 위치를 표시한 지도이다. 효성풍력은 강원지역 내에서 다른 발전단지 사이에 위치해 있지만 상관관계가 없는 것으로 나왔다. 효성풍력의 설비용량이 2.75MW로 강원지역 내에서 차지하는 비율이 낮기 때문에 추후 설비용량이 늘어나고 출력 데이터가 더 나오게 되면 그 때 다시 다른 발전단지와 상관분석을 해보는 것이 바람직하다.

호남지역의 경우 전북풍력과 신안풍력이 있다. 이 두 발전단지의 출력패턴을 상관분석을 해보면 표 5와 같다. 2009년과 2010년 모두 상관계수가 0.6 이상이므로 두 발전단지도 상관관계가 있다고 보고 한 발전단지로 묶을 수 있다.

표 5 2009년, 2010년 호남 지역의 전북풍력과 신안풍력의 상관계수

Table 5 The correlation coefficient between Chonbuk wind farm and Shinan wind farm in Honam in 2009 and 2010

구분	전북풍력 신안풍력	
	2009년	2010년
1월	0.627	0.555
2월	0.658	0.585
3월	0.667	0.635
4월	0.729	0.701
5월	0.494	0.630
6월	0.657	0.487
7월	0.747	0.638
8월	0.551	0.746
9월	0.604	0.384
10월	0.701	0.617
11월	0.593	0.690
12월	0.539	0.597
평균	0.631	0.605
표준편차	0.078	0.098
변동계수(%)	12.33	16.12

제주의 경우 2009년에는 한경풍력, 행원풍력, 신창풍력, 제주월정풍력이 있고, 2010년에는 2009년 풍력발전단지에 성산풍력, 제주삼달풍력이 포함된다. 제주지역에서 발전단지의 위치는 그림 1의 (b)에 표시되어 있다. 한경풍력과 신창풍력이 가까이 위치해있고, 월정풍력과 행원풍력이, 성산풍력과 제주삼달풍력이 가까이 위치해 있다. 한경풍력과 신창풍력, 월정풍력과 행원풍력, 성산풍력과 제주삼달풍력 사이의 상관분석을 해보면 표 6과 같다.

표 6 2009년, 2010년 제주 지역 내 발전단지 사이의 상관계수

Table 6 The correlation coefficient between wind farms in Jeju in 2009 and 2010

구분	환경풍력 신창풍력		월정풍력 행원풍력		성산풍력 제주삼달풍력
	2009년	2010년	2009년	2010년	2010년
1월	0.906	0.516	0.517	0.604	0.775
2월	0.930	0.831	0.723	0.961	0.882
3월	0.886	0.439	0.730	0.789	0.888
4월	0.929	0.514	0.872	0.941	0.928
5월	0.629	0.616	0.849	0.727	0.859
6월	0.521	0.910	0.770	0.924	0.899
7월	0.709	0.625	0.763	0.779	0.877
8월	0.965	0.687	0.933	0.784	0.890
9월	0.933	0.813	0.606	0.915	0.869
10월	0.940	0.730	0.751	0.694	0.886
11월	0.625	0.511	0.691	0.951	0.890
12월	0.729	0.658	0.887	0.802	0.886
평균	0.809	0.654	0.758	0.823	0.877
표준편차	0.156	0.147	0.119	0.116	0.036
변동계수 (%)	19.26	22.42	15.74	14.05	4.141

지도에서 확인할 수 있듯이, 환경풍력과 신창풍력, 월정풍력과 행원풍력의 위치가 가깝기 때문에 상관계수가 높게 나왔다. 또한 2010년 발전을 시작한 성산풍력과 제주삼달풍력도 위치가 근접하기 때문에 높은 상관계수를 얻을 수 있었다. 환경풍력과 신창풍력, 월정풍력과 행원풍력, 성산풍력과 제주삼달풍력 세 부분으로 제주지역을 나눈 후, 이들 사이의 상관계수를 구해보면 표 7과 같은 값을 얻을 수 있다. 세 단지가 서로 상관계수가 0.6 이상으로 관계가 있기 때문에 제주지역을 하나의 발전단지로 봐도 무방하다. 여기서 A단지는 환경풍력, 신창풍력이고 B단지는 행원풍력, 월정풍력, C단지는 성산풍력, 제주삼달풍력이다.

표 7 2009년, 2010년 제주지역 내의 상관계수

Table 7 The correlation coefficient between A, B, C wind farm in Jeju in 2009 and 2010

구분	A단지 B단지		A단지 C단지	B단지 C단지
	2009년	2010년	2010년	2010년
1월	0.780	0.777	0.713	0.590
2월	0.599	0.591	0.699	0.775
3월	0.528	0.504	0.686	0.634
4월	0.722	0.584	0.702	0.777
5월	0.486	0.479	0.673	0.526
6월	0.504	0.545	0.678	0.664
7월	0.626	0.611	0.860	0.551
8월	0.613	0.739	0.775	0.664
9월	0.420	0.529	0.787	0.678
10월	0.665	0.506	0.582	0.525
11월	0.776	0.676	0.739	0.789
12월	0.762	0.747	0.664	0.563
평균	0.623	0.607	0.713	0.645
표준편차	0.122	0.104	0.071	0.097
변동계수 (%)	19.51	17.10	9.918	15.09



(a) 내륙지역



(b) 제주지역

그림 1 우리나라 풍력단지의 위치
Fig. 1 The location of wind farms in Korea

3.2.2 풍력 자원의 지역별 상관관계

지역 내 발전단지 사이의 출력 패턴으로 상관분석을 해본 결과 매우 가까운 위치에 있는 발전소들의 상관관계는 예상했듯이 매우 높게 나왔다. 또한 지역마다 약간의 차이는 있었지만 지역 내에서 가까이 위치하지 않은 발전단지 사이에서도 상관계수 0.6 이상의 값들이 도출되었다. 따라서 지역 내의 발전단지들을 하나로 모아 지역별로 하나의 발전단지가 있다고 보고 그 지역에 속한 개별 풍력 발전소의 시간대별 출력을 취합하여 그 발전기의 시간대별 출력을 설정하였다. 지역별 발전기간의 상관관계는 설비용량 대비 출력으로 정규화한 값을 이용하여 상관분석을 시행하였다. 마찬가지로 상관계수가 0.6 이상인 경우 상관관계가 있는 것으로 정의하였다.

표 8은 2009년도와 2010년도 강원과 영남, 제주와 호남지역의 풍력발전의 월별 상관계수이다. 강원과 제주사이, 영남과 호남사이 등은 별다른 상관관계가 나타나지 않았다. 2009년도의 월별 상관계수를 살펴보니 강원과 영남사이, 제주와 호남사이에 상관관계가 나타났다. 강원과 영남, 호남과 제주는 풍력단지의 지리적 위치가 인접하기 때문에 두 지역

간에 상관관계가 나타난 것으로 보인다. 경기지역의 경우 2009년도에 설비용량이 매우 적었고 출력도 나오지 않았다. 따라서 2009년에는 강원과 영남, 제주와 호남 그리고 경기 세 지역으로 풍력 단지를 묶어서 모델링하는 것이 바람직할 것으로 판단된다.

표 8 2009년, 2010년 강원과 영남, 제주와 호남지역의 월별 상관계수

Table 8 Monthly correlation coefficients between Gangwon, Youngnam, Jeju and Honam in 2009 and 2010

구분	강원, 영남		제주, 호남	
	2009년	2010년	2009년	2010년
1월	0.309	0.368	0.648	0.639
2월	0.686	0.634	0.724	0.656
3월	0.682	0.639	0.557	0.577
4월	0.587	0.621	0.748	0.682
5월	0.582	0.738	0.565	0.467
6월	0.714	0.712	0.577	0.354
7월	0.811	0.725	0.669	0.594
8월	0.581	0.659	0.382	0.451
9월	0.553	0.563	0.392	0.558
10월	0.697	0.693	0.580	0.524
11월	0.593	0.561	0.681	0.708
12월	0.667	0.456	0.710	0.701
평균	0.622	0.614	0.603	0.576
표준편차	0.123	0.112	0.120	0.111
변동계수(%)	19.85	18.21	19.87	19.22

2010년도의 결과도 2010년과 비슷하게 도출되었다. 강원과 영남, 제주와 호남지역 사이를 제외하고는 별다른 상관관계가 나타나지 않았다. 경기의 경우 호남과 상관관계를 보였으나, 호남과 상관관계가 있는 제주와는 낮은 상관관계를 보였다. 경기의 경우 2009년에 비해 출력이 나왔으나, 단 한곳의 풍력단지만 분석에서 고려하였고 설비용량 역시 2.25MW로 다른 지역의 설비용량에 비해 작다. 따라서 호남지역과 상관관계를 갖는다고 판단하기 어려우며, 추후 경기지역의 풍력 발전단지가 증가하게 되면 추가적인 분석을 수행해야 할 것으로 판단된다.

풍력의 경우 2009년과 2010년 지역별 상관관계 분석 결과, 강원과 영남 사이, 제주와 호남 사이에 상관관계가 있는 것으로 나타났다. 따라서 강원과 영남지역의 풍력 발전소들을 하나의 발전기 또는 부하조정자로 그리고 제주와 호남지역의 풍력 발전소들을 하나의 발전기 또는 부하조정자로 모델링하는 방안이 바람직할 것으로 판단된다. 향후 경기지역의 설비용량이 증가하고 2010년도와 같이 경기지역이 호남지역과 상관관계를 갖는다면 제주와 호남 지역에 경기지역을 추가해도 무방할 것으로 보인다. 그렇게 된다면 전체적으로 봤을 때 풍력은 동부지역과 서부지역 두 개의 발전기 또는 부하조정자로 모델링될 수 있을 것이다.

3.3 태양광 자원의 지역별 상관관계

태양광은 풍력발전에 비해 여러 지역에 분포되어 있다. 하지만 강원과 경기, 서울, 인천, 제주지역의 총 설비용량이 약 31MW로 2010년 기준 우리나라 총 태양광 설비용량

520MW의 10%에도 미치지 못한다. 또한 이 지역들의 태양광 발전설비들은 1MW 이하의 설비용량을 갖고 그 수 또한 많지 않기 때문에 이번 상관관계 분석에서는 제외하였다.

표 9 2009년, 2010년 상관분석에 이용한 태양광 발전 현황

Table 9 The solar power plant data for correlation analysis in 2009 and 2010

구분	영남		충청		호남	
	2009년	2010년	2009년	2010년	2009년	2010년
발전소 개수	5	6	5	5	17	18
설비용량 (MW)	26.383	28.383	14	14	48.345	51.139

상관관계 분석 대상은 영남과 충청, 호남 지역의 설비용량 2MW 이상의 태양광 발전으로 제한하였다. 태양광 발전은 지역 내에서 상관 분석을 시행한 발전기들이 한 장소에 모여 있는 경우가 많아서 지역 내의 상관분석은 무의미하다. 각 지역의 시간대별 총 태양광 출력합계 대비 총 설비용량으로 정규화한 값을 이용하여 상관계수를 구하였으며, 상관관계 존재 여부의 판단 기준은 풍력과 마찬가지로 0.6 이상으로 하였다.

표 10 2009년, 2010년 영남과 충청, 충청과 호남, 호남과 영남지역의 월별 상관계수

Table 10 Monthly correlation coefficients between Youngnam, Chongcheng, Honam in 2009 and 2010

구분	영남, 충청		충청, 호남		호남, 영남	
	2009년	2010년	2009년	2010년	2009년	2010년
1월	0.859	0.885	0.898	0.842	0.867	0.901
2월	0.902	0.933	0.892	0.918	0.947	0.941
3월	0.915	0.866	0.907	0.858	0.950	0.930
4월	0.910	0.914	0.918	0.919	0.935	0.931
5월	0.923	0.904	0.890	0.908	0.944	0.939
6월	0.915	0.925	0.890	0.902	0.895	0.934
7월	0.853	0.861	0.825	0.821	0.851	0.909
8월	0.861	0.771	0.863	0.779	0.883	0.885
9월	0.934	0.836	0.925	0.793	0.952	0.894
10월	0.909	0.878	0.899	0.915	0.922	0.914
11월	0.719	0.910	0.824	0.895	0.884	0.965
12월	0.836	0.823	0.866	0.864	0.861	0.844
평균	0.878	0.876	0.883	0.868	0.908	0.916
표준편차	0.059	0.048	0.033	0.050	0.038	0.032
변동계수(%)	6.763	5.432	3.702	5.745	4.195	3.486

표 10은 2009년과 2010년 영남과 충청, 충청과 호남, 호남과 영남지역의 월별 상관계수이다. 태양광 자원은 풍력 자원에 비해 세 지역 사이의 상관관계는 대부분 0.8 이상으로 매우 높았다. 따라서 태양광은 세 지역을 모두 합쳐서 하나의 발전기 또는 부하조정자로 모델링하여도 무방할 것으로 판단된다.

3.4 풍력자원 출력과 부하간의 상관관계

부하패턴과 풍력 출력 패턴간의 상관관계를 알아보기 위해, 2009년과 2010년의 각각의 시간대별 수요를 첨두부하로 나타낸 값과 우리나라 전체를 하나의 풍력단지로 가정한 전체 풍력 출력 패턴을 비교하였다. 앞서와 마찬가지로 상관계수 존재 여부의 판단 기준은 0.6 이상으로 하였다.

표 11 2009, 2010년 부하와 풍력발전 간의 월별 및 연간 상관계수

Table 11 Monthly, annual correlation coefficients between wind power and loads in 2009 and 2010

구분	풍력발전과 부하	
	2009년	2010년
1월	0.002	0.267
2월	0.035	0.438
3월	0.006	0.005
4월	0.009	0.215
5월	-0.095	0.002
6월	0.040	-0.167
7월	0.031	-0.100
8월	0.119	-0.267
9월	-0.059	-0.119
10월	-0.069	-0.115
11월	-0.042	-0.049
12월	0.130	0.078
연간	0.117	0.183

표 11은 2009, 2010년 부하와 풍력발전 간의 월별 및 연간 상관계수이다. 연간 상관계수는 0.183으로 매우 낮은 수준이며, 월별 상관계수 역시 2월에 최대 0.438로 큰 상관관계가 나타나지 않았다.

풍력의 패턴은 수요가 피크일 때 발전량이 적기 때문에 상관계수가 매우 낮거나 음의 상관계수(수요가 증가할 때 풍력 발전량이 감소하는 경우)가 발생하기도 한다. 이상의 분석 결과에서 알 수 있듯이 우리나라의 경우 첨두부하와 풍력간의 상관관계가 낮으므로 풍력의 용량가치는 낮을 것으로 판단된다. 따라서 풍력을 수급계획에 반영할 때 보다 보수적인 접근이 필요하며, 부하조정자로 처리할 경우 시간대별 평균치와 더불어 첨두부하 시간대에는 최소출력도 고려하여 분석해야 할 것이다.

발전기로 모델링하는 경우에도 연간 평균 출력 보다는 첨두부하 시간대의 출력 평균을 풍력자원의 용량으로 처리하여야 풍력이 계통 신뢰도에 미치는 영향을 보다 실질적으로 평가할 수 있을 것으로 판단된다. 또한 전술한 바와 같이 발전기의 고장정지를 확률적으로 처리하는 전산모형의 기능을 활용해 출력의 불확실성을 확률적으로 반영하는 것이 보다 타당할 것으로 판단된다.

3.5 태양광 자원 출력과 부하간의 상관관계

표 12 2009, 2010년 부하와 태양광발전 간의 월별 및 연간 상관계수

Table 12 Monthly, annual correlation coefficients between solar power and loads in 2009 and 2010

구분	태양광발전과 부하	
	2009년	2010년
1월	0.057	0.113
2월	0.209	0.098
3월	0.096	0.170
4월	0.208	0.171
5월	0.321	0.296
6월	0.479	0.507
7월	0.494	0.609
8월	0.460	0.524
9월	0.466	0.320
10월	0.131	0.249
11월	0.233	0.213
12월	0.182	0.201
연간	0.180	0.201

표 12는 2009년과 2010년의 태양광 출력과 부하 사이의 상관계수를 보여준다. 태양광은 풍력과는 다르게 부하와 약간의 상관관계를 보였다. 특히 5월~8월의 경우 상관관계 판단 기준으로 정한 0.6 보다는 낮았지만 그에 근접한 수치를 나타냈다. 전술한 바와 같이 부하와의 상관관계가 어느 정도 있으므로 시나리오를 상정하고 시간대별 부하에서 차감하는 형태가 바람직한 것으로 판단된다. 장기 전력수급계획에서 신재생에너지 자원의 출력 예측은 어려우므로 실적 평균치를 시간대별 부하에서 차감하는 방식으로 모델링 하여도 무방할 것으로 판단된다. 다만 보수적인 접근을 위해 첨두부하일에 대해서는 첨두부하일 최소출력으로 차감하는 민감도 분석도 수행할 필요가 있을 것이다.

3.6 첨두부하와 자원간의 상관관계

신재생에너지의 적절한 모델링을 위해 첨두부하 시간대에 자원이 얼마나 기여할 수 있는지도 알아야 한다. 첨두부하와 상관관계가 낮은 경우 발전기로 모델링을 하게 되면 자원의 불확실성 때문에 출력이 낮게 나오는 경우도 생기게 된다. 첨두부하와 상관관계가 있다면 신재생에너지의 불확실성을 반영할 수 있는 여러 가지 시나리오를 구상하여 발전기 또는 부하조정자로 모델링할 수 있다. 첨두부하 시간대를 설정하는 것은 NY ISO, ISO New England와 같이 하계와 동계에 시간대를 각각 설정하는 방법도 있지만[10], 본 논문에서는 최대부하를 기준으로 상위 10%, 5%, 3% 부하에 대해 각각 상관분석을 시행하였다.

표 13 2009년, 2010년 첨두부하와 자원간의 연간 상관계수

Table 13 Annual correlation coefficients between peak loads and wind power, solar power in 2009 and 2010

연간	풍력			태양광		
	10%	5%	3%	10%	5%	3%
2009년	0.311	0.333	0.253	-0.023	-0.070	-0.003
2010년	0.166	0.188	0.275	0.011	-0.042	-0.049

첨두부하와 자원 간의 상관관계 분석 결과, 첨두부하 시간대와 풍력, 태양광 사이의 상관관계는 없는 것으로 판단된다. 이는 첨두부하일 때 풍력의 출력이 낮아진다는 것으로써 풍력의 피크 기여도가 낮다는 것을 알 수 있다. 태양광의 경우도 앞의 분석에 비해 상관계수가 많이 낮아진 것을 알 수 있다. 피크 기여도가 낮은 자원을 발전기로 모델링하게 되면 첨두부하 시간대에 비현실적으로 급전할 경우 생기게 된다. 이런 경우 순동예비력이나 신뢰도 측면에서도 영향을 받게 되므로 이 자원들을 발전기로 모델링하는 것보다 부하조정자로 모델링하는 것이 적합하다고 판단된다.

4. 결 론

본 논문은 풍력과 태양광 자원이 지역별로 어떠한 상관관계를 갖는지 분석하였다. 또한 이들 자원의 출력 패턴과 부하 패턴의 유사성을 찾기 위해 상관분석을 하였다. 지역별 상관관계를 하기 전에 지역 내 발전기들의 상관분석을 먼저 시행하였다. 풍력의 경우, 지역 내의 출력 패턴이 상관관계가 있는 것으로 나왔다. 태양광의 경우 한 지역 내에서 태양광 발전기가 비슷한 위치에 모여 있어서 상관관계가 높게 나왔다. 지역 내의 상관관계를 분석한 후, 지역별 상관관계를 분석하였다. 풍력의 경우, 기준으로 정한 상관계수 0.6 이상의 관계를 가진 지역이 영남과 강원지역, 호남과 제주지역 사이였다. 분석을 시행한 풍력단지들을 지도상에서 보게 되면, 강원과 영남 지역의 발전단지들은 동해안 쪽에 주로 위치해 있고, 호남의 경우 서해안에 위치해 있다. 따라서 이번 분석 시행 결과 우리나라를 크게 보았을 때, 동부지역과 서부지역으로 나눌 수 있다. 태양광의 경우, 설비용량이 매우 낮은 지역을 제외하고 분석을 시행하였는데, 풍력 자원에 비해 지역별로 매우 높은 상관관계가 나타났다. 그래서 태양광 자원은 우리나라 전체를 하나의 발전기로 봐도 무방하다. 각 자원의 출력 패턴과 부하의 출력 패턴 사이의 유사성은 대체로 낮았다. 풍력은 음의 상관관계를 나타내기도 했다. 태양광은 일조량이 많은 하계에 약간의 상관관계를 보였다. 첨두부하만 따로 추출해서 자원과의 상관관계도 분석했지만 이 역시도 상관관계가 낮다는 것을 알 수 있다. 그래서 자원들을 발전기로 모델링하는 것보다 부하조정자로 모델링하는 것이 더 적합하다. 풍력과 태양광 출력 자료가 어느 뚜렷한 경향을 볼 수 있을 정도로 많지 않았다. 추후에는 더 많은 자료로 이번 논문에서 시행한 분석을 보완하여 분석 결과를 토대로 신재생에너지의 적절한 모델링에 관한 연구를 진행할 것이다.

감사의 글

본 연구는 2011년도 전력거래소의 지원에 의해 이루어졌으며, 관계부처에 감사드립니다.

참 고 문 헌

- [1] D. Logan, C. Neil, and A. Taylor, "Modeling Renewable Energy Resources in Integrated Resource Planning", NREL, 1994.6
- [2] Caramanis, Michael C., Richard D. Tabors, and Kumar S. Nochur. "The Introduction of Non-Dispatchable Technologies as Decision Variables in Long-Term Generation Expansion Models", IEEE Transactions on power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, pp.2658-2667, 1982.8
- [3] Bose, A, and Anderson, P.M, "Impact of New Energy Technologies on Generation Scheduling", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VOL. PAS-103, No. 1, pp.66-71, 1984.1
- [4] Caramanisember, M., "Analysis of Non-Dispatchable Options in the Generation Expansion Plan", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 7, pp.2098-2103, 1983.7
- [5] Andra Rogers, Robert Grahma, "Valuation of Renewable and Distributed Resources: Implications for the Integrated Resource Planning Process", EPRI, 2007.6
- [6] Carol Alexander, "The Handbook of Risk Management and Analysis", John Wiley & Sons, 1996
- [7] 박명섭, 박광태, "EXCEL 활용 통계학개론", 홍문사, 2008.2
- [8] 강현철, 한상태, 최호식, "SPSS(PASW Statistics) 데이터 분석 입문", 자유아카데미, 2010.10
- [9] 이중환, "SPSS를 이용한 조사방법 및 통계분석의 이해와 적용", 공동체, 2008.7
- [10] 전력거래소, "5차 수급계획 적용을 위한 신재생/집단 에너지 용량크레딧 산정방안", 2010.3

저 자 소 개



김민정 (金珉廷)

1988년 8월 11일생. 2011년 건국대 전기공학과 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.

Tel : 02-458-4778

Fax : 02-444-4179

E-mail : envyhoi@konkuk.ac.kr



박영식 (朴永植)

1979년 1월 10일생. 2001년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 2007년 전력거래소 입사. 현재 2010년 건국대학교 대학원 전기공학과 석사과정. 전력거래소 전력계획처 근무.

Tel : 02-3456-6723

Fax : 02-3456-6649

E-mail : yspark@kpx.or.kr



박종배 (朴宗培)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 교수.

Tel : 02-450-3483

Fax : 02-444-1418

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr



노재형 (盧載溍)

1969년 11월 10일생. 1993년 서울대 공대 원자핵공학과 졸업. 2003년 홍익대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2008년 IIT(Illinois Institute of Technology) 전기공학과 졸업(박사). 1992년 한국전력공사 입사. 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 조교수.

Tel : 02-450-3934

Fax : 02-444-1418

E-mail : jhroh@konkuk.ac.kr