

# 수소기반 신재생에너지 복합발전 시스템의 지역별 운영성과 분석 – HOMER를 활용한 사례 연구

이명원 · 손민희 · 김경남<sup>†</sup>

고려대학교 그린스쿨대학원

## Performance Analysis of Hydrogen Based Hybrid System Using HOMER – a Case Study in South Korea

MYOUNG-WON LEE, MINHEE SON, KYUNG NAM KIM<sup>†</sup>

KU-KIST Green School (Graduate School of Energy and Environment), Korea University, 145 Anam-ro, Seongbuk-gu, Seoul 02841, Korea

<sup>†</sup>Corresponding author :  
i005034@korea.ac.kr

Received 1 November, 2018  
Revised 13 December, 2018  
Accepted 30 December, 2018

**Abstract >>** This study focuses on the performance of hydrogen energy based hybrid system in terms of system reliability of electricity generation. With this aim to evaluate the off-grid system of photovoltaic (PV), wind turbine, electrolyzer, fuelcell, H<sub>2</sub> tank and storage batteries, 14 different sites in South Korea are simulated using HOMER. Performance analysis includes simulation on the different sites, verification of operational behaviors on regional and seasonal basis, and comparison among a control group. The result shows that the generation performance of hydrogen powered fuelcell is greatly affected by geographical change rather than seasonal effect. In addition, as the latitude of the hybrid systems location decrease, renewable power output and penetration ratio (%) increase under constant electrical load. Therefore, the hydrogen based hybrid system creates the stability of electricity generation, which best suits in the southern part of South Korea.

**Key words :** Hydrogen energy(수소에너지), Hybrid system(복합발전 시스템), System reliability(시스템 안정성), Fuelcell(연료전지)

## Subscripts

H : height of observation field above mean sea level  
ha : height of anemometer above the ground  
 $L_{sys}$  : electrical load served  
 $P_{sys}$  : electrical power output by generation system  
 $RE_{sys}$  : renewable penetration by generation system

## 1. 서론

전기 보급에 있어 전력망 확충, 혹은 그리드의 증설은 지역내 전력공급을 위한 우선적 정책 과제이다. 그러나 지리적 한계로 인하여 중앙발전 시스템에 접근하기 어려운 외곽 지역내 전력 기반시설의 증설에는 많은 투자비용이 들고, 송전망 시설 설치

시 각종 사회적 비용을 초래하는 경우가 있다. 이에 도서나 산간 등 외곽 지역에는 소규모 디젤발전 설비를 독립전원으로써 활용한다<sup>1)</sup>. 그러나 기본적으로 독립형 디젤발전 설비는 연료수급에 따른 비싼 발전단가와 낙후된 지역 인프라로 인하여 시스템 성능이 저하하는 경우가 있다<sup>2)</sup>. 또한 화석에너지원 분포의 지역 불균형과 이로부터 발생하는 글로벌 지정학적 이슈, 유가의 불안정성<sup>3)</sup>은 디젤발전 시스템의 단점이다. 최근에는 지역적으로 에너지 수요가 증가한 가운데, 동시에 환경보전을 위한 인식이 증가함에 따라 화석에너지를 탈피하고 이를 대체할 에너지원 발굴이 강조된다<sup>4,7)</sup>.

전통적으로 전기는 대규모 열에너지 시스템을 통하여 생산하고 높은 전압과 송전망으로 수요지에 공급하였다<sup>8,9)</sup>. 그러나 자연환경에서 무한히 얻을 수 있는 신재생에너지는 새로운 에너지 발굴을 위한 비용이 없고<sup>9,10)</sup>, 사용 시 배출가스가 없어 화석에너지를 대체할 에너지원으로서 가능성이 크다<sup>9)</sup>. 국내적으로 신에너지와 재생에너지는 법적 정의가 구분<sup>11)</sup>되나, 포괄적 정의로서 신재생에너지원으로는 태양광, 풍력, 수소에너지, 연료전지, 바이오 가스 등이 존재한다. 아직까지 신재생에너지 기반 대규모 발전 시설의 경제적 장애요인을 고려한다면, 이는 분산형 전원으로써 가치가 있다<sup>12,13)</sup>. 특히 연료전지 기반 복합발전 시스템은 다른 신재생에너지원으로부터 전력을 얻어 가동될 경우, 태양광 및 풍력 등 단일 발전 시스템의 자연환경 의존적 한계를 보완한다. 이에 수소에너지는 외곽 지역이나 도서 등 독립전원이 필요한 지역에 안정적 전기 공급이 가능한 에너지원으로서 중요한 역할을 한다<sup>14,17)</sup>.

본 연구에서는 국내 특성과제에서 실증 구현하는 독립형 태양광-풍력-연료전지-배터리(ESS) 시스템의 지역별 운영성과를 분석하였다. 수소에너지 기반 연료전지를 포함함으로써 전력생산 안정성 관점에서 최적의 운전효과를 보이는 지역을 선정하고, 향후 복합발전 시스템 설계에 보탬이 될 연료전지의 운전특성을 확보하고자 한다.

이를 위하여 먼저 2장에서는 신재생에너지 발전

시스템 도입을 모의 분석한 사례를 중심으로 고찰하고 수소에너지 활용의 의의를 밝혔다. 3장에서는 시스템 구성과 분석을 위한 각종 연구 데이터를 정의하고, 이로부터 발전 시스템의 운전특성을 추론하였다. 4장에서는 발전원에 대한 지역별, 계절별 분석을 진행하고, 궁극적으로 지역에 따라 다른 연료전지의 운전특성을 다각적으로 확보하고자 하였다. 마지막으로 5장에서는 결론과 함께 연구한계를 밝히며 후속 연구를 제안하였다.

## 2. 선행 연구

신재생에너지 기반 복합발전 시스템의 설계에 관한 국내외 선행 연구는 크게 수소를 활용한 연구<sup>2,18-22)</sup>와 그 외 신재생에너지원으로 구성된 발전 시스템을 분석한 연구<sup>4,23-25)</sup>가 있다.

### 2.1 수소-연료전지 복합발전 시스템 관련 연구

먼저 국내 연구는 분산전원에 연료전지 시스템을 추가한 독립형 발전 시스템의 모의 분석을 진행하였다. Park 등<sup>21)</sup>은 일반가정용 분산전원으로서 태양광-연료전지 시스템을 제안하고 시스템의 전력생산 안정성을 설명하였다. Yang 등<sup>22)</sup>은 마라도 내 향로표 지관리소의 태양광-풍력-디젤-배터리(ESS) 시스템에 연료전지를 추가함에 따른 경제성과 환경 건전성을 제고하는 방안을 연구하였다.

반면 국외 연구는 모의 분석에 그치지 않고, 시스템 적용과 운영성과를 다각적으로 분석하였다. Silva 등<sup>2)</sup>은 브라질 보호지역내 독립형 복합발전 시스템을 대상으로 민감도 분석을 실시하고, 발전단가 변화의 유의미성을 바탕으로 태양광-연료전지-ESS 시스템의 적용 가능성을 평가하였다. Askari 등<sup>18)</sup>은 이란의 수송용 유류세 폐지에 따른 주택용 전기세 변화를 시스템 비용에 반영하고, 연료전지의 단가 대비 가정용 태양광-풍력-연료전지 시스템의 비용절감을 밝혔다. Mohammed 등<sup>19)</sup>은 최소 손실전력량과 경제성을 기준으로, 프랑스의 특정 해변도시 내 독

립형 태양광-연료전지 시스템의 디젤발전 대체 가능성을 분석하였다. 마지막으로 Khosravi 등<sup>20)</sup>은 이란의 특정 정제소 인근 태양광 및 풍력의 지리적 잠재량을 계산하고, 발전 가능량을 산정하는 등 장기적 관점에서 독립형 태양광-풍력-연료전지 시스템의 효용가치를 증명하였다.

## 2.2 비수소 기반 복합발전 시스템 관련 연구

수소를 제외한 복합발전 시스템에 관한 국내외 연구는 에너지 수급에 있어 특수한 도서지역과 동일 국가내 다수의 연구 대상지에 집중한다. Ko 등<sup>23)</sup>은 특정 도서지역의 주거형 부하를 가정하고, 태양광-풍력-디젤-ESS의 최적화를 통하여 최대 전력수요를 피는 겨울철 불안정한 출력변동 현상을 해결하고자 하였다. 그 결과, 시스템 비용이 최적용량 산정을 위한 변수임을 확인하였다. Park 등<sup>24)</sup> 또한 최적화를 목적으로 동일한 구성의 시스템을 모의 분석하고, 결과 데이터와 실제 백아도 내 디젤발전 데이터를 비교하였다. 그러나 동 연구는 단순한 설비용량 비교에 그치는 한계가 있다.

이와 달리 Mamaghani 등<sup>4)</sup>은 콜롬비아 정부의 개발계획 2011-2030 (Colombia's development plan 2011-2030) 아래 세 지역을 분석하였다. 연구는 태양광-풍력-디젤 혹은 태양광-디젤발전 설비의 비용 효과성 여부를 기준으로 지역내 전기보급 가능성을 평가하였다. 마지막으로 Halabi 등<sup>25)</sup>은 말레이시아 내 두 지역에 분산전원 보급 가능성을 평가하였다. 연구는 태양광발전의 부하대응률 변화를 바탕으로 최적의 태양광-디젤-ESS 시스템을 설계하였고, 시스템 경제성, 출력 안정성, 환경 건전성 관점에서 다기준 평가를 진행하였다. 이에, 디젤 의존도 감소 등 시스템 운전향상에 있어 신재생에너지원의 영향을 증명하였다.

선행 연구는 전반적으로 분산전원으로써 신재생에너지원의 활용가치를 밝히고자 연구를 진행하였다. 그리고 연구 대상지에 관한 사회적, 환경적 이슈를 반영하고, 향후 발전 시스템 설계 시 필요한 발전

원의 특성을 분석한 점이 두드러진다. 특히 신재생에너지 기반 발전 시스템의 안정적 운전이 가능한 것은 대체로 수소의 높은 에너지 밀도에 기인한다. 즉, 수전해 기반 연료전지는 기존 배터리 대비 다량의 전력을 저장하고 필요한 시점에 이를 전송할 수 있다는 장점이 있다<sup>18,20)</sup>. 이에 따라, 독립형 복합발전 시스템 설계 시 수소에너지 활용 여부는 다음을 고려한다. 먼저 연료전지 대비 에너지기술 단가에서 비용 효과적인 배터리<sup>2,22)</sup>를 선택함으로써, 시스템 경제성을 고려한다. 또는 복합발전 시스템의 효과적 통합운전을 가능하게 하는 연료전지<sup>18,21)</sup>를 선택함으로써, 시스템 안정성을 제고하고자 수소를 활용한다.

이를 바탕으로 본 연구는 시스템의 전력생산 안정성 관점에서 다음의 두 가지 목적을 갖는다. 첫째로, 복합발전 시스템의 지역별 운전 특성에 대한 폭넓은 이해를 제공하고자 한다. 이를 위하여 선행 연구가 한 두 곳에만 시스템 적용 범위를 제한하는 것을 보완하고, 국내 다수 지역으로 연구 대상지를 확장한다. 국토의 약 70% 이상이 산간지역이고 유인 도서가 많은 한국<sup>26)</sup>의 실정을 고려하면, 복합발전 시스템의 지역별 운영성과 분석은 효율적인 전력수급 관점에서 의미가 있다고 판단된다.

두 번째로, 계절별 분석을 추가하여 발전 시스템의 운전 특성이 지리적, 혹은 계절적 변화 중 어느 요인에 더 영향을 받는지 밝히고자 한다. 아직까지는 원가 경쟁력에서 떨어지는 연료전지<sup>18)</sup>의 어떠한 운전 특성으로 인하여 복합발전 시스템의 효과적인 운영이 가능한지 분석이 필요하다. 이로써 수소에너지의 활용가치를 밝히고, 연료전지를 포함함에 따른 시스템 운영성과에 대해 다각적으로 분석하고자 한다.

## 3. 방법론

### 3.1 복합발전 시스템 운영흐름

#### 3.1.1 복합발전 시스템 구성

복합발전 시스템은 안정적인 전력생산을 위하여 크게 두 가지 시스템으로 구성된다. 이는 태양광 및

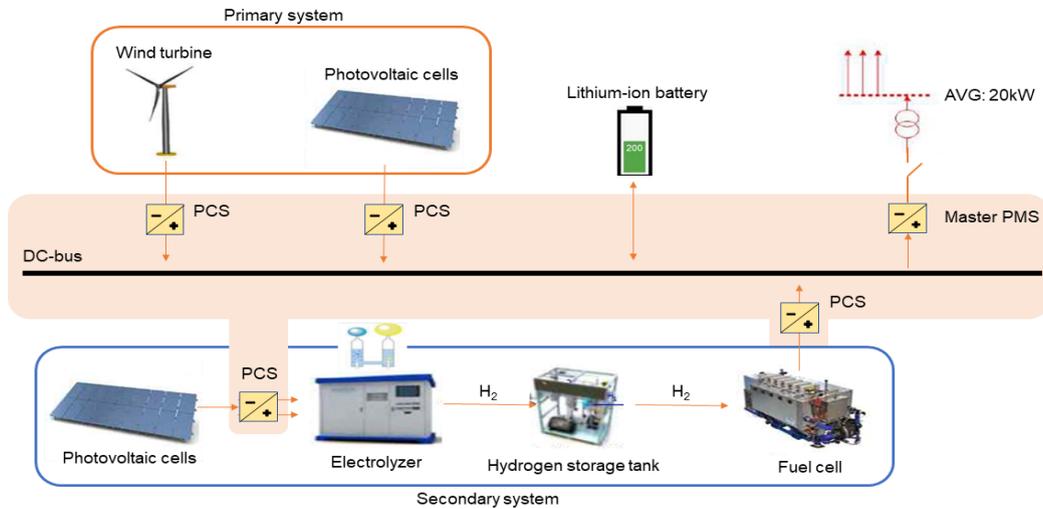


Fig. 1. Schematic of the PV-wind-fuelcell-battery hybrid system

풍력터빈을 기반으로 하는 1차 발전원(primary system)과 수전해 기반 연료전지로 구성된 2차 발전원(secondary system)이다. Fig. 1은 이러한 복합발전 시스템의 계통 구성을 보여준다.

기본적으로 복합발전 시스템은 부조일수 3일에도 안정적으로 전력을 생산하도록 설계되었으며, 각각의 발전원은 전압 제어모드에서 2개의 DC-bus의 병렬운전을 통하여 서로 보완하는 방식으로 가동된다. 또한 연료전지 시스템, 혹은 2차 발전원은 천연가스의 개질방식이 아닌 태양광발전으로 수전해 시스템을 가동함으로써 수소를 생산, 이를 연료로 사용한다.

Table 1은 복합발전 시스템의 설비용량을 보여준다. 1차 발전원은 태양광발전1 (50 kW), 풍력터빈 (4 kW)으로 이루어지며, 2차 발전원은 태양광발전2 (200 kW), 연료전지(50 kW), 수전해(200 kW), 수소 저장시설(30 bar=108 kg)로 구성된다. 이로써 재생에너지 시스템과 수소기반 연료전지 시스템을 구분하고, 각 시스템의 수요대응 효과를 명확히 분류하고자 하였다. 마지막으로 기타 배터리(ESS, 45 kWh)를 추가하고, 간혹 발생하는 전력생산의 간헐성을 보완할 수 있도록 하였다.

복합발전 시스템의 설비용량은 20 kW의 일정한 부하에 대응하도록 설계하였으며, 부하량은 통계청

Table 1. Classification of each generation system

Hybrid system, 2 DC-bus (i+ii)	
Primary system (i)	PV1 (50 kW) Wind (4 kW)
Secondary system (ii)	PV2 (200 kW) Fuelcell (50 kW) Electrolyzer (200 kW) H <sub>2</sub> Tank (108 kg)
Etc.	Battery (45 kWh)

의 국가통계포털(KOSIS), 국가에너지통계 종합정보 시스템(KESIS) 산정 2015년 전국 가구당 일평균 전력수요와 견주어 최종적으로 산정하였다<sup>27)</sup>.

### 3.1.2 연구 흐름도

Fig. 2는 발전 시스템의 운영성과 분석을 위한 연구 흐름도이다. 먼저 분석에 활용할 Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) 소프트웨어는 신재생에너지 발전 시스템의 기술 및 경제성을 분석하는 프로그램이다. 이에 복합발전 시스템의 구성과 설비용량 등 제원 정보와 함께 부하패턴, 연구대상지 정보, 기상 데이터를 프로그램에 입력한다. 다음 HOMER의 모의 분석 결과 약 40개 종류의

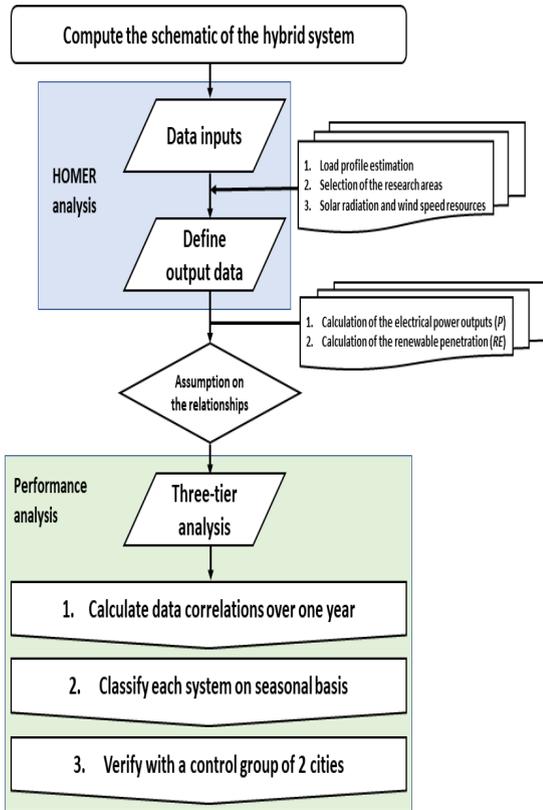


Fig. 2. Flowchart of performance analysis on hybrid system operation

8,760개 시간별 데이터를 확보하였고, 이 중에서 운영성과로서 해석할 결과값의 정의를 선행한다. 이는 본고의 핵심 분석으로서, 전력생산 안정성 관점에서 시스템 운영성과 분석을 위한 기초 시료에 집중하고 이를 활용하기 위함이다.

이에 따라 본 연구에서는 지역별 시스템의 연중 전력 생산량(total electrical output,  $P_{sys}$ )과 신재생에너지 부하대응률(renewable penetration,  $RE_{sys}$ )에 주목하였다. 그리고 결과 데이터에 대한 분석에 앞서 선행 연구를 바탕으로 한 발전 시스템의 지리적, 계절적 운영성과에 대한 추론을 선행한다. 마지막으로 세 단계에 걸친 시스템 운영성과 분석을 통하여 추론을 검증하고, 대조군을 통한 검정을 실시하여 본 발전 시스템의 지역별 운전 특성을 밝히고자 한다.

### 3.2 입력 데이터

#### 3.2.1 기상 및 지역 데이터

복합발전 시스템을 모의 적용할 지역은 기상청 한국기후표<sup>28)</sup>로부터 전천일사량(global solar radiation)과 평균풍속(mean wind speed) 데이터를 동시에 제

Table 2. List of the 14 observation stations

Station		Observation period by renewables		Latitude (N)	Longitude (E)	H (m)	ha (m)
		Solar radiation	Wind speed				
NW	Seoul	1981 - 2010		37°34'	126°57'	85.8	10
	Suwon	1981 - 2010		37°16'	126°59'	34.1	18.7
NE	Gangneung	1981 - 2010		37°45'	128°53'	26	17.9
	Wonju	1981 - 2010		37°20'	127°56'	148.6	10
MW	Seosan	1981 - 2010		36°46'	126°29'	28.9	20.2
	Daejeon	1996 - 2010		36°22'	127°22'	68.9	19.8
ME	Andong	1983 - 2010		36°34'	128°42'	140.1	10
	Pohang	1981.01 - 2010	1981.02 - 2010	36°01'	129°22'	2.3	15.4
SW	Gwangju	1981.01 - 2010	1981.03 - 2010	35°10'	126°53'	72.4	17.5
	Mokpo	1981 - 2010		34°49'	126°22'	38	15.5
SE	Busan	1981 - 2010		35°06'	129°01'	69.6	17.8
	Jinju	1981.01 - 2004.12		35°09'	128°02'	30.2	10
C.A	Daegwallyeong	1981 - 2005		37°40'	128°43'	772.6	10
C.B	Heuksando	1997.01 - 2010	1998.03 - 2010	34°41'	125°27'	76.5	9

공하는 14곳의 관측지를 선별하였다. Table 2는 1981년을 시점으로 2010년까지 30년간 수집된 14곳의 관측지의 기상 관측정보를 보여준다. 기상 조건을 평이한 수준으로 반영하고자, 기상 데이터는 관측 지점별 일별, 월별, 계절별 기후표준평년값 (climatological standard normals)을 활용하였다. 관측 기간이 30년 미만인 지점의 자료는 모든 기간에 대하여 수록하고, 관측 대상지가 이전된 지점의 경우 관측 기간을 분리하였다. 또한 1일 24회 매시 관측값으로부터 산출된 데이터에 해당하는 모든 요소는 동경 135° 자오선 기준 한국표준시(KST) 관측시각을 따른다<sup>28)</sup>.

관측지는 크게 12곳의 표본도시와 고위도 및 저위도 지역을 대표할 2곳의 대조군(control group A & B)으로 분류하였다. Fig. 3은 전체 14곳의 관측지 위치와 기준선에 따른 지역의 분류를 그려냈다. 우선 동경 128°를 기준으로 관측지는 동쪽과 서쪽으로 나눌 수 있으며 북위 37° 이상을 북부, 36° 이상 37°

미만을 중부, 36° 미만을 남부 지역으로 분할하였다. 이에 관측지점은 북서(NW; 서울-수원), 북동(NE; 강릉-원주), 중서(MW; 서산-대전), 중동(ME; 안동-포항), 남서(SW; 광주-목포), 남동(SE; 부산-진주) 지역으로 구분된다.

다음으로 대관령과 흑산도 2곳을 비교 및 검증을 위한 대조군으로 선택하였다. 전력망 확충이 어려운 산간(대관령)과 도서(흑산도) 지역은 독립형 발전 시스템 보급이 효과적인 것으로 판단된다. 이와 함께 위도별 기상 조건 등 북부와 남부 표본도시의 특성을 대표함으로써, 대조군의 선별을 통하여 확연한 분석 결과 도출이 가능할 것으로 판단된다.

Fig. 4는 지역별 월평균 전천일사량과 풍속값을 나타낸다. 전천일사량은 관측 기간내 월별 일사량 합계값으로부터 평년값을 산출하였다. 또한 데이터 입력을 위하여 단위를 변환( $1 \text{ MJ/m}^2=0.278 \text{ kWh/m}^2$ ) 하였다. 전천일사량은 모든 관측지점에서 연간 비슷한 추이를 보이며 5월 최고치를 기록하였고, 이

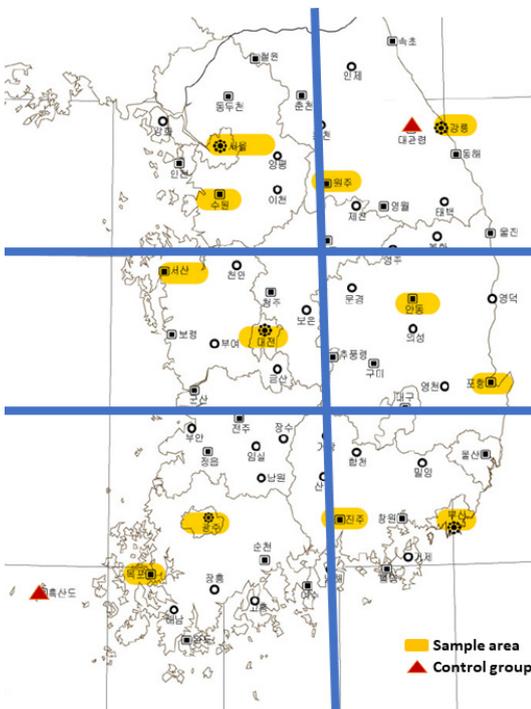


Fig. 3. Geographical position of the considered locations in South Korea

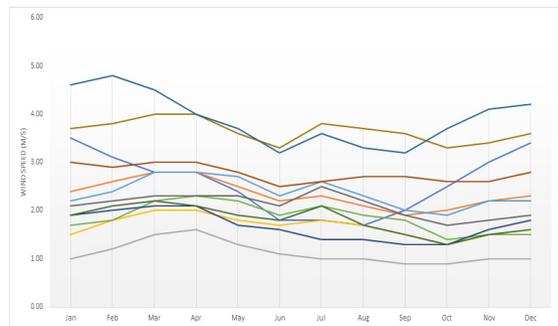
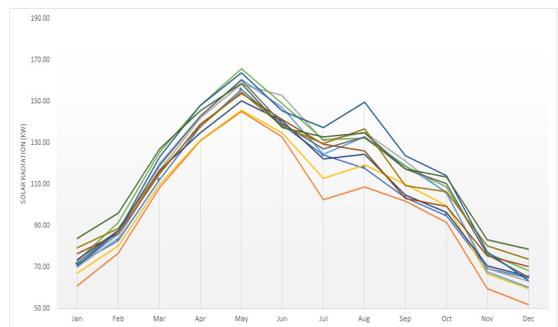


Fig. 4. Monthly solar radiation and wind speed by regions

후 12-1월 사이 최저치를 보일 때까지 하락하는 추세이다.

월 평균 풍속 데이터는 동일한 관측 기간내 월평균 값에서 평년값을 산출하였는데, 기상청에 따르면 일일 풍속 평균값을 각 월별 일수로 나눈 월평균 값을 이용하였다<sup>28)</sup>. 24시간 풍정(daily wind run)으로부터 구한 값을 기본으로 단위는 m/s이며, 부산을 제외한 전체 관측지는 전반적으로 6-10월 사이 평균 풍속이 감소하는 추세를 보였다.

**Table 3.** One variable summary on annual hybrid system outputs for Gangneung

	$P_{Pri}$	$P_{Sec}$	$P_{Hyb}$	$RE_{Hyb}$
Mean	57.37	9.65	67.02	92.03
Variance	5068.68	105.21	4066.32	652.96
Std. Dev.	71.19	10.26	63.77	25.55
Skewness	0.6795	0.1246	0.74	-3.01
Kurtosis	1.7538	1.0198	1.88	10.32
Mean Abs. Dev.	64.94	10.23	57.64	14.44
Minimum	0.00	0.00	0.00	0.00
Maximum	192.34	20.62	192.34	100
Count	8,760	8,760	8,760	8,760

**Table 4.** Hybrid system outputs for a complete year by regions

Rank	Load served hours (hrs)		$P_{Hyb}$ (kWh)		$RE_{Hyb}$ (%)	
1	Mokpo	8,017	Busan	589,578	Busan	92.85
2	Busan	8,014	Mokpo	589,575	Mokpo	92.82
3	Gwangju	8,010	Jinju	589,165	Gwangju	92.61
4	Jinju	8,009	Gwangju	589,109	Jinju	92.61
5	Pohang	7,983	Pohang	588,801	Pohang	92.61
6	Daejeon	7,981	Daejeon	588,105	Seosan	92.32
7	Seosan	7,967	Andong	588,044	Andong	92.29
8	Andong	7,962	Seosan	587,943	Daejeon	92.28
9	Suwon	7,951	Wonju	587,332	Wonju	92.05
10	Wonju	7,949	Suwon	587,320	Suwon	92.04
11	Seoul	7,944	Gangneung	587,117	Gangneung	92.03
12	Gangneung	7,933	Seoul	587,069	Seoul	91.96

NW - NE  MW - ME  SW - SE

### 3.3 결과 데이터

#### 3.3.1 시스템 운영성과 데이터의 정의

전력생산 안정성 관점에서 본 연구는 연중 시스템의 전력생산량( $P_{sys}$ )과 신재생에너지 부하대응률( $RE_{sys}$ )에 주목한다. 구체적으로, 전력생산량은 단위 시간에 각각의 시스템이 기상 조건에 따라 발전이 이루어진 절대량이다. 이때 복합발전 시스템의 총발전량은 1차 및 2차 발전원 발전량의 합( $P_{Hyb} = P_{Pri} + P_{Sec}$ )과 같다. 반면, 신재생에너지 부하대응률은 에너지 공급측면에서 특정 시점에 발전된 신재생에너지가 어느 정도 부하에 대응하는지를 나타내는 상대량이다. 이는 단위시간에 해당하는 신재생에너지 발전량( $P_{(sys,i)}$ )을 동일한 시간의 부하대응량( $L_{(sys,i)}$ )으로 나누어 백분위(%)로 표시한다.

이러한 결과 데이터는 아래의 식 (1)-(3)과 같이 계산하여 시스템의 지역별 운영성과를 평가 및 분석하는 시료로 활용하였다. 다만, 단위시간 당 신재생에너지 발전량이 수요량을 넘어 부하대응률이 100%를 초과하는 값들은 다시 100%로 조정하였다. 그 이유는 대응률의 평균값을 활용할 경우, 지역별로 많은 계는 250%가 나오는 등 부하대응률의 평균값이

100%를 초과하는 경우가 있기 때문이다. 이 경우 시스템이 연간 100% 대응한다는 잘못된 의미를 전달하므로, 단위시간 당 부하대응률은 최대 100%로 변환하였다.

$$P_{(sys,i)} = P, (sys = Hyb, Pri, Sec) \quad (1)$$

$$L_{(sys,i)} = L, (i = 1, 2 \dots 8760) \quad (2)$$

$$RE_{(sys,i)} = \frac{P_{(sys,i)}}{L_{(sys,i)}} \times 100 \quad (3)$$

이에 따라 시스템의 연간 운영성과는 Table 3과 Table 4와 같다. Table 3은 강릉의 연간 발전원별 총발전량과 연평균 부하대응률 결과를 나타내고, Table 4는 전체 지역의 발전 시스템 운영성과를 보여준다. 전반적으로 전체 관측지에 적용된 시스템은 동일한 20 kW 전력수요에 원활히 대응하였다. 특히 남부지역(광주, 진주, 부산, 목포)에서 연간 부하 대응시간과 총발전량, 연평균 부하대응률 값이 상대적으로 다른 지역에 비하여 모두 높은 경향을 확인하였다.

이와 함께 Fig. 5는 시계열에 따른 복합발전 시스템의 운영흐름을 보여준다. 복합발전 시스템은 각

발전원의 활용 여부와 배터리의 충/방전 상태를 고려하는 바, 연간 안정적인 발전추이를 보였다. 일사량과 일조시간이 풍부한 낮에 태양광발전을 통한 전력생산이 가장 활발하고, 이것이 거의 불가능한 저녁부터 아침까지 연료전지 발전을 통하여 시스템은 높은 부하대응률을 유지하였다. 간혹 연료전지의 과출력이 발생함에 따른 시스템의 대응률 증폭현상이 있었으나, 대체로 시스템은 연료전지 가동을 통하여 안정적으로 부하에 대응함을 확인하였다.

### 3.3.2 데이터 관계성 추정

복합발전 시스템의 운영성과와 운영흐름으로부터 발전 시스템 운전 특성에 관한 다음의 두 가지를 추정할 수 있다. 첫째로, 신재생에너지 발전량과 부하대응률 간 양의 상관관계를 조건으로 시스템의 운영성과는 저위도 지역일수록 효과적일 것이다. 전 지구적으로 신재생에너지원의 지리적 잠재량이 풍부한 저위도 지역은 고위도 지역 대비 시스템 출력이 우월하다. 그러나 Table 4에서 보듯, 간혹 전력생산을 많이 한 도시가 부하에 효과적으로 대응하지 못한 경우가 존재한다. 이를 착안하면, 본 시스템은 지리적으로 북위 감소에 따라 출력이 향상하는 유사한 운전 특성이 존재할 것으로 보인다. 더불어 이와 같

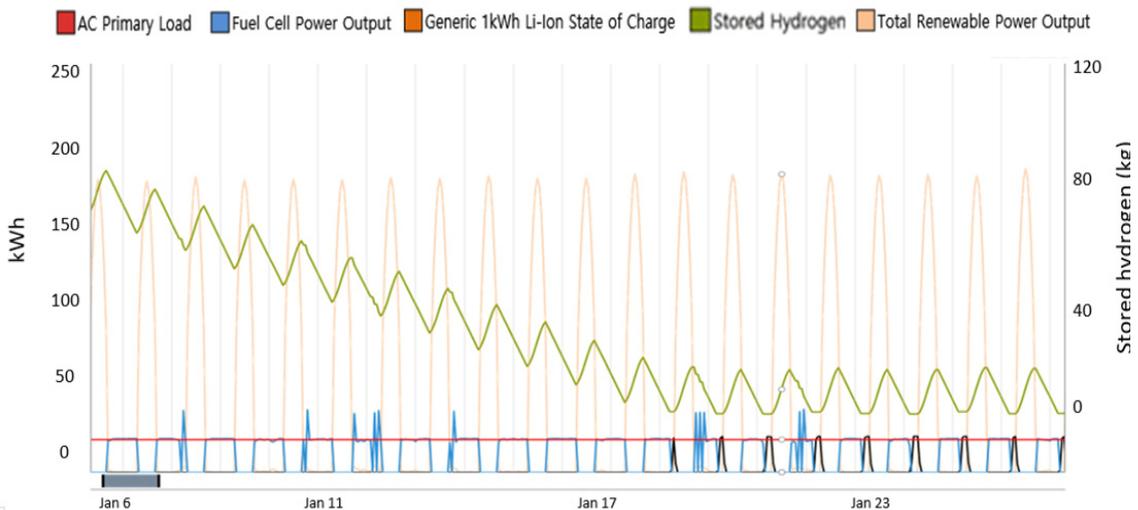


Fig. 5. Daily profile of system component outputs in Gangneung

은 운전 특성에 대한 추정은 신재생에너지 발전량과 부하대응률 간 양의 상관성을 충족해야 한다.

두 번째로, 연료전지의 운전 효과는 계절에 관계 없는 발전양상을 나타낼 것이다. 구체적으로 연료전지는 태양광발전 및 풍력터빈의 출력변동을 보완하는데 그치지 않고, 통제 가능한 시스템으로서 연중 일정한 운전 특성을 보일 것으로 예상할 수 있다. 이에 따라 단순히 복합발전 시스템의 높은 부하대응률을 유지하는 것에서 나아가 시스템의 연중 안정적 가동에 긍정적 영향을 줄 것으로 판단된다.

### 4. 결과 및 고찰

#### 4.1 시스템의 연간 지역별 운영성과

동일한 20 kW 평균부하 조건 하 복합발전 시스템은 저위도 지역일수록 향상된 운영성과를 보인다. 연간 전체 지역에서 원활히 전력을 공급하나, 특히 부산과 목포 등 남부지역의 신재생에너지 부하대응률과 총발전량은 서울과 강릉 등 북부지역의 시스템 보다 우수하다. Fig. 6에서 확인하듯, 이는 신재생에

너지원의 지리적 잠재량에 따른 저위도 발전 시스템과 유사하다. 이러한 운전 특성은 시스템 운영성과 간 양의 상관관계 조건이 충족되는 가운데 발생하였다.

구체적으로, 연간 최대 전력을 생산한 곳은 목포(1차: 504,105 kWh)와 부산(2차: 85,508 kWh, 복합: 589,578 kWh)이며, 발전원에 관계없이 서울(1차: 502,505 kWh, 2차: 84,564 kWh, 복합: 587,069 kWh)에서 연간 최소 발전량을 나타냈다. 연평균 부하대응률 역시 목포(1차: 45.49%)와 부산(2차: 47.36%, 복합: 92.84%)이 부하에 가장 효과적으로 대응하고, 발전원에 관계없이 서울(1차: 45.13%, 2차: 46.84%, 복합: 91.96%)이 가장 낮았다.

발전원에 관계없이 신재생에너지 부하대응률은 지역 간에 1% 미만의 차이를 보이며 전체 지역에서 근사한 차이를 갖는다. 반면, 총발전량은 지역에 따라 저위도 지역에서 더 많은 전력이 생산된 것을 확인하였다. 이에 따라 연간 운영성과로서 두 변수는 값이 증가할수록 거의 같은 움직임을 보여주고 있으며, 서로 양의 상관관계가 존재하는 구조이다. 즉, 총발전량과 연평균 신재생에너지 부하대응률은 서로 양의 상관관계를 나타낸다. 이에 본 시스템은 북

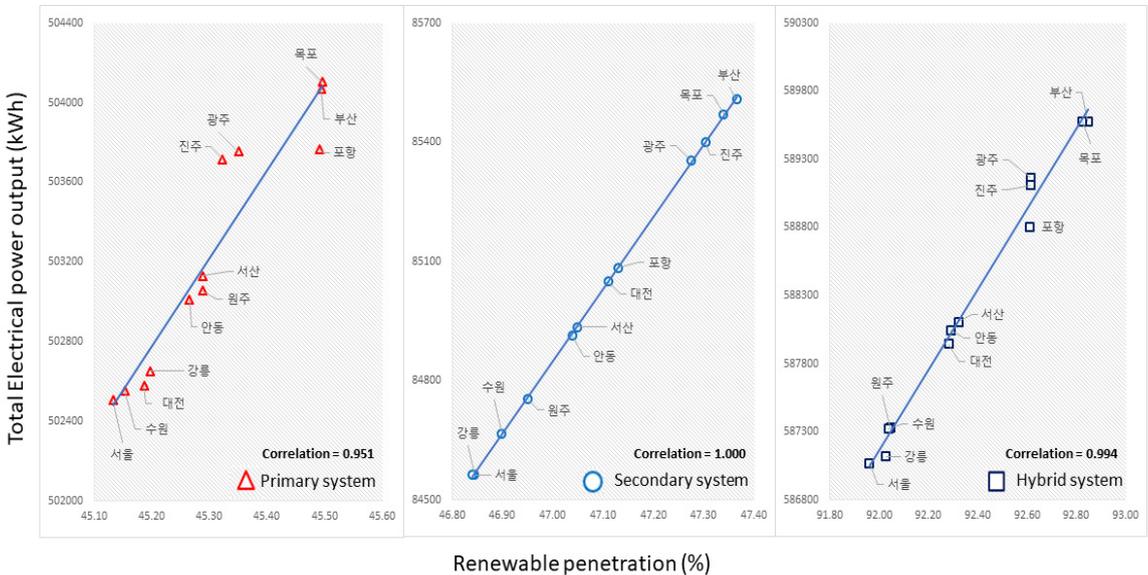


Fig. 6. Renewable penetration and power output correlations of each system

**Table 5.** Primary system outputs for a complete year by regions

Primary system								
Rank	Spring (%)		Summer (%)		Fall (%)		Winter (%)	
1	Mokpo	47.55	Wonju	48.47	Busan	45.33	Busan	41.53
2	Wonju	47.49	Seosan	48.47	Pohang	45.28	Pohang	41.25
3	Seosan	47.49	Mokpo	48.37	Andong	45.14	Jinju	41.20
4	Pohang	47.47	Seoul	48.22	Jinju	45.14	Mokpo	40.93
5	Gangneung	47.40	Suwon	48.17	Gangneung	45.08	Gwangju	40.93
6	Busan	47.37	Gwangju	48.12	Mokpo	45.03	Andong	40.79
7	Andong	47.35	Daejeon	47.93	Gwangju	44.95	Daejeon	40.56
8	Seoul	47.33	Pohang	47.87	Daejeon	44.92	Gangneung	40.42
9	Suwon	47.32	Gangneung	47.79	Suwon	44.73	Wonju	40.37
10	Gwangju	47.31	Andong	47.68	Wonju	44.70	Seosan	40.37
11	Jinju	47.24	Busan	47.66	Seosan	44.70	Suwon	40.28
12	Daejeon	47.23	Jinju	47.61	Seoul	44.64	Seoul	40.23

NW - NE  MW - ME  SW - SE

**Table 6.** Secondary system outputs for a complete year by regions

Secondary system								
Rank	Spring (%)		Summer (%)		Fall (%)		Winter (%)	
1	Mokpo	46.99	Busan	42.20	Busan	51.17	Busan	49.27
2	Jinju	46.92	Mokpo	42.19	Pohang	51.16	Mokpo	49.21
3	Busan	46.90	Jinju	42.10	Gwangju	51.11	Jinju	49.21
4	Gwangju	46.82	Gwangju	42.10	Jinju	51.07	Gwangju	49.15
5	Pohang	46.55	Seosan	42.10	Daejeon	51.05	Pohang	49.11
6	Andong	46.50	Daejeon	42.04	Mokpo	51.05	Andong	49.01
7	Daejeon	46.43	Wonju	41.86	Seoul	51.00	Daejeon	49.00
8	Seosan	46.34	Pohang	41.79	Andong	51.00	Wonju	48.92
9	Wonju	46.29	Andong	41.74	Seosan	50.93	Seosan	48.91
10	Gangneung	46.27	Suwon	41.69	Gangneung	50.91	Suwon	48.88
11	Suwon	46.23	Seoul	41.46	Suwon	50.88	Gangneung	48.86
12	Seoul	46.14	Gangneung	41.42	Wonju	50.82	Seoul	48.85

NW - NE  MW - ME  SW - SE

위감소에 따라 발전량과 부하대응률 모두 증가하는 운전 특성을 갖는다.

#### 4.2 시스템의 계절 및 지역별 운영성과

Tables 5-7은 계절 변화에 따른 시계열 데이터 특

성을 반영한 시스템별 운영성과이다. Table 5는 1차 발전원이 겨울을 제외한 전 계절에서 북위와 관계없는 운영성과를 보여준다. 앞서 지리적 운전 특성으로서 복합발전 시스템의 운영성과가 저위도일수록 우수한 것과 달리, 1차 발전원은 남부지역 부하대응률이 북부지역 대비 우월한 운전특성을 도출할 수

**Table 7.** Hybrid system outputs for a complete year by regions

Hybrid system								
Rank	Spring (%)		Summer (%)		Fall (%)		Winter (%)	
1	Mokpo	94.53	Mokpo	90.54	Busan	96.50	Busan	90.80
2	Busan	94.25	Seosan	90.53	Pohang	96.44	Jinju	90.41
3	Jinju	94.14	Gwangju	90.19	Jinju	96.21	Pohang	90.36
4	Gwangju	94.12	Daejeon	89.93	Andong	96.14	Mokpo	90.14
5	Pohang	94.00	Busan	89.83	Mokpo	96.07	Gwangju	90.08
6	Andong	93.83	Suwon	89.82	Gwangju	96.06	Andong	89.79
7	Seosan	93.82	Jinju	89.68	Gangneung	95.98	Daejeon	89.55
8	Gangneung	93.65	Seoul	89.64	Daejeon	95.97	Seosan	89.28
9	Daejeon	93.65	Pohang	89.63	Wonju	95.76	Gangneung	89.28
10	Suwon	93.54	Wonju	89.63	Seoul	95.63	Wonju	89.24
11	Wonju	93.53	Andong	89.39	Seosan	95.62	Suwon	89.16
12	Seoul	93.47	Gangneung	89.18	Suwon	95.61	Seoul	89.08

NW - NE  MW - ME  SW - SE

**Table 8.** Availability of configured modalities of each system by latitude

	Spring	Summer	Fall	Winter
Primary system (i)	X	X	X	O
Secondary system (ii)	O	O	O	O
Hybrid system (i + ii)	O	X	X	O

없었다. 오히려 겨울철 포항과 서산 등 4개 도시를 제외하면, 1차 발전원은 북위 변화에 관계없이 시간이 변화함에 따라 운영성고가 계절마다 다른 변동이 두드러진다.

이와 대조적으로 2차 발전원의 경우, 전 계절에서 저위도 지역일수록 시스템 운영성고가 향상하는 일정한 패턴을 도출하였다. Table 6는 2차 발전원이 계절에 따라 운영성고가 변동하는 1차 발전원과는 다른 운영성고를 나타낸다. 대신에 북위 변화에 영향을 받는 연간 복합발전 시스템의 운영성고와 유사한 것이 두드러진다. 이에 2차 발전원은 계절보다 북위 변화에 영향을 받고, 저위도 지역일수록 우수한 운전특성을 갖는다.

따라서 본 복합발전 시스템은 계절에 따라 크게 두 가지 양상을 띤다. Table 7은 1차 발전원과 2차 발전원을 포함하는 복합발전 시스템의 운영성고를 보여준다. 먼저, 봄과 겨울철 북위에 따라 시스템 운영성고가 변화하는 것이 관측되었다. 이는 계절에 관계없이 북위 변화에 출력이 달라지는 2차 발전원의 운전 특성으로부터 기인한다. 다음으로, 여름과 가을철 북위에 관계없는 운영성고를 확인하였다. 이는 북위 변화보다 계절에 따라 출력이 변동하는 1차 발전원의 운전 특성으로부터 영향을 받는다. 이를 종합하면 1차 발전원과 2차 발전원의 서로 다른 운전 특성이 복합발전 시스템의 종합적인 운영성고로 나타나는 것으로 판단된다. Table 8은 이를 요약하여 시스템 운영성고의 지리적 변동의 계절별 발생 여부를 나타낸다.

### 4.3 대조군 검정을 통한 시스템 운전 특성

복합발전 시스템의 계절 변화 및 북위 변화에 따른 운전 특성은 대조군을 통하여 재확인하였다. Fig. 7은 대조군 A (대관령)과 대조군 B (흑산도)의 연간 2차 발전원의 월평균 총발전량 추이와 함께, 나머지 발

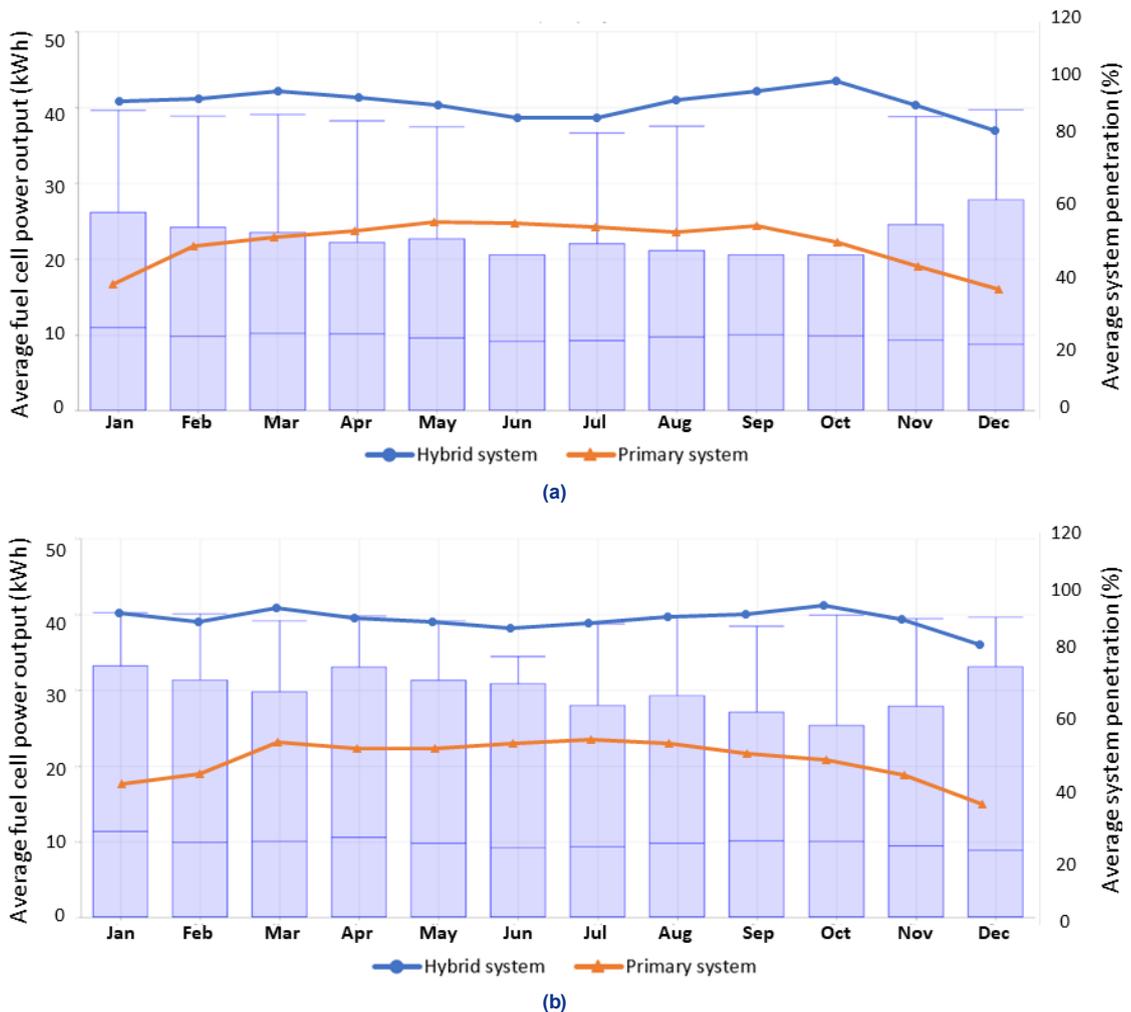


Fig. 7. Monthly system performance in (a) Daegwallyeong and (b) Hueksando

전원의 월평균 부하대응률 추이를 나타낸다. 먼저, 연료전지 기반 2차 발전원의 월평균 총발전량은 흑산도(35-40 kW)가 대관령(20-40 kW)보다 우수하였다. 연료전지 발전량의 이러한 연간 추이는 저위도 지역에서 향상된 시스템 운영성으로 나타나고, 매월 계절에 관계없는 것이 두드러진다.

그리고 태양광 및 풍력터빈 기반 1차 발전원은 공통적으로 연간 두 도시에서 봄과 겨울철보다 여름과 가을철 부하대응률의 증가세를 나타낸다. 일사 조건이 확보된 계절에 고위도와 저위도를 대표하는 두

지역 모두, 단연히 계절적 잠재량 변화에 반응하는 것이 1차 발전원의 특징이다. 즉 복합발전 시스템은 두 발전원의 운전 특성으로부터 영향을 받으며, 저위도 지역의 향상된 시스템 성과가 계절에 따라 발현되는 운전 특성을 확인하였다.

## 5. 결론

기존의 선행 연구가 경제성을 기준으로 주로 발전 시스템의 최적화 분석을 하였다면, 발전 시스템 설계

의 다른 주요인으로서 시스템 안정성 관점에서의 연구는 필요하다. 이에 본 연구에서는 동일한 부하 조건 아래 표본지역 12곳과 대조군 2곳에 태양광, 풍력, 수전해, 연료전지를 포함한 복합발전 시스템을 도입하였을 때의 운영성과를 분석하였다. 그리하여 기후와 지리가 다른 지역에 실제 시스템 도입에 앞서, 운영성과를 예측할 수 있도록 발전 시스템별 운전 특성을 도출하였다는 데에 연구의 의의가 있다.

다만 분석은 데이터 선정과 시스템 설계에 있어 두 가지 한계점을 갖는다. 먼저 연구 대상 지역의 전력수요량 산정과 시간 및 용도에 따른 전력수요 변화양상을 고려하지 않았다. 그리고 시스템 설계를 위한 복합적 관점에서 시스템 비용 등을 반영한 경제성 분석은 제한적이었다. 실제로, 태양광 및 풍력의 경우 최소 투자비용 달성을 위한 설비용량 비율을 감안<sup>14)</sup>하는 만큼 시스템 비용은 결정요소이다. 향후 연구에서 지역별 전력수요와 함께 주민 수용성 이슈를 고려하면, 현실적인 복합발전 시스템을 구성할 수 있을 것으로 본다.

이에 본 연구의 복합발전 시스템의 운영성과는 크게 두 가지로 요약할 수 있다. 첫째로 연간 총발전량과 연평균 부하대응률 간 양의 상관관계가 존재하는 가운데, 저위도 지역일수록 출력이 향상하는 운전특성의 계절별 유무가 존재한다. 두 번째로 연료전지 기반 2차 발전원의 운전 효과는 1차 발전원의 불안정한 발전양상을 보완함과 함께, 계절에 관계없는 통제 가능한 운전 특성을 갖는다. 즉 2차 발전원이 계절보다 지리적 변화에 영향을 받으므로, 시스템 안정성 관점에서 연료전지를 포함한 복합발전 시스템은 국내 저위도 지역에서 효과적이다.

이와 같은 발전 시스템 운영성과 분석을 통하여 연료전지의 다양한 출력 특성을 구체화한다면, 계절에 관계없이 적지적시에 활용이 가능한 수소에너지는 통제 가능한 시스템으로써 지역별 신재생에너지 보급과 나아가 에너지전환에 더욱 중심적 역할을 할 것이다. 최근 증가하는 전력수요와 기후 변화 대응을 위해서 대안 에너지원 발굴의 필요성이 강조되는 바, 수소에너지 기반 독립형 복합발전 시스템이 최

적안으로써 보다 활발히 보급 및 확산되기를 기대해 본다.

## 후 기

본 연구는 에너지기술평가원의 산업혁신 기술사업(2015010130310)의 연구비와 KU-KIST 그린스쿨 운영지원 사업의 지원을 받아 수행되었다.

## References

1. J. H. Park, "Master Plan for Energy Independence of Islands with small population", Gyeongnam Development Institute, Korea, 2015, pp. 1-12.
2. S. B. Silva, M. M. Severino, and M. A. G. De Oliveira, "A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system : A case study of Tocantins, Brazil", *Renewable Energy*, Vol. 57, 2013, pp. 384-389.
3. A. Shirazi, S. Pintaldi, S. D. White, G. L. Morrison, G. Rosengarten, and R. A. Taylor, "Solar-assisted absorption air-conditioning systems in buildings : control strategies and operational modes", *Appl. Therm. Eng.*, Vol. 92, 2015, pp. 246-260.
4. A. H. Mamaghani, S. A. A. Escandon, B. Najafi, A. Shirazi, and F. Rinaldi, "Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia", *Renewable Energy*, Vol. 97, 2016, pp. 293-305.
5. B. Najafi, A. H. Mamaghani, F. Rinaldi, and A. Casalegno, "Long-term performance analysis of an HT-PEM fuel cell based micro-CHP system : operational strategies", *Appl. Energy*, Vol. 147, 2015, pp. 582-592.
6. M. H. Ashourian, S. M. Cherati, A. A. M. Zin, N. Niknam, A. S. Mokhtar, and M. Anvari, "Optimal green energy management for island resorts in Malaysia", *Renewable Energy*, Vol. 51, 2013, pp. 36-45.
7. O. Hafez and K. Bhattacharya, "Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for micro-grids", *Renewable Energy*, Vol. 45, 2012, pp. 7-15.
8. E. D. Giannoulis and D. A. Haralambopoulos, "Distributed generation in an isolated grid : methodology of case study for Lesvos Greece", *Appl. Energy*, Vol. 88, 2011, pp. 2530-2540.
9. A. B. Kanase-Patil, R. P. Saini, and M. P. Sharma, "Integrated renewable energy systems for off grid rural electrification of remote area", *Renewable Energy*, Vol. 35, 2010, pp. 1342-1349.

10. R. K. Akikur, R. Saidur, H. W. Ping, and K. R. Ullah, "Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification : a review", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 27, 2013, pp. 738-752.
11. KEA, "New and Renewable Energy", Korea Energy Agency, Korea, 2016.
12. S. M. Shaahid and M. A. Elhadidy, "Optimal sizing of battery storage for stand-alone hybrid (photo-voltaic+diesel) power systems", *Int. J. Sus. Energy*, Vol. 24, No. 3, 2005, pp. 155-166.
13. L. C. G. Valente and S. C. A. De Almeida, "Economic analysis of a diesel/photovoltaic hybrid system for decentralized power generation in northern Brazil", *Energy*, Vol. 23, 1998, pp. 317-323.
14. G. K. Singh, "Solar power generation by PV (photovoltaic) technology : a review", *Energy*, Vol. 53, 2013, pp. 1-13.
15. E. I. Zoulias and N. Lymberopoulos, "Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems", *Renewable Energy*, Vol. 32, No. 4, 2007, pp. 680-696.
16. M. J. Khan and M. T. Iqbal, "Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland", *Renewable Energy*, Vol. 30, No. 6, 2005, pp. 835-854.
17. E. Bilgen, "Domestic hydrogen production using renewable energy", *Solar Energy*, Vol. 77, 2004, pp. 47-55.
18. I. B. Askari, L. B. Askari, M. M. Kaykhah, and H. B. Askari, "Optimisation and techno-economic feasibility analysis of hybrid (photovoltaic/wind/fuel cell) energy systems in Kerman, Iran ; considering the effects of electrical load and energy storage technology", *Int. J. Sus. Energy*, Vol. 33, No. 3, 2014, pp. 635-649.
19. O. H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, and A. A. Elbaset, "Optimal design of a PV/fuel cell hybrid power system for the city of Brest in France", *Int. Conf. Green Energy*, 2014, pp. 119-123.
20. A. Khosravi, R. N. N. Koury, L. Machado, and J. J. G. Pabon, "Energy, exergy and economic analysis of a hybrid renewable energy with hydrogen storage system", *Energy*, Vol. 148, 2018, pp. 1087-1102.
21. S. J. Park, Y. Li, Y. S. Choi, and K. S. Lee, "Optimization of Residential Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid System Using HOMER", *The Transaction of the Korean Inst. Electrical Engineers*, Vol. 59, No. 1, 2010, pp. 129-133.
22. S. H. Yang, C. J. Boo, and H. C. Kim, "Optimization of Stand-Alone Hybrid Power Systems Using HOMER Program", *Journal of the Korean Solar Energy Society*, Vol. 32, No. 2, 2012, pp. 11-18.
23. E. Y. Ko, J. H. Baek, T. H. Kang, D. H. Han, and S. H. Cho, "Determining the optimal capacities of distributed generators installed in a stand-alone microgrid power system", *The Transaction of the Korean Inst. Electrical Engineers*, Vol. 65, No. 2, 2016, pp. 239-246.
24. J. H. Park, S. H. Han, and J. H. Choi, "Energy Power Source Design for Off-Grid Using HOMER Program", *Power Electronics Annual Conference*, 2016, pp. 457-458.
25. L. M. Halabi, S. Mekhilef, L. Olatomiwa, and J. Hazelton, "Performance analysis of hybrid PV/diesel/battery system using HOMER : A case study Sabah, Malaysia", *Energy Conversion and Management*, Vol. 144, 2017, pp. 322-339.
26. Jeju Center for Disaster and Safety Management, "Geography of South Korea", Jeju Center for Disaster and Safety Management, Korea, 2018, retrieved from <http://bangjae.jeju119.go.kr/re-related/history/environment/geography.htm>.
27. KOSIS, "Average Household Electricity Consumption (kWh) per Day", Korean Statistical Information Service, Korea, 2015, retrieved from [http://kosis.kr/statisticsList/statisticsListIndex.do?menuId=M\\_01\\_01&vwcd=MT\\_ZTITLE&parmTabId=M\\_01\\_01&statId=1997037&the\\_mald=G#SelectStatsBoxDiv](http://kosis.kr/statisticsList/statisticsListIndex.do?menuId=M_01_01&vwcd=MT_ZTITLE&parmTabId=M_01_01&statId=1997037&the_mald=G#SelectStatsBoxDiv).
28. KMA, "Climatological normals of Korea (1981~2010)", Korea Meteorological Administration, Korea, 2011.