

부하특성에 따른 복합발전시스템의 최적용량 설계 및 경제성 분석

Optimal Capacity Design and Economic Evaluation of Hybrid Generation Systems Based on the Load Characteristics

임종환^{1,✉}
Jong Hwan Lim^{1,✉}

¹ 제주대학교 메카트로닉스공학과 (Department of Mechatronics, Jeju National Univ.)
✉ Corresponding author: jhlim@jejunu.ac.kr, Tel: +82-10-4516-3712

Manuscript received: 2013.4.23 / Revised: 2013.8.13 / Accepted: 2013.8.30

This paper presents an optimal capacity design of a Hybrid generation system based on economical evaluation for various loads. Optimal sizes of a standalone and grid connection wind-PV hybrid systems were designed for normal, residential and industrial loads using HOMER (Hybrid Optimization Model for Electronic Renewable). Their economical evaluation were performed and compared with a diesel generation system that covers the same loads. The results showed that the stand alone hybrid generation system can be more economical than a diesel generation system for long term operation.

Key Words: Hybrid Generation System (복합발전), Wind (풍력), PV (태양광), Optimal Size (최적용량), HOMER, Economical Evaluation (경제성분석)

1. 서론

복합발전시스템의 에너지원으로는 태양광, 태양열, 풍력, 연료전지, 지열, 소수력 등으로 발전 등으로 다양하며, 사용목적에 따라 발전조합을 적절히 하여 최적의 발전이 가능하도록 설계를 해야 한다.¹ 신재생 에너지 중에서 실용화에 가장 접근해 있는 것으로는 풍력, 태양에너지, 그리고 해양에너지가 있다. 특정 지역에서의 태양에너지와 풍력에너지, 해양에너지는 서로 보완적인 특성을 갖고 있기 때문에 이러한 복합발전시스템을 설계할 경우 비교적 높은 신뢰도의 전력을 공급할 수 있어 이에 대한 연구가 더욱 많은 관심을 받고 있다.^{2,3}

신재생 에너지원은 에너지밀도가 낮고 통계학적 특성을 가지고 있기 때문에 복합발전시스템의

주요 설계인자는 안정적인 전력공급과 경제성 확보이다. 이러한 측면에서 복합발전시스템의 최적용량설계가 무엇보다도 중요하다.

지금까지 다양한 복합발전시스템의 최적용량설계방법이 개발되었다. Kellogg⁴와 Chedid⁵는 선형프로그래밍 기법을 이용한 설계방법을 제안하였으며 Karaki⁶와 Bagul⁷은 확률적인 최적설계방법을 소개하였다. 또한 Musgrove⁸는 동적 프로그래밍 방법을 제시하였고, Diaz⁹는 태양광 모듈과 풍력발전기, 그리고 배터리의 특성을 고려한 최적용량 설계방법인 LPSP 기법을 발표하였는데 이것은 에너지 자원의 특성을 고려한 매우 정교한 수학적 접근방법으로 평가 받고 있다. 최근에 Lim¹⁰ 등은 이 LPSP 방법을 개량한 R_{LP} 방법을 이용하여 풍력-태양광-조력발전시스템의 최적용량설계 방법을 제안하였

다. 그러나 일반용이나 산업용 등 부하 특성에 따른 복합발전시스템의 최적 용량 설계 및 경제성 평가, 그리고 계통 연계형 복합발전시스템의 용량 설계 등에 대한 연구는 거의 없는 편이다.

본 논문에서는 일반용, 주택용, 산업용 부하 특성에 따른 풍력과 태양광 복합발전시스템의 최적 용량을 경제성 평가를 바탕으로 설계하는 방법을 제시한다. 경제성 평가는 구성된 복합발전시스템의 각 발전시스템 별 초기비용, 교체비용, 유지보수비용, 효율, 수명과 이자율, 프로젝트 기간에 따른 순 현재비용을 기준으로 수행한다. 최적용량설계는 독립형과 계통 연계형 두 종류의 복합발전시스템에 대해 수행하고 동일한 부하를 감당하는 디젤 발전시스템과 경제성을 비교 분석한다.

2. 구성요소 모델링

2.1 경제성평가 모델

본 연구에서는 복합발전시스템의 경제성 평가를 위하여 미국의 국립재생에너지연구소에서 개발한 경제성 분석 소프트웨어인 HOMER를 이용한다.¹¹ HOMER는 복합발전시스템의 최적 설계를 위한 것으로서 순 현재비용을 사용하여 다양한 조합의 발전용량에 대해 경제성을 비교 분석함으로써 최적 발전용량을 설계하는 소프트웨어이다.¹²

경제성을 분석하기 위해서는 복합발전시스템을 구성하고 있는 각 구성요소에 대한 비용이 필요하다. 여기서 비용이란, 순현재비용(Net Present Cost: NPC), 발전단가비용(Cost of Energy: COE), 운영비용, 잔존가치, 구성품의 초기비용, 교체비용, 유지보수비용(O&M Cost) 등이다.

순 현재비용은 프로젝트 기간 동안 주어진 부하를 감당하기 위해 필요한 총 발전비용과 수입을 할인율을 이용하여 미래의 현금흐름을 현재가치화한 것이다. 총비용에는 초기 투자(설치)비용, 교체비용, 유지보수비용, 전력 망으로부터 전력을 구입하는 비용이 포함되고, 수입은 전력 망에 전력을 판매함으로써 얻어진 수입을 포함한다.

순 현재비용에서 비용은 양수이고 수입은 음수로 나타내지며, 이는 순 현재가치와는 반대된다. 본 연구에서는 프로젝트 기간 동안 모든 가격이 같은 비율로 상승하는 것으로 가정하였다. 순 현재비용은 다음과 같은 식으로 표현된다.¹²

$$NPC = \frac{C_{ann,tot}}{CRP(i,N)} \quad (1)$$

여기서 $C_{ann,tot}$ 는 연간 총비용, i 는 연간 이자율, N 은 프로젝트 기간, 그리고 CRP 는 자본회수율을 나타낸다.

시스템에서 생산된 전기에너지의 kWh 당 평균 비용을 발전단가 비용(Levelized Cost of Energy: COE)으로 정의되며, 다음과 같은 식으로 표현된다.¹²

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - C_{boiler}H_{served}}{E_{served}} \quad (2)$$

여기서,

C_{boiler} : 보일러 한계비용 (\$/kWh)

H_{served} : 총 열부하 (kWh/yr)

E_{served} : 총 전기부하 (kWh/yr)

이다.

보일러 한계비용이란 전력 1kWh 를 더 생산하는 데 들어가는 추가 열 비용을 의미한다.

총 운영비용(Operating Cost:OC)은 프로젝트 기간 동안 발생하는 시스템의 총 운영비용으로서 다음과 같은 식으로 표현된다.¹³

$$OC = C_{ann,tot} - C_{ann,cap} \quad (3)$$

여기서 $C_{ann,cap}$ 는 총 연간자본비용이다.

2.2 부하 모델링

경제성분석에 필요한 연간 부하 사용량 모델은 에너지관리공단의 ‘수용가 부하곡선을 이용한 전력사용 형태분석자료(2005년~06년)’¹³의 일반용, 주택용, 산업용 부하 데이터를 사용하였다. 이 부하 데이터는 대표 지역의 계절별 대표 월의 산업별 실제 부하를 한 시간 단위로 평균한 것이다. 부하 모델링은 HOMER에서 제공하는 Random variability 기능을 사용하여 대표 월의 실제 부하를 바탕으로 하여 매일 24시간 동안의 순간부하를 1년간 모델링 하였다.

Fig. 1은 일반용 부하모델로서 부하의 일 평균 전력량은 2,395 kWh, 피크부하는 300 kW, 평균부하는 99.8 kW, 부하 율은 33.3%이다. Fig. 2는 주택용 부하모델로서 부하의 일 평균 전력량은 3,852 kWh, 피크부하는 300 kW, 평균부하는 160 kW, 부하 율은 53.5%이다. 산업용 부하는 Fig. 3과 같이 일 평균 전력량은 4,374 kWh, 피크부하는 300 kW, 평균부하는 182 kW, 부하 율은 60.8%이다.

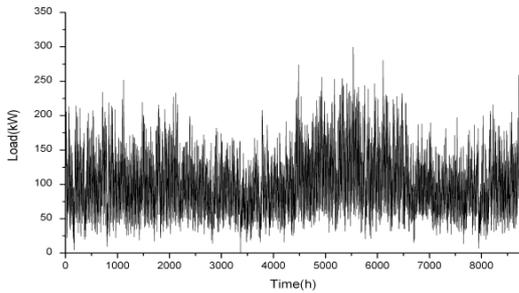


Fig. 1 Normal load

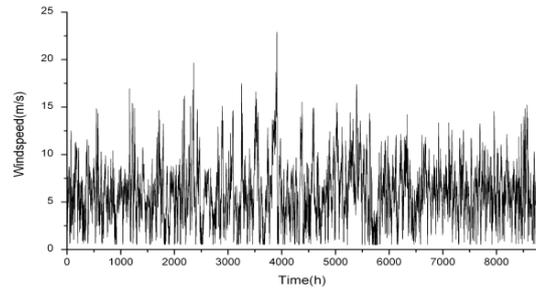


Fig. 4 Wind speed data

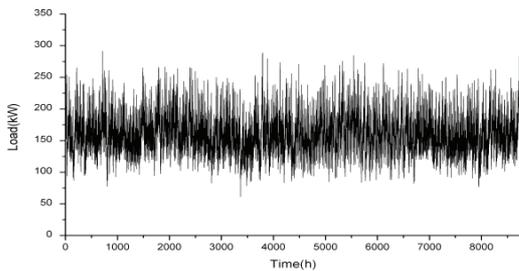


Fig. 2 Residential load

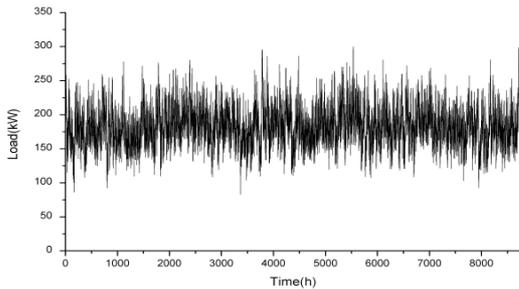


Fig. 3 Industrial load

2.3 복합발전시스템 모델링

복합발전시스템의 경제성을 평가하기 위해서는 1년간의 각 에너지 자원 데이터뿐만 아니라 각 구성요소의 모델, 초기투자비용, 교체비용, 유지보수 비용, 수명 등이 필요하다.

2.3.1 풍력발전시스템

본 연구에서는 1기당 용량이 10 kW인 BWC Excel-S 소형 풍력 발전기를 가정하였는데 수명은 25년 이며 이 발전기의 정격풍속은 12 m/s 이다. 풍력발전 출력을 구하는 모델은 다음과 같다.

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (4)$$

여기서 ρ 는 공기밀도, A 는 회전익의 회전면적, V 는 풍속, 그리고 $C_p(\lambda, \beta)$ 는 출력계수이다.

본 연구에서는 특정지역을 지정하여 경제성 평가를 하는 것이 아니므로 풍속 데이터는 HOMER 에서 제공하는 샘플 데이터를 사용하였다. Fig. 4는 풍속 데이터를 나타내며 연간 평균풍속은 6 m/s이다.

2.3.2 태양광발전시스템

태양광 출력을 구하는 식은 다음과 같다.¹²

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (5)$$

여기서,

Y_{PV} : PV 모듈의 정격 용량 [kW]

f_{PV} : PV 전력감세요소(De-rating factor) [%]

G_T : PV 모듈의 일사량 [kW / m²]

$G_{T,STC}$: 표준조건에서의 일사량 [kW / m²]

이다.

MOHER 일사량 데이터는 NASA와 연동되어 있어 위도와 경도, Time zone을 입력하면 직접 NASA 서버에 접속하여 1년간의 위성으로 측정된 일사량과 청명도 데이터를 제공하여 준다. 제공된 연간 일사량은 Fig. 5와 같다. 이 일사량의 연간 평균 청명도는 0.563, 하루 평균 일사량은 5.55 kWh / m² 이다. 태양광 모듈의 수명은 20년으로, 모듈의 단위 용량은 20kW 로 각각 가정하였다.

2.3.3 축전지 및 컨버터 모델링

시뮬레이션에 적용된 축전지는 가장 일반적인 Rolls/Surrette사의 S6CS25P 납 축전지를 가정하였는데, 단위용량은 6.94 kWh 이고 효율은 80%이다. 이 축전지는 2개가 한 set를 이루며 잦은 충·방전이 예상되어 수명은 4년으로 설정하였다.¹⁴

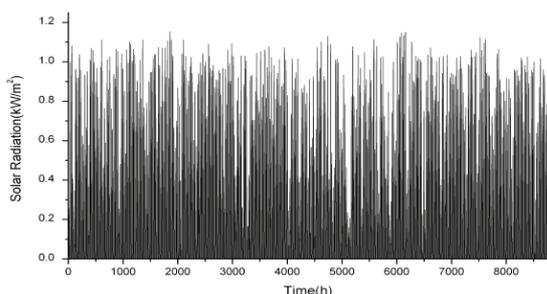


Fig. 5 Solar radiation data

Table 1 Cost of components

Costs	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
Wind turbine (set)	26,000	20,000	100
PV (1kW)	7,000	6,000	20
Battery (set)	700	600	20
Converter (1kW)	800	750	20
Diesel (set)	18,000	18,000	0.15(\$/h)

컨버터는 인버터와 정류기가 같이 포함된 통합형 시스템으로 가정하였으며 정류기 효율은 95%, 수명은 15년으로 가정하였고 용량은 최대 500 kW로 설정하였다.

2.4 각 요소의 비용 모델링

Table 1은 가정된 각 구성요소들의 비용을 나타낸다. 순 현재비용의 변수에서 연간이자율(할인율) 8%, 프로젝트 기간은 25년으로 고려하였다.¹⁵ 각 발전구성요소들의 비용은 국내에서 정확한 비용을 알 수가 없을뿐더러 공개가 되지 않아 외국자료를 근거로 하여 비용을 가정하였다. 여기서 디젤발전기의 단위는 70 kW이다.¹⁶

3. 최적용량설계 및 경제성 분석

최적용량설계 및 경제성 분석은 다음과 같은 3가지의 경우를 고려하여 수행하였다. 먼저 디젤발전기만을 사용하는 경우 발생하는 비용과 디젤발전기가 발생하는 온실가스배출량을 평가하고, 다음으로 신재생 에너지만을 고려한 독립형 발전시스템을 설계하여 발생하는 비용을 평가하여 디젤발전시스템과 비교한다. 마지막으로 계통 연계형으로 발전하는 복합발전시스템을 설계하여 요구되는 비용을 평가한다.

최적용량설계에 가정된 복합발전시스템 각 구

Table 2 Capacity ranges of components

Components	Capacity Range
Wind Turbine (sets)	2 ~ 100
PV (kW)	20 ~ 1,000
Battery (sets)	30 ~ 900
Converter (kW)	50 ~ 500

Table 3 Costs of Diesel System (units : \$)

Load	Normal	Residential	Industrial
NPC	4,653,503	5,793,573	6,196,136
COE	0.499	0.368	0.364
OC	427,503	534,304	527,015

성요소의 용량범위는 Table 2와 같다. 즉, 풍력은 2 set, 태양광은 20 kW, 배터리는 2set, 그리고 컨버터는 10 kW 단위로 용량이 변화되는 것으로 가정하였다. HOMER는 가정된 각 단위발전시스템의 용량 범위 내에서 가능한 모든 용량조합에 대해 자원이터 및 발전모델을 이용하여 총 프로젝트 기간 동안의 발전량을 계산하고 그것이 부하모델을 충족하는지 여부를 판단한다. 만약 가정된 용량조합이 부하모델을 충족하면 그 용량조합에 대해 각 비용 및 이자율 등을 경제성 모델에 적용하여 총 발전비용(NPC)를 계산한다. 최종적으로 HOMER는 부하모델을 충족하는 용량조합 그룹 중에서 최소 NPC에 해당하는 용량조합을 최적 용량조합으로 결정하게 된다.

3.1 디젤발전시스템

디젤발전기의 용량은 각 산업별 부하의 피크부하가 300 kW인 것을 고려하여 350 kW 발전기를 가정하였다. 디젤유 가격은 리터당 0.8\$로 가정하였으며 수명은 20년, 그리고 효율(열효율 및 기계효율)은 일반적인 디젤발전시스템 효율인 35%를 가정하였다. 비용분석 결과는 Table 3과 같다. NPC는 부하가 가장 큰 산업용이 가장 높지만 kW 당 발전단가 비용은 산업용이 제일 낮으며 부하가 가장 작은 일반용이 제일 높게 나타났다. 이는 각 산업별 초기 설치비용은 동일하지만 일반용 부하율이 가장 낮아 발전단가가 높아진 것으로 분석된다.

디젤 발전시스템에서 연간 발생하는 대기 오염물질은 Table 4에 나타내었다. 연간 발생하는 대기 오염물질은 산업용 부하일 때가 가장 많이 배출되었는데, 산업용 부하가 일반용 및 주택용 부하보다 커서 연료를 더 많이 소비하였기 때문에 대기 오염물질이 많이 배출된 것이다.

Table 4 Emission according to the load (kg/year)

Pollutant	Normal	Residential	Industrial
CO ₂	1,221,330	1,572,850	1,696,991
CO	3,015	3,882	4,189
Hydrocarbons	334	430	464
Particulate	227	293	316
SO ₂	2,453	3,159	3,408
NO _x	26,900	34,643	37,377

Table 5 Capacities of optimal stand-alone hybrid system (unit : kW)

Components	Normal	Residential	Industrial
Wind turbine	600	740	980
PV	380	680	780
Battery(kWh)	9,993	12,492	12,492
Converter	250	250	250

3.2 독립운전형 복합발전시스템

풍력, 태양광, 배터리, 컨버터로 구성된 독립 운전형 복합발전 시스템을 세 종류의 부하 조건에 대해 용량설계 및 비용분석을 수행하였으며, Table 5에 최적용량조합결과를 나타내었다. 부하가 클수록 풍력 및 PV용량이 커지고 있으며, 배터리는 최대 900조(12,492 kWh)를 가정하였기 때문에 더 이상 증가하지 않고 있다.

Table 6은 부하 별 최적용량시스템의 비용을 나타낸다. NPC 및 OC는 부하 크기 순과 동일한 순으로 높게 나타났으나 COE는 부하 크기와 반대 순으로 나타났다. 이는 신재생 복합발전시스템의 경우 용량이 클수록 발전단가측면에서 유리하다는 것을 의미한다. 디젤 발전시스템과 비교하면 NPC와 COE가 1.7~2.0배 높아 복합발전시스템보다 디젤발전이 경제성측면에서 유리하다. 그러나 복합발전시스템의 운전비용(OC)은 오히려 0.35~0.4배로 현저히 낮기 때문에 OC가 높아질 수 밖에 없는 오지나 도서지역에서는 경제성 차가 좁혀질 수 있다. 또한 디젤 시스템에 비해 오염물질이 배출되지 않으므로 오염물질의 사회적 비용을 감안하면 장기 운전 시에는 디젤시스템과의 경제성 차이가 더욱 줄어들 수 있을 것으로 예상된다.

3.3 계통연계형 복합발전시스템

독립운전형 시스템과 동일한 발전시스템에 대해 계통과 연계하여 운전하는 계통연계형 복합발전 시스템의 최적 용량을 설계하고 경제성을 분석하였다. 계통에 연계되는 전력판매단가는 일반용

Table 6 Costs of optimal stand-alone hybrid system (\$)

Load	Normal	Residential	Industrial
NPC	7,809,658	11,265,552	12,750,214
COE	0.838	0.751	0.749
OC	148,917	199,681	214,732

Table 7 Capacities of optimal grid-connected hybrid system (unit : kW)

Load	Normal	Residential	Industrial
Wind turbine	80	60	20
PV	20	20	20
Battery(kWh)	416	416	416
Converter	50	50	50
Gird	300	300	300

Table 8 Costs of optimal grid-connected hybrid system (unit : \$)

Load	Normal	Residential	Industrial
NPC	1,608,242	2,248,318	2,191,663
COE	0.171	0.150	0.129
OC	107,285	172,118	176,553

및 주택용은 0.09(\$/kWh), 그리고 산업용은 0.07(\$/kWh)로 부하 별 차등요금을 적용하였다. 계통에서 구매 가능한 전력은 각 부하 모두 최대 300 kW로 설정하였다.

Table 7과 8은 각각 계통연계시의 최적용량 설계 결과 및 비용을 보여준다. Table 6의 독립형과 비교하면 NPC는 21%, COE는 20%, 그리고 OC는 71%정도로 낮아진 것을 알 수 있다. 계통전력의 단가가 복합발전시스템 전력단가보다 싸기 때문에 NPC 및 COE가 크게 감소하였지만 OC는 복합발전시스템의 운영비용이 여전히 존재하므로 상대적으로 덜 감소한 결과를 나타낸다. 따라서 디젤발전시스템이나 독립형 복합발전시스템에 비해 계통연계형이 훨씬 더 경제적임을 알 수 있다. 이것은 아직까지는 계통의 전력 판매 단가가 디젤발전이나 복합발전시스템의 발전 단가 보다 현저히 싸기 때문에 당연한 결과이다.

Table 9는 전체 발전시스템에 대한 계통연계의 비율을 나타낸다. 일반용 부하의 경우 전체전력의 75%가 계통전력이 차지하고 있으며 전체 비용의 65%가 계통전력비용이 차지하고 있다. 또한 부하가 커질수록 계통전력의 비중이 커지는 경향을 보인다. 산업용의 경우는 부하도 크지만 계통전력 판매단가가 다른 부하의 경우보다 더 싸기 때문에

Table 9 Ratio of grid power and NPC for the hybrid system (unit : %)

Load	Normal	Residential	Industrial
Power	75	88	95
NPC	65	77	82

Table 10 Power transaction (kWh)

Load	Normal	Residential	Industrial
Purchase	669,200	1,239,000	1,519,500
Sale	5,832	0	0

전체 전력의 95%를 계통전력이 차지하고 있다.

계통연계 시 전력거래현황은 Table 10과 같다. 일반용 부하의 경우 전력구입도 하였으나 판매도 한 것으로 나타났지만 나머지 부하에 대해서는 구입만 한 결과를 보였다. 일반용 부하의 경우 피크 부하는 주택용이나 산업용과 같기 때문에 복합발전시스템의 용량은 다른 부하용 시스템과 비슷하지만 부하율이 낮기 때문에 발전된 전력의 사용률이 떨어져 잉여 전력이 발생하여 판매가 발생한 것으로 사료된다. 또한 산업용 부하의 평균 소비량이 많기 때문이며 전력구입 양도 가장 높았다.

4. 결론

본 연구에서는 풍력-태양광 복합발전시스템의 부하 특성에 따른 최적용량조합 선정을 경제성 평가에 근거하여 수행하였으며 설계된 복합발전시스템에 대해 동일 부하용 디젤 발전시스템과 경제성을 비교 분석하였다. 디젤 시스템의 경우 독립형 복합발전시스템에 비해 순 현재비용과 발전단가가 낮아 복합발전시스템보다 경제적이지만 연간 총 운영비용이 높고 오염물질을 배출하므로 장기 운전시에 발생하는 오염물질의 사회적 비용 및 운전 비용이 커지는 오지나 도서지역에서의 발전 등의 경우에는 그 경제성 차가 크게 좁혀질 것으로 분석되었다.

계통연계형 복합발전시스템은 계통전력의 단가가 현저히 싸기 때문에 디젤이나 독립형 복합발전시스템보다 훨씬 경제적으로 분석되었다. 그러나 계통전력 발전에서 배출되는 오염물질로 발생하는 사회적 비용을 고려한다면 경제성 차이가 다소 줄어들 가능성이 있다. 또한 신재생 복합발전시스템은 용량이 클수록 경제성이 향상되는 것으로 분석되었다.

본 연구에서는 경제성 평가를 바탕으로 복합발전시스템의 최적용량을 설계하고 그 경제성을 평가하는 가능성을 제시하기 위한 것으로서 산업별 부하와 신재생 에너지 자원량을 임의로 가정하였다. 만약 복합발전시스템이 필요한 지역의 정확한 부하소비량 데이터와 신재생 에너지 자원량의 상세정보가 제공 될 경우 그 지역에 대한 최적의 복합발전시스템 용량설계 및 경제성 평가가 가능할 것으로 사료된다.

후 기

이 논문은 2013학년도 제주대학교 학술진흥연구비 지원사업에 의하여 연구되었음.

참고문헌

1. Park, S. J., Lee, Y., Choi, Y. S., and Lee, K. S., "Optimization of Residential Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid System Using HOMER," The Transaction of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 59, No. 1, pp. 129-133, 2010.
2. Park, K. H., "A Study on Optimal Sizing of New and Renewable Hybrid Generation System," M.Sc. Thesis, Department of Mechatronics, Jeju National Univ., 2009.
3. Park, K. H., Kang, C. U., and Lim, J. H., "Optimal Sizing of Hybrid Wind-PV-Tide System," studies in computational Intelligence, Springer, Vol. 365, pp. 209-218, 2011.
4. Kellogg, W., Nehrir, M. H., Venkataramanan, G., and Gerez, V., "Optimal Unit Sizing for a Hybrid Wind/Photovoltaic Generating System," Electric power systems research, Vol. 39, No. 1, pp. 35-38, 1996.
5. Chedid, R. and Saliba, Y., "Optimization and Control of Autonomous Renewable Energy Systems," Int. J. Energy Res., Vol. 20, No. 7, pp. 609-624, 1996.
6. Karaki, S. H., Chedid, R. B., and Ramadan, R., "Probabilistic Performance Assessment of Autonomous Solar-Wind Energy Conversion Systems," IEEE Trans. Energy Conv., Vol. 14, No. 3, pp. 766-772, 1999.
7. Bagul, A. D., Salameh, Z. M., and Borowy, B., "Sizing of Stand-Alone Hybrid PV/Wind System

- using a Three-Event Probabilistic Density Approximation. *Solar Energy*,” Vol. 56, No. 4, pp. 323-335, 1996.
8. De, A. R. and Musgrove, L., “The Optimization of Hybrid Energy Conversion System using the Dynamic Programming Model - RAPSODY,” *Int. J. of Energy Res.*, Vol. 12, No. 3, pp. 447-457, 1988.
 9. Diaf, S., Diaf, D., Belhame, M., Haddadi, M., and Louche, A., “A Methodlogy for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System, *Energy Policy*,” Vol. 35, No. 11, pp. 5708-5718, 2007.
 10. Lim, J. H., “Optimal Combination and Sizing of a New and Renewable Hybrid Generation System,” *Int. J. of Future Generation Communication and Networking*, Vol. 5, No. 2, pp. 43-60, 2012.
 11. HOMER, <http://www.nrel.gov/homer> (Accessed 11 Sep. 2013)
 12. Jang, H. N. and Kim, D. S., “A Pre-Feasibility Test of Introducing Renewable Energy Hybrid Systems,” *Environmental and Resource Economics Review*. Vol. 15, No. 4, pp. 693-712, 2006.
 13. HOMERENERGY, <http://homerenergy.com> (Accessed 11 Sep. 2013)
 14. Navaeefard, A., Moghaddas, S. M., and Mehdi, D. M., “Distributed Energy Resource Capacity Determination of a Hybrid Power System in Electricity Market,” *Proc. of 25th International Power System Conference*, pp. 1-9, 2010.
 15. Hossan, M. S., Hossain, A. R., and Haque, R., “Optimization and Modeling of a Hybrid Energy System for off-grid Electrification,” *10th Int. Conf. on IEEEIC*, pp. 1-4, 2011.
 16. Deepak, K. L., Bibhuti, B. D., and Akella, A. K., “Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/Diesel Hybrid Power System in HOMER for the Study Area,” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, Vol. 3, No. 3, pp. 307-325, 2011.

