한국자원공학회지 J. Korean Soc. Miner. Energy Resour. Eng.
Vol. 55, No. 4 (2018) pp. 293-306, https://doi.org/10.32390/ksmer.2018.55.4.293
ISSN 2288-0291(print)
ISSN 2288-2790(online)

연구논문

이산화탄소의 외부비용을 고려한 친환경 에너지자립섬 최적화

권조영[1)] · 김주한[1)] · 김진수[1)*]

Optimization of an Eco-Friendly Energy System for an Isolated Island considering CO_2 External Cost

Joyoung Kwon, Juhan Kim, and Jinsoo Kim*

(*Received 27 July 2018; Final version Received 27 August 2018; Accepted 29 August 2018*)

Abstract : The purpose of this study was to design and evaluate an optimal energy supply system for the isolated island, Gasado, with microgrid technology. Simulation of a renewable energy power system, including energy storage (an energy storage system - ESS), economic analysis, and evaluation of external CO_2 costs, was conducted for Gasado. The results showed that a renewable power system, supplied with ESS, was the best option, considering climatic conditions, and the load pattern for the target area. The cost of electricity was estimated at $0.462 /kWh, which was lower than that for an equivalent diesel powered system, by $0.134 /kWh. The proposed system can reduce CO_2 emissions by 70%, and can thus save $7,511 annually in external costs.

Key words : Energy isolated island, Microgrid, Renewable energy, ESS, External cost

요 약 : 본 연구에서는 마이크로그리드 기술을 활용한 에너지자립섬 모형설계와 새로운 평가체계를 구축하고자 한다. 대상지역은 가사도를 선정하여 ESS(Energy Storage System)가 연계된 신재생 발전시스템의 시뮬레이션 분석, 경제성 평가, 이산화탄소 배출저감에 따른 외부비용 평가를 실시하였다. 분석결과, 가사도의 기후조건 및 부하패턴을 고려하였을때, 태양광-풍력-디젤발전과 ESS가 연계된 발전시스템이 가장 적합한 것으로 나타났다. 새로운 모형을 통해 도출된 발전단가는 $0.462/kWh로 디젤발전 중심의 운영시스템 보다 $0.134/kWh 낮게 산정되었고, 외부비용은 디젤 중심의 발전시스템 대비 연간 $7,511를 비용절감 효과를 나타내는 것으로 분석되었다.

주요어 : 에너지자립섬, 마이크로그리드, 신재생에너지, ESS, 외부비용

서 론

현재 전 세계 에너지 시장에서는 전통적인 에너지원의 전환을 목표로 화석연료를 줄이고 친환경 에너지원의 보급이 크게 확대되고 있다. 이에 우리나라에서도 "재생에너지 3020 이행계획"을 수립하고 2030년까지 신재생에너지를 통한 발전량 비중 20%의 확대목표를 달성하고자 에너지신산업 육성 등 다양한 정책을 펼치고 있다(MOTIE, 2017). 국내의 에너지신산업은 기후변화 대응, 에너지 안보, 수요관리 등의 문제를 해결하기 위해 8가지 새로운 사업모델을 제시하였다. 그 중 하나인 "에너지자립섬"은 디젤발전 중심의 도서지역에 신재생에너지 발전원을 계통 · 연계시킨 마이크로그리드(MricroGrid) 기술을 활용한 사업을 말한다. 관련 실증사업으로는 2013년 제주 가파도 지역에 국내 첫 마이크로그리드 사업을 시작으로 하여, 최근에는 전라남도와 경상북도의 여러 도서지역에 실증사업을 진행하였다. 그리고 가장 크게 실시된 사업으로는 '울릉도 친환경 에너지자립섬'으로, 2026년까지 현실화시킬 계획목표를 수립하였다(Jeong, 2016).

하지만 기존의 에너지자립섬 운영 및 제도에 대해서 몇 가지 문제점이 대두되고 있다. 첫째, 24시간 전력생산이 불가능한 태양광과 적절한 풍속 및 풍향이 요구되는 풍력은 에너지 공급의 지속성이라는 측면에서 재생에너지의 실질적인 적용 확대에 큰 한계점을 지니고 있다. 둘째, 신재생 발전설비는 높은 기술수준에 비해 예산규모와 유지관리 및 보수인력은 부족한 상황이다(Baek and Kim, 2016). 셋째, 독립적인 신재생 발전원을 통한 전력수요의 충족은 태양광 패널의 효율 개선, 에너지저장장치(Energy Storage System,

1) 한양대학교 자원환경공학과
***Corresponding Author**(김진수)
E-mail; jinsookim@hanyang.ac.kr
Address; Dept. of Earth Resources and Environmental Engineering, Hanyang University, Seoul, Korea

ESS) 등을 비롯한 기술적 진전이 있었음에도 불구하고 경제성에 있어서 여전히 개선할 점이 많은 상황이다. 이로 인해 도서지역은 전력망 운영에 있어서 신재생 발전원이 설치되었음에도 불구하고 디젤 발전원을 영구적으로 운영 중단하기 어려운 실정이다. 따라서 신재생 발전원을 보급하기 위해서는 기존에 사용하던 디젤 발전과 신재생 발전원을 전력망에 통합하는 하이브리드 복합 발전시스템(hybrid renewable combined energy systems)의 도입이 적합하다고 볼 수 있다.

이에 본 연구에서는 신재생 에너지원의 간헐성과 에너지 밀도, 도심지와는 다른 도서지역 전력망의 특징을 감안함과 동시에 대상지의 지역적 및 기후적 특성까지 고려한 최적의 에너지자립섬 모형을 설계하고자 한다. 전원구성으로는 풍력, 태양광, 디젤 발전원을 고려하였으며, 안정적인 전력수급 관리를 위해 ESS를 추가하였다. 결과분석은 각 발전원의 프로파일 비교 · 분석과 경제성 분석 그리고 주요 변수에 따른 민감도 분석을 실시하여 새로운 평가체계를 구성하였다. 추가로 지금까지는 에너지자립섬 구축 시 외부비용 추정에 대한 연구가 제대로 이루어지지 않은 점을 고려하여, 이번 연구에서는 우리나라의 주 온실가스 배출원인 이산화탄소의 배출저감으로 인한 외부비용 절감효과에 대해서도 분석을 실시하였다. 본 연구는 환경적인 측면까지 고려한 평가체계와 모형설계를 제시하고 실증 분석을 수행했기 때문에 앞으로 실증사업을 진행하기 위한 일종의 매뉴얼로 활용할 수 있을 것이다.

선행연구

선행연구는 크게 에너지자립섬의 구축기반인 마이크로그리드와 외부비용에 대한 선행연구에 대해서 조사하였다(Table 1). 먼저, 마이크로그리드의 선행연구는 대상지가 주로 도서지역 또는 독립된 지역이고, 전원구성이 신재생 발전원을 포함한 하이브리드 복합 발전시스템을 위주로 살펴보았다. 특히, 다양한 방법론 및 최적화 방법과 외부비용 추정을 고려한 연구에 대해서도 같이 비교하여 살펴보았다. Avril *et al*.(2010)은 발전원이 기존에 태양광 또는 풍력 등으로만 고려되었음에 대해 지적하며, 수소 저장시설을 동시에 고려한 전원구성 연구를 실시하였다. 방법론은 PSO(Particle Swarm Optimization) 알고리즘을 사용하여 다양한 발전시스템 시나리오를 설계하였다. 해당 연구는 프랑스의 La Nouvelle 지역을 대상으로 하여 납(Pb) 배터리가 수소 저장장치에 비해 단기적으로는 경제성이 있으나, 장기적으로는 환경적인 요소를 간과할 수 없음을 시사하였다. Lee and Lee(2013)는 연료전지를 포함한 열병합발전(Combined Heat and Power, CHP)을 마이크로그리드에 접목시키는 방법에 대해서 논의하였다. 열과 전력을 동시에 생산하는 CHP를 고려한다면 에너지 이용율을 증가시킬 수 있으며, 보다 더 경제적인 운용계획이 수립 가능하다고 언급하였다. 위의 발전원으로 마이크로그리드에 적용하여 선형계획법에 근거한 수리적 모형으로 사례연구에 적용한 결과, CHP을 통해 전력생산 과정에서 발생하는 폐열을 회수한 다음 공급하는 방법으로, 수요량을 충족하여 경제성이 확보된다는 점을 확인하였다. Maleki and Pourfayaz(2015)는 ESS와 연료전지를 이용하여 전원구성 모형과 발전용량 그리고 비용측면으로 나누어 분석하였다. 분석을 위해 사용한 방법은 HOMER 소프트웨어와 SA(Simulated Annealing) 알고리즘을 사용하였으며, 제약조건이 없는 상태에서는 태양광-풍력-디젤-연료전지 발전시스템이 비용측면에서 가장 양호한 결과를 보였다. 하지만, 대상 선정지의 제약조건을 고려한 시뮬레이션 결과는 태양광-풍력-디젤-ESS 발전시스템이 더 적합하다는 결과가 나타났다. 해당 저자는 결과를 토대로 기후조건을 고려하지 않은 최적화 결과가 타당하지 않다고 주장하였다.

Ahadi *et al*.(2016)는 연구목표인 디젤발전을 배제한 하이브리드 신재생에너지 발전시스템을 구축하고자 하였다. 해당 연구에서는 발전원 구성과 최적화 결과분석을 위해 기존연구와는 다르게 다양한 제약조건 및 변수를 고려하여 문제점을 보완하였다. 대상지는 서울 남해 쪽에 위치한 8개의 유인도인 만재도, 상태도, 영산도, 욱도, 우이도, 장도, 중마도, 하태도를 대상지역으로 선정하였다. 전원구성의 시뮬레이션 분석결과는 최적의 신재생에너지가 차지하는 전력수요 대비 발전비중(Renewable Fraction)[1]이 지역별로 최소 18%～최대 80%로 다르게 나타났으며, 각 지역별 전원구성에 따라 순 현재비용(Net Present Cost, NPC)를 계산하여 비교 · 분석하였다. Baek and Kim(2016)은 울릉도를 대상으로 발전용 디젤단가와 풍속의 민감도 분석을 통해 신재생에너지 복합 발전시스템의 구축 타당성을 분석하였다. 분석결과, 소수력-풍력-디젤 복합 발전시스템의 발전량당 비용(Cost Of Energy, COE)이 0.243USD/kWh으로 가장 낮은 수준을 보였다. 그리고 평균풍속 6m/s 이상의 조건에서 가장 경제적인 신재생에너지 복합 발전시스템이라는 결과를 도출하였다. Jeong(2016)은 도서지역의 태양광, 풍력 그리고 디젤 발전원을 고려한 최적화 모형설계와 경제성 분석을 실시하였다. 시뮬레이션 분석은 발전시스템 구성을 4가지로 나누어 실시하였으며, 그 중 CHP도 같이 고려하였다. CHP를 도입방안은 연료비용-열과 전력 판매비용을 계산하였으며, 결과는 비용측면에서 약 3.7억원

1) Renewable Fraction: 대상지역에서 필요로 하는 전력수요량을 기준으로 하였을 때, 신재생에너지 발전원을 통한 발전비율을 의미한다.

Table 1. Prior economic feasibility studies of renewable electricity generation facilities

Author	Regional category	Region	Configuration	Methodology	Consider exernal cost
Avril *et al*.(2010)	remote area	La Nouvelle, France	PV-Wind-Grid-Battery -Fuel Cell	PSO	X
Lee and Lee (2013)	Building	Incheon Songdo, South Korea	PV-Diesel-Battery-Fuel Cell	Economic evaluation	X
Maleki and Pourfayaz (2015)	remote area	Rafsanjan, Iran	PV-Wind-Diesel-Battery -Fuel Cell	Program/SA	O
Ahadi *et al*.(2016)	Island	South Sea inhabited island, South Korea	PV-Wind-Diesel-Battery	Program/Economic evaluation	X
Baek and Kim (2016)	Island	Ulleungdo, South Korea	PV-Wind-Diesel-Hydro -Battery	Program/Economic evaluation	X
Jeong (2016)	Island	Ulleungdo, South Korea	PV-Wind-Diesel-Boiler -Battery	Program	X

가량의 순수 공헌이익이 발생하는 것을 확인하였다. 즉, 도서지역에 디젤발전 대신 CHP 발전시스템을 도입한다면 보다 나은 경제성을 확보하여 또 다른 합리적인 대안이 될 수 있다고 예상하였다.

그러나 기존의 에너지자립섬 대한 선행연구는 단순히 경제성 평가 및 모형설계만을 나타내고 있으며, 평가해석과 실제사업을 적용하는데 한계점을 지니고 있다. 그리고 실제 구축된 자립섬은 운영 및 비용부분에서 신재생 과대설비 및 막대한 구축비용 산정 등의 문제가 발생한 사례도 나타났다. Choi(2017)와 Jeon(2017) 보도자료에 따르면, 에너지자립섬인 백아도, 삼마도, 상태도 등 7개 도서지역은 디젤발전으로 계획량 대비 18만~22만kWh가량 전력을 초과 생산되었다는 통계를 나타냈다. 반면에, 신재생 발전량은 사업초기 계획량의 42~73%에 불과했다. 그리고 국내 에너지공기업이 신재생에너지 분야에 투자한 예산은 6조 4천억원으로 작년 대비 2배이상 늘었지만, 사업투자의 비효율과 중복투자 그리고 무리한 사업진행 등에 대해서 비판하고 있다. 한편, 앞서 살펴보았듯이 에너지자립섬을 위한 마이크로그리드를 분석하면서 외부비용 추정을 고려한 사례는 드문데, 그 중 연구가능한 방법은 온실가스의 배출권 가격을 이용하여 외부비용을 추정하는 것이다. 하지만 문제는 고려해야 할 변수가 너무 다양하고, 나라마다 배출권 가격이 상이하여 정확한 외부비용 추정이 어렵기 때문이다. 따라서 외부비용 추정은 대상지의 배출권 가격과 배출계수 그리고 구성된 발전원의 발전량이 필요하다. 발전원별 외부비용을 직접 추정한 연구사례로는 Kim *et al*.(2014), Park *et al*.(2018), Cho *et al*.(2018)을 살펴보았다. 이 연구사례를 바탕으로 하여 본 연구에서는 KEEI(2011)의 국내 배출권 가격과 외부비용 산정방법에 대해서 주로 참고하였다.

KEEI(2011)은 이산화탄소의 배출량 감소에 따른 편익을 산정하기 위해 탄소배출권 가격을 연구지침에서 제시한 바 있으며, 이를 토대로 환경시설의 편익산정에 사용하는 등 국내에서 폭넓게 활용하고 있다. 하지만, 탄소배출권을 바탕으로 한 효용변화의 측정은 다음과 같은 3가지 한계를 지니고 있다. 첫째로, 탄소배출권은 현재 미성숙한 시장의 가격을 사용하고 있다. 이는 교토의정서의 발효 이후 유럽을 비롯한 다양한 국가에서 탄소배출권 거래시장을 운영해 오고 있으나, 아직까지 시장형태는 비효율적인 상황이다. 한국의 상황 또한 현재 거래량이 매우 적은 상황이며, 국내의 상황을 고려하지 않고 유럽의 가격을 지표로써 활용하는 등 국내 자체의 시장형성은 미비한 실정이다. 둘째로, 탄소배출권을 바탕으로 한 효용변화 측정은 기준이 되는 시점에 따라 그 효용이 변화한다는 단점을 지니고 있다. 재생에너지 시설확대를 통한 이산화탄소 배출저감은 정량적으로 측정할 수 있고, 이산화탄소가 기후변화에 미치는 영향이 변화하지 않음에도 불구하고 시장가격의 변동은 이러한 효용의 변화를 과소/과대 측정할 수 있는 실수가 발생할 수 있다. 마지막으로, 청정개발체제(Clean Development Mechanism, CDM)에 의해 탄소배출권이 보상으로 제공되는 것에 대한 오류이다. 기존의 연구에서는 온실가스 배출량 감소로 인한 효용이 CDM을 통한 탄소배출권 제공으로 산정한 바 있다. 하지만, CDM은 개발도상국에 대한 선진국의 투자를 통해 실행되는 것으로 실질적인 이산화탄소 배출량 감소가 선진국 내에서 발생하는 것으로 간주하기 어렵다. 즉, 에너지자립섬 사업을 국내에 추진할 경우, CDM을 통한 탄소배출권을 근거로 편익을 산정한다면 사업이 시행되는 범위의 문제로 인하여 온실가스 감축에 따른 효용 증가를 합리적

으로 산정하는 것에 대해 어려움을 지닌다. 따라서 이번 연구에서는 위와 같은 한계점을 극복하기 위해 발전원별 배출계수와 국내 배출권 가격을 이용하여 이산화탄소의 외부비용 추정을 활용하고자 한다.

에너지자립섬 구축을 위한 기초자료

사업지 정보 및 기후패턴

사업지는 전라남도 진도군 조도면 가사도리 가사도(위도: 34° 28' 42.26"N, 경도: 126° 02' 53.34"E) 지역을 대상지로 선정하였다. 대상지역은 다른 도서지역처럼 디젤 발전기를 통해 전력을 공급하였으나, 2014년 11월 국내 최초로 에너지관리시스템(Energy Management System) 기반의 에너지자립섬을 구축하였다. 그러나 자립섬 구축 이후에 정확하지 않은 타당성 평가로 인해 투자비용이 높게 산정되어 발전원이 과대설비되고, 신재생 발전량 비율이 낮게 나타나는 등의 문제점을 해결하고자 선정하였다. 가사도의 지역정보를 살펴보게 되면, 현재 가사도 지역의 인구는 2017년 1월 기준 267명이며, 186세대가 거주하는 것으로 파악되었다. 남해에 위치해 있는 섬이며 남해양성 기후를 띠고 있어 온도가 높고 따뜻하지만, 여름에는 이동성 저기압, 태풍, 장마의 영향으로 비가 많이 내린다는 특징을 가지고 있다.

기후정보는 HOMER에서 제공하는 NASA Surface meteorology and Solar Energy database(2017)의 일사량과 풍속 시계열 데이터를 활용하였다. 다만, 국내 기준자료인 KIRE(Korea Institute of Energy Research)의 신재생에너지 데이터센터는 대상지인 가사도 지역만의 일별 · 시간대별 최신자료를 확보하는데 한계가 있다. 먼저, 풍속 데이터를 살펴보면 Fig. 1과 같이 대상지역의 월별 평균풍속을 확인할 수 있다. 평균풍속은 6.07 m/s로 위치상 해안지역에 있어 내륙지역보다 빠른 풍속을 보이며, 풍력 발전원의 설치조건인 5.0 m/s보다 높은 수준을 기록하고 있다. 풍속이 가장 높은 달은 1, 2월이고, 반대로 풍속이 가장 낮은 달은 6, 7월달로 나타난 것으로 보아, 4계절 중 겨울철에 풍속이 높음을 확인할 수 있다. 그리고 태양광에너지의 일사량은 평균 4.01 MJ/m^{2}으로, 전국 평균 일사량인 3.09 MJ/m^{2}보다 큰 수치를 기록하고 있다. 가사도의 월별 평균 일사량은 4～5월인 봄철에 높은 수준을 나타내고 있어 하절기인 6～7월보다 일사량이 더 높다. 그 이유는 보통 통상적으로 하절기인 6～7월에는 태양의 고도가 높고, 일조시간이 길어 일사량이 높다고 생각되나 장마, 태풍 등의 기상악화 영향을 크게 받기 때문이다. 반대로, 월별 평균 일사량이 가장 낮은 시기는 12～1월인 겨울철로 나타났다.

전력수요 부하패턴

자립섬에 사용되는 신재생에너지 발전원은 전통적인 발전원과는 달리 시간 및 계절별에 따른 발전량이 상이하다. 따라서 신재생에너지 전원구성은 특정지역의 안정적인 전력공급을 위해서 대상지역의 전력수요 부하패턴을 분석하는 것이 반드시 필요하다. 본 장에서는 대상지인 가사도의 시간대별-계절별 전력수요 패턴에 대하여 파악하고자 한다. 단, 가사도 지역의 전력 부하패턴 자료는 2014년 11월의 자립섬 구축 이전의 자료인 2013년의 도서별 전력수급 실적현황 자료(KEPCO, 2013)를 사용하였다.

Fig. 2는 대상지역인 가사도의 계절별 전력 부하패턴을 나타낸 그래프이다. 먼저, 시간대별로 전력 소비패턴을 살펴보게 되면 오전 1～7시까지는 전력 소비량이 가장 낮은

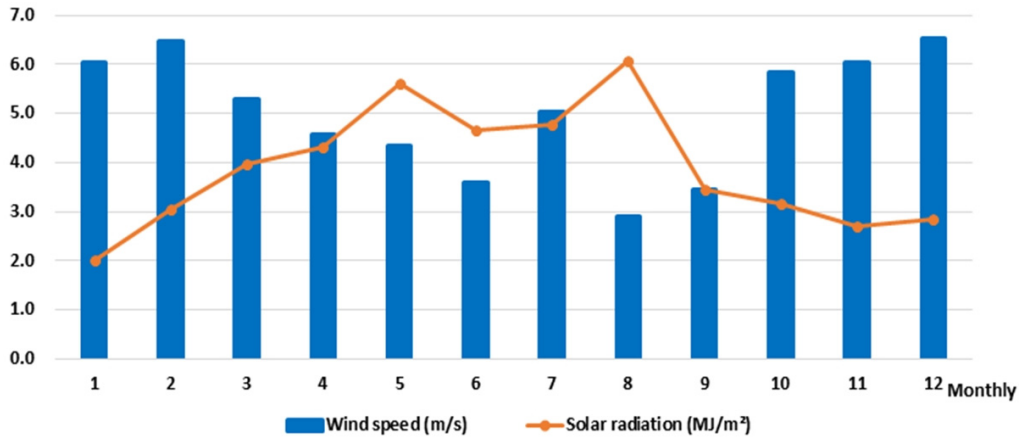

Fig. 1. Monthly average wind speed and solar radiation in the target area in 2017.

수치를 기록하고 있으며, 상대적으로 오후 17~23시에는 높은 소비패턴를 보이고 있다. 이는 오전시간에 비해 오후 17시 이후에는 귀가시간으로 가정에서의 전력사용이 많으며, 도서지역 특성상 어업을 생계로 하기 때문에 늦은 저녁시간에 소비량이 높은 것을 원인으로 추정할 수 있다. 그 다음으로 계절별에 따른 전력 소비패턴은 여름철의 경우, 높은 온도와 긴 일조시간으로 인해 오전 7시부터 오후 17시인 일몰시간까지 소비패턴이 꾸준히 증가하며, 다른 계절에 비해 높은 수준을 기록하고 있다. 그리고 4계절 중 전력사용 편차가 가장 높게 나타나는데 이는 에너지 소비특성의 차이가 계절별로 존재하고 있음을 의미한다. 반면에, 겨울철의 경우 낮은 온도와 짧은 일조시간으로 인해 17시 이후 전력 소비패턴이 급격히 증가하는 것을 확인할 수 있다. 이는 난방에 따른 전력수요 증가, 다양한 에너지원을 사용가능한 도심지역과는 달리 디젤 중심의 발전시스템에 의존하는 등의 이유로 전력사용 편차가 크게 나타나는 것으로 볼 수 있다. 따라서 최적의 전원구성을 위해서는 도서지역만의 전력 소비패턴을 분석하여 활용하는 것이 반드시 필요하다.

발전기 제품사양

대상지역을 고려한 최적화된 전원구성을 위해서는 각 발전원의 제품사양과 그 외 입력변수에 대해서 반드시 고려해야 한다. 전원구성을 위해 발전원별의 단위용량당 비용은 Table 2와 같이 정리하였으며, 해당 자료는 EIA(U.S. Energy Information Administration) 2016년 자료를 참고하여 제품사양을 반영하였다. EIA(2016) 자료에서는 NEMS (National Energy Model System)기반의 EMM(Electric Market Module) 기술을 적용한 미국의 22개 지역을 기준으로 발전기간 동안 발생하는 모든 자본비용을 산정하였다. 사용목적에 따라 초기투자비용과 운영관리비용을 산정하여 나타내고 있지만, 발전원의 수명기간과 교체비용에 대해서는 따로 제시하고 있지 않다. 그리고 국내에서는 세부적으로 적용가능한 실험 및 평가가 이루어졌다고 보기 힘들기 때문에, 본 자료를 토대로 직접 반영하여 것은 전반적인 자본비용을 파악하는데 한계가 있다. 그 이유는 제조사별로 발전원의 종류와 재료가 다르고, 지형에 따른 설치환경조건도 다르기 때문에 만약, 정확히 이러한 지역적 요인을 고려하지 않을 경우 발전설비의 용량과 총 투자비용을 과소 추정하는 문제가 발생할 수 있다. 따라서 EIA(2016) 자료를 기반으로 가사도의 발전원을 설치한다고 가정하여 초기투자비용과 교체비용 그리고 운영관리비용에 가중치를 적용하여 비용을 산정하였다. 디젤 발전원과 컨버터는 국내의 KIER(2011), MKE(2010, 2015) 자료를 토대로 자본비용을 적용하였다.

먼저, 태양광 발전원은 초기투자비용과 운영관리비용의 경우, EIA(2016)의 fixed 태양광 형태인 점과 KIER(2011)의 국내 태양광 발전설비 비용을 비교하여 직접 사용하였다. 교체비용의 경우, 단가 하락을 고려하여 초기투자비용인 2,671USD/kW에 80% 가중치인 2,137 USD/kW를 산정하였다. 두 번째로, 풍력 발전원은 초기투자비용의 경우 offshore형을 설치한다고 가정하여 EIA(2016)의 onshore형 풍력 발전원 초기투자비용에 2배를 가중하여 3,754USD/kW를 적용하였다. 교체비용과 운영관리비용의 경우, 태양광과 동일한 가중치를 적용하여 초기투자비용에 각각 80%, 2.5% 가중치를 적용한 3,003USD/kW, 93.85USD/kW를 사용하였다. 세 번째로, ESS의 경우에는 HOMER에서 제시하는 Generic Li-Ion 소재의 1kWh급 ESS로 설정하여 단위용량당 비용값을 사용하였다. 네 번째로, 컨버터는 KIER

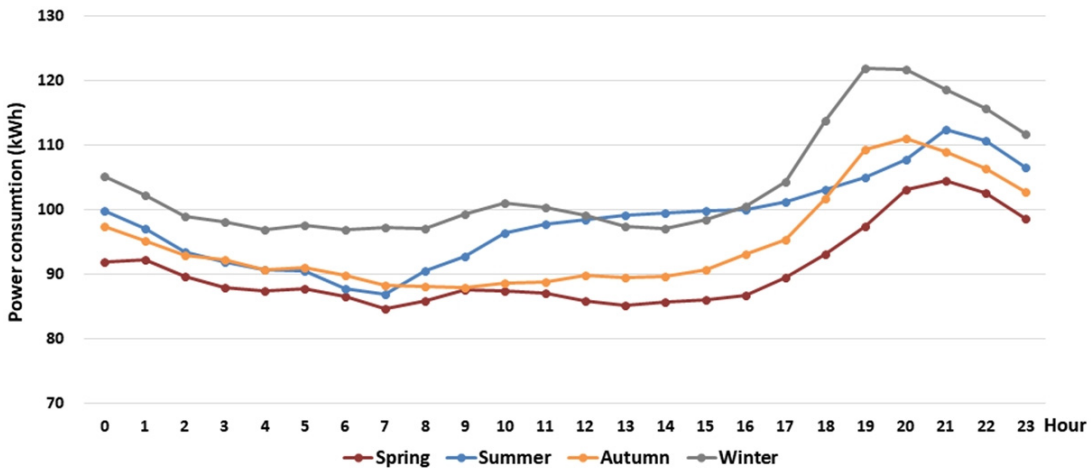

Fig. 2. Power usage patterns of seasonal trends in the target areas in 2013.

Table 2. Components cost of generator specification

Components	Initial cost (USD/kW)	Replacement cost (USD/kW)	Operating cost (USD/kW-year)	Lifetime	Source
PV (kW)	2,671	2,137	23.40	20	EIA (2016)
Wind (kW)	3,754	3,003	94.00	20	EIA (2016)
Battery (kWh)	600	600	10.00	15	HOMER Program
Converter (kW)	695	556	17.00	6.25	KIER (2011)
Diesel (kW)	1,345	1,076	0.1115 USD/hour	15,000 hour	MKE (2010,2015)

Table 3. Composition of scenario

Division	Contents
Case 1	Renewable Fraction 0% (diesel generator 100%)
Case 2	Renewable Fraction 27% (non constraint model)
Case 3	Renewable Fraction 70% (reflect currently operated model)
Case 4	Renewable Fraction 100% (diesel zero)

(2011)에서 제시하는 자본비용을 이용하였다. 마지막으로, 디젤 발전원은 MKE(2010, 2015)을 기준으로 도서지역의 신규투자용량 대비 투자비용 및 운영관리비용을 산정하였으며, 교체비용은 신재생 발전원과 동일한 가중치 80%를 적용하여 1,076USD/kW를 사용하였다(Baek and Kim, 2016).

에너지자립섬 최적화 모형설계

에너지자립섬 구축 시스템 개요

본 연구는 가사도 지역을 대상으로 한 자립섬 모형을 태양광-풍력-디젤 발전원과 ESS가 연계된 전원구성으로 선정하였다. 전원구성은 기존의 구축된 가사도 자립섬 모형을 참고하여 발전원을 동일하게 구성하였다. 다만, 각 발전원의 용량산정은 기존의 모형과는 다르게 하여 시나리오별로 기존 운영 대비 경제성 및 전력수요의 신재생 발전비율에 맞춰 최적의 에너지자립섬 발전시스템을 구축하였다.

신재생 발전원만으로 전원구성을 설계하는 것은 전력수급 관리에 있어서 한계점을 지닌다. 그 이유는 풍력 발전원의 경우, 불규칙적인 풍속과 풍향에 따라 위치상 제약을 받고, 태양광 발전원의 경우, 한정적인 일조시간에 따라 시간적 제약을 받기 때문이다. 따라서 해결방안으로는 신재생 발전원과 함께 ESS가 연계된 발전시스템을 구축한다면, 안정적이고 효율적인 에너지 수급관리가 가능하다. ESS의 큰 장점으로는 신재생 발전원을 통해 생산된 전력을 저장한 후, 원하는 시간대에 사용가능하여 보다 더 전력을 효율적으로 관리하는데 보조역할을 한다. 즉, ESS를 통합시킨 태양광과 풍력 발전시스템은 수요 이외의 초과되는 전력은 ESS에 충전하고, 필요한 경우 다시 방전하여 전력을 저장 및 관리하게 된다. 이는 일정하지 않은 신재생 발전원의 전력생산 문제를 해결하고 효율적인 에너지 사용이 가능하게 될 뿐만 아니라 전력수급에 있어 최적화된 전원구성이라고 볼 수 있다. 만약, 신재생 발전원 100% 이용시에는 막대한 초기비용 투자와 불규칙적인 초과 전력생산으로 인해 ESS 과대 용량설치 또는 남는 잉여전력 처리불가로 전력손실이 발생한다는 문제점이 생긴다. 그러므로 비상용으로 디젤 발전원을 구성하는 것도 적절한 대안책이라고 볼 수 있다. 따라서 각 발전원의 장점을 토대로 전러남도 진도군 가사도 지역의 신재생에너지 발전원의 한계점을 보완하고자 태양광-풍력-디젤-ESS가 연계된 전원구성을 구축한다면, 전력수요 이외의 초과 전력생산 또는 전력손실을 최소화할 수 있는 최적의 전원구성이라고 기대한다.

본 연구에서는 전원구성 최적화 시뮬레이션을 위해 다음의 Table 3과 같이 시나리오를 설정하였다. 구성방안은 기존의 운영중인 자립섬 모형을 재평가하는 것과 동시에 경제성 평가 및 외부비용 추정을 고려하였을 때, 가장 적합한 최적의 전원구성을 비교·분석하고자 한다. 먼저, Case 1은 기존의 자립섬 구축 이전의 디젤발전 중심의 운영에 해당하는 경우이고, Case 2는 HOMER 내에서 자립섬 사업 프로젝트의 신재생과 디젤 발전원이 제약조건없이 결과 도출하였을때의 경우에 해당한다. 그리고 Case 3은 현재 운영되는 가사도의 발전시스템 목표인 Renewable Fraction을

70%로 설정하였다. 마지막으로 Case 4는 도서지역 100% 신재생발전을 통한 디젤 제로화 목표로 설정하였을 경우에 해당된다.

에너지자립섬 구축 모형설계

최적의 자립섬 모형설계는 대상지역의 기후 및 전력패턴을 고려하여 최소의 투자비용으로 전력수요를 충족가능한 발전시스템을 구성해야 한다. 여기서, 투자비용은 구성된 전원구성의 수명기간 전제하에 투자되는 모든 비용을 의미한다. 경제성 평가를 위해서는 앞서, 발전원의 제품사양에서 언급한 초기투자비용, 교체비용, 운영 및 관리비용, 수명기간 등을 토대로 COE와 NPC를 계산하게 된다. 먼저, NPC는 설정된 프로젝트 기간 동안 발전시스템의 투자비용, 발전원의 교체비용, 운영 및 관리비용에 할인율을 적용하여 미래의 현금흐름을 현재 가치화한 것을 의미한다. 계산식은 식 (1)과 같으며, 이 값이 가장 최소화되는 발전시스템을 선정하게 된다. 즉, 최적의 발전시스템 결과를 얻기 위해서는 구성된 전원구성의 수명기간과 투자비용을 감안하여 NPC 기준 가장 낮은 발전시스템을 선정하게 된다.

$$Min(NPC_t) = Min\sum_{i=1}^{n}\frac{K_{t+i}+RP_{t+i}+OM_{t+i}}{(1+r)^i} \quad (1)$$

r : 이자율(%)
K_{t+i} : $t+i$년도의 초기투자비용
RP_{t+i} : $t+i$년도의 교체비용
OM_{t+i} : $t+i$년도의 운영 및 관리비용

그리고 COE는 설비와 운영관리에 필요한 총 비용을 현재화 비용과 연간 총 전력부하 제공량을 이용하여 kWh당 전력을 생산하는데 드는 비용을 구한 값으로, 식 (2)와 같이 계산 가능하다. 이는 각 발전시스템의 발전단가를 비교하는데 기준이 되는 비용으로 사용된다. 따라서 경제성 평가 시 COE와 NPC를 기준으로 값이 작을수록 전원구성에 있어 최적화된 자립섬 모형이라고 볼 수 있다.

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} = \frac{CRF(r,R_{proj})\times C_{total,NPC}}{E_{served}} \quad (2)$$

$C_{ann.tot}$: 발전시스템의 연간 총 비용(USD/year)
E_{served} : 총 전력부하 제공량(kWh/year)
$CRF(r,R_{project})$: 자본회수율
R_{proj} : 프로젝트 기간(year)

본 연구에서 자립섬 모형을 선정하기 위한 식은 크게 3가지 목적함수식으로 나타내었다. 함수식은 각 발전원의 계산식을 토대로 나타낸 전원구성의 총 전력량과 총 순 현재비용 그리고 CO_2 배출에 따른 외부비용 추정으로 구분하였다. 첫째, 총 전력량은 식 (3)으로, 모든 발전원의 전력량을 합산한 값이 대상지역의 전력수요량보다 크거나 같아야 한다.

$$P_{total} = P_{PV}+P_{Wind}+P_{diesel,back}+P_{bat,discharge} \geq P_{load\,demand} \quad (3)$$

P_{total} : 총 전력량(kW)
$P_{load\,demand}$: 전력수요량(kW)
$P_{bat,discharge}$: ESS에서 방전되는 전력량(kW)

다만, 가장 최적의 전원구성을 도출하기 위해서는 식 (3)을 만족하고자 반드시 제약조건이 성립하도록 하였다. 제약조건 1)과 2)는 태양광과 풍력 발전량의 경우, 전력생산에 있어서 수요량을 충족할 수 있는 최적의 발전량을 산정하도록 하였다. 제약조건 3)은 디젤 발전원의 경우, 비상용 발전원으로써, ESS에 저장된 전력을 모두 사용한 이후 부족한 전력에 대해서 생산하도록 발전량을 설정하였다. 제약조건 4)는 ESS가 최소 20%에서 100%의 전력량 방전비율을 맞춰 운영되도록 설정하였다.

제약조건
1) $P_{PV} = Optimal\ PV\,power$
$0 \leq P_{PV} < P_{PV}^{Max}$
2) $P_{Wind} = Optimal\ Wind\,power$
$0 \leq P_{Wind} < P_{Wind}^{Max}$
3) $P_{diesel,back} = Minmimum\ diesel\ power$
$0 \leq P_{bat,discharge}^{Max} < P_{diesel,back}$
4) $S_{op} = Operating\ of\ P_{bat,discharge}$
$20\% \leq S_{op} \leq 100\%$

둘째로, 가장 최소화된 총 순 현재비용은 식 (4)와 같으며, 이는 모든 발전원의 자본비용을 합산한 값이 가장 최소화된 비용의 전원구성을 선정하게 된다. 따라서 최적화 시뮬레이션을 통해 2가지 함수식인 식 (3)과 (4)를 동시에 만족해야 적합한 전원구성이라고 볼 수 있다.

$$Min(C) \quad (4)$$

$C_{total,NPC}$: 총 순 현재비용
$C_{generator,NPC}$: 각 발전원별의 순 현재비용

셋째로, CO_2 배출에 따른 외부비용 추정은 CO_2의 배출계수, 배출권 거래가격과 각 발전원의 발전량을 필요로 한다. 배출계수는 발전원의 발전 1 kWh당 CO_2 배출량 ton단위로써, KEEI(2012)를 참고하여 디젤의 경우 5.35×10^{-4} tCO_2/kWh, 태양광의 경우 2.67×10^{-5} tCO_2/kWh, 풍력의 경우 육상풍력인 9.98×10^{-6} tCO_2/kWh를 사용하였다. 배출권 가격은 이전의 KEEI(2015)에서 미국과 영국의 사례를 바탕으로 한국의 CO_2 배출권 가격을 도출한 바 있다. 여기서, 배출권 가격은 2014년의 평균환율 1,400.81원/USD과 2.5%~3.0%의 사회적 할인율을 적용하여 23.73~35.71USD/tCO_2으로 도출하였다. 하지만, 한국과 미국의 경제적 수준을 비교하였을 때, 23.73USD/tCO_2가 타당한 수준임을 제시하였다. 따라서 CO_2 배출에 따른 외부비용 추정은 위의 CO_2 배출계수와 배출권 가격을 사용하여 식(5)와 같이 계산가능하다. 발전시스템의 외부비용을 추정한 후 각 발전원 또는 전체 전원구성을 기준으로 비교하여, 최종적으로 CO_2 배출저감에 따른 외부비용 절감효과에 대해서 비교·분석이 가능하다.

$$C_{soicalcost} = P_{select} \times C_{amount} \times C_{price} \quad (5)$$

$C_{soicalcost}$: CO_2의 배출에 따른 외부비용(USD/year)
P_{select} : 해당 발전원의 발전량(kWh/year)
C_{amount} : CO_2 배출계수(tCO_2/kWh)
C_{price} : CO_2 배출권 가격(USD/tCO_2)

결과분석

본 연구는 전라남도 진도군 가사도를 대상지역으로 하여 태양광, 풍력 그리고 디젤 발전원과 함께 ESS가 연계된 하이브리드 복합 발전시스템을 구축하는 것을 목표로 진행하였다. 구축을 위한 발전시스템 제약조건은 사회적 할인율 4.5%[2], 신재생 발전원의 수명과 Engineering life을 고려하여 사업 프로젝트 기간 20년, 디젤 발전원 연료가격 0.770USD/L[3], Renewable Fraction은 가정된 시나리오에 맞춰 설정하였다. 결과분석은 경제성 및 타당성 분석, 외부비용 분석 그리고 민감도 분석을 실시하여 최종적으로 경제성 및 환경성을 모두 고려한 가사도 지역의 적합한 에너지자립섬 모형을 선정하였다. 먼저, 경제성 및 타당성 분석은 COE, NPC, 프로젝트 총 운영예산, 각 발전원별 프로파일 등 다양한 분석기준을 토대로 발전시스템을 비교하였다. 그리고 신재생에너지와 디젤 발전시스템을 구분하여 CO_2 배출저감에 따른 외부비용 추정에 대해 비교하였다. 마지막으로 민감도 분석은 자립섬 전원구성 결과에 잠재적인 영향을 미칠 것으로 예상되는 연료가격, 배터리의 시장가격 그리고 대상지역의 전력수요 3가지 매개변수로 구분하여 비교·분석하였다.

발전시스템 비교분석

Figs. 3과 4는 임의의 특정기간을 기준으로 하여 Case 3과 Case 4의 발전원별 전력 프로파일을 나타낸 그래프이다. 여기서, 특정기간은 분석결과에 따라 발전량이 가장 높은 8월 중 시간대별 평균 전력량이 높은 날짜인 14일~17일을 선정[4]하였다. 이때 신재생 발전원의 전력수요 패턴을 확인하기 위한 방법으로, 디젤 발전원과 ESS의 유무에 따른 효과도 함께 비교하였다. 비교·분석은 두 시나리오의 발전원별 전력 프로파일 중 신재생과 디젤 발전원의 전력 프로파일 비교, 그리고 신재생과 ESS의 전력 프로파일 비교 순으로 해석하였다.

먼저, 각 발전원은 시간대별로 태양광, 풍력인 신재생 발전원과 디젤 발전원이 서로 상호 보완적인 관계로 운영되는 것을 확인할 수 있다. 오후시간 동안에는 태양에너지가 풍부하여 태양광 발전원이 주로 전력을 공급하고, 풍력에너지가 상대적으로 낮기 때문에 풍력 발전원은 전력 공급량이 적다. 그러나 저녁시간 동안의 태양광은 태양에너지가 없으므로 전력생산을 하지 않으나 풍력에너지는 오후시간과 비교하였을 때, 상대적으로 풍부하기 때문에 풍력 발전원의 전력 공급량이 높아진다. 결국, 전체적인 발전원별의 전력 프로파일은 신재생 발전원이 전력을 생산하는 동안에는 디젤 발전원의 운영을 중단하고, 신재생 발전원의 운영이 적은 시간에는 디젤 발전원이 가동되어 전력공급을 실시하는 것을 볼 수 있다. 그 다음으로는 신재생 중 태양광 발전원과 ESS는 동일한 전력 프로파일 패턴양상을 나타냄을 확인할 수 있다. 태양광 발전량이 높아지는 경우에는 ESS가 공급되는 전력외의 잉여전력을 충전하는 형태로써 ESS의 충전효율이 상승하는 모습을 보인다. 반대로, 태양

2) 기획재정부의 "예비타당성 조사" 제도 개편 보도자료에서 지난 10년간 시장금리 및 경제성장률 하락추세 등을 종합적으로 고려한 결과, 사회적 할인율이 5.5% → 4.5%로 하향조정된 점을 감안하여 적용하였다.(MOSF, 2017)

3) 한국전력 도서전력팀의 "도서별 연료소비 실적" 보고서에서 전체 도서지역의 평균 연료가격인 863.17원/L를 2013부터 2015년까지의 기준 평균 달러환율인 1,109.06원/USD로 환산한 0.770USD/L를 적용하였다.(KEPCO, 2015)

4) 본 연구에서는 부하 패턴과 비용을 중심으로 최적화를 진행하였는데, 8월 중순은 냉방용 수요가 매우 높은 시기로 태양광과 같이 출력 시간과 최대 수요가 어느 정도 일치하는 발전원의 경제성이 평소보다 좋게 나타날 수 있다. 이에 대한 검증은 후속 연구 주제로 남겨둔다.

광 발전량이 낮아지는 경우에는 ESS가 부족한 전력을 보급하기 위해 방전하는 모습으로, ESS의 방전효율이 높아짐에 따라 하강하는 모습을 보이고 있다. 이는 신재생 발전원의 단점인 간헐적인 특성을 보완하고자 ESS를 활용하여 안정적이고 효율적인 전력수급을 운영·관리하고 있다는 것을 확인할 수 있다. 다만, Case 3는 Case 4와 비교하였을 때, 신재생 발전원과 ESS의 충방전 격차가 매우 크다. 그 이유는 Case 4가 신재생 발전량이 매우 높기 때문에 상대적으로 ESS를 통한 전력수급이 적기 때문이다. 하지만 Case 4는 총 부하량에 비해 과도한 전력생산으로, ESS 허용치를 넘어서 버려지는 전력량이 Case 3에 비해 2배 이상 증가하였다.

최종적으로, 위의 비교분석을 전제로 Case 3과 Case 4를 구분하여 비교할 수 있다. 차이점은 ESS의 충방전 효율 차이와 디젤 발전원의 전원구성 유무, 신재생 발전원의 과대한 발전량으로 구분할 수 있다. Case 3은 효율적인 전력수급을 위한 ESS와 비상용 발전의 디젤 발전원을 함께 구성하여 신재생 발전원의 불규칙한 전력생산을 해결 가능하다고 보여주었다. 따라서 Case 3은 자립섬 모형으로써 총 발전량 대비 전력 운영·관리가 효율적이기 때문에 Case 4보다 적합한 전원구성이라고 볼 수 있다.

경제성 평가

각 시나리오에 따른 경제성 평가 결과는 Table 4와 같다. 먼저, 기존 운영의 경우KEPCO(2014) 보도자료와ED(2015)를 참고하여 실제 사업 프로젝트를 위해 투입된 투자비용 자료를 토대로, 달러[5]로 환산하여 운영관리비용은 약 330,062 USD, 초기투자비용은 약 8,134,394 USD정도로 산정하였다. 발전단가는 KEPCO(2013)를 참고하여 운영관리비용 대비 연간 발전량인 891,003kWh를 이용하여 구한 결과, 0.556USD/kWh 정도로 산정되었다. 다만, 운영관리비용을 산정하는데 있어서 보도자료를 해석하여 사용했기 때문에 정확한 비용을 추정하는데 있어 한계점이 발생한 것으로 보인다.

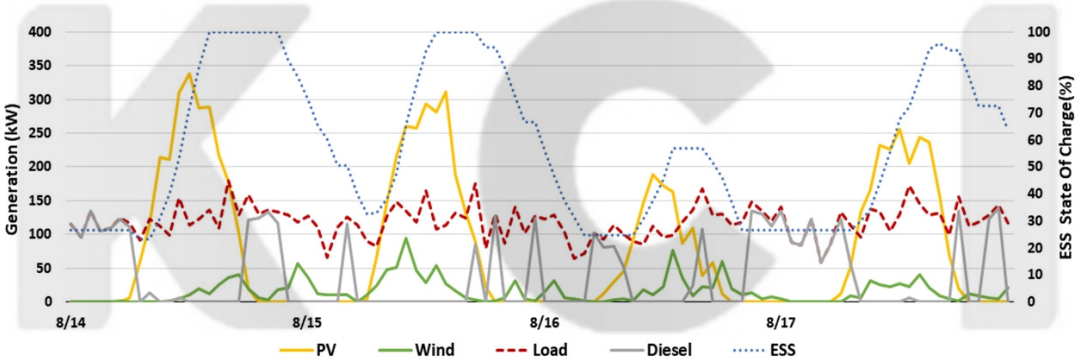

Fig. 3. Generation profile of generator by case 3

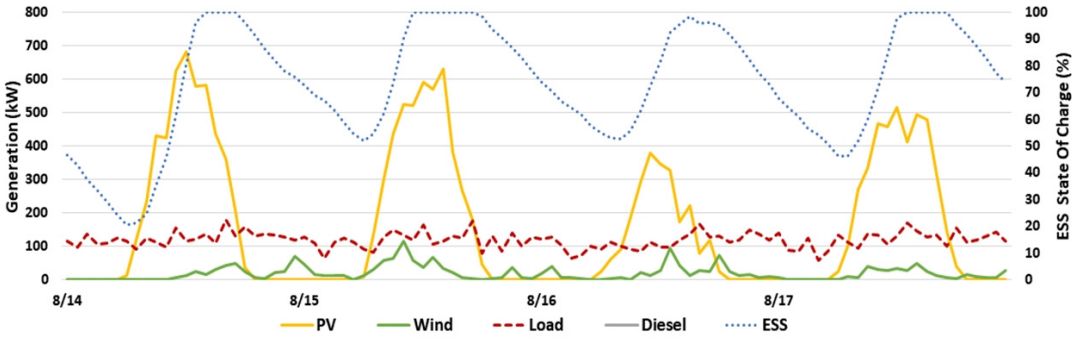

Fig. 4. Generation profile of generator by case 4

5) 달러환율은 2013년부터 2017년까지의 평균 달러환율인 1,121원/USD을 고정으로 환율을 설정하였다.

Table 4. Economic evaluation result by scenario

Scenario	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	Operating cost (USD)	Initial cost (USD)	Renewable Fraction (%)
Existing operations	0.556	-	330,062	8,134,394	60~70
Case 1	0.475	5,206,126	327,605	336,250	0
Case 2	0.436	4,776,076	332,627	1,394,600	27.7
Case 3	0.462	5,060,105	620,872	2,847,028	70.1
Case 4	0.596	6,289,063	916,998	4,811,180	100.0

Table 5. External cost of carbon dioxide emissions in case 3

Components	Generation (kWh/year)	Emission factor (tCO_2/kWh)	Emission price (USD/tCO_2)	Emission cost (USD/year)
PV	530,682	2.67×10^{-5}	23.73	337
Wind	252,049	9.98×10^{-6}	23.73	60
Diesel	219,634	5.35×10^{-4}	23.73	2,789
Total	1,002,554	-	-	3,185

Table 6. External cost of carbon dioxide emissions in case 1

Components	Generation (kWh/year)	Emission factor (tCO_2/kWh)	Emission price (USD/tCO_2)	Emission cost (USD/year)
Diesel	842,420	5.35×10^{-4}	23.73	10,696
Total	842,420	-	-	10,696

시나리오별 발전단가를 보면, 디젤발전만 100% 운영하는 발전시스템의 시나리오인 Case 1은 COE가 0.475USD/kWh, NPC는 5,206,126USD로 결과가 나타났다. 그리고 비제약조건으로 한 결과, Renewable Fraction이 약 27%의 시나리오인 Case 2는 COE와 NPC가 각각 0.436USD/kWh, 4,776,076USD로 가장 낮게 나타났으며, Renewable Fraction이 100%의 시나리오인 Case 4는 0.596USD/kWh, 6,289,063USD로 COE와 NPC가 가장 높게 나타났다. Case 3은 가사도 지역에서 현재 운영중인 발전시스템의 조건을 반영한 시나리오로써 COE는 0.462USD/kWh, NPC는 5,060,105USD로 산정되었다. 따라서 COE와 NPC 기준으로 Renewable Fraction도 같이 고려하였을 때, Case 3은 대상지역인 가사도 지역의 가장 적합한 자립섬 발전시스템 모형이라고 볼 수 있다. 그 이유는 디젤발전만 운영하는 경우에는 자립섬 목적에 부합하지 않고, 신재생발전만 운영하는 경우에는 비용이 매우 크게 산정되기 때문에, 여러 조건을 고려한 결과로 Renewable Fraction 대비 발전단가가 가장 저렴한 Case 3이 가장 적합하다고 판단된다.

외부비용 평가

외부비용 추정은 온실가스 중 CO_2의 배출을 기준으로, 각 발전원의 발전량과 CO_2 배출계수 그리고 배출권 가격을 이용하여 계산하였다. 외부비용 추정결과는 가장 적합한 발전시스템으로 선정한 Case 3과 디젤 100% 운영 발전시스템인 Case 1를 비교·분석하였다. 이는 디젤 발전원의 유무에 의한 CO_2의 배출저감에 따른 외부비용 절감효과를 확인하기 위해서이다. 먼저, Table 5는 Case 3의 외부비용을 추정한 결과로, 각 발전원의 CO_2 배출량에 따른 비용은 다음과 같다. 태양광은 377USD/year 비용이 산정되었고, 풍력은 60USD/year 그리고 디젤 발전원은 2,789USD/year로 나타나 Case 3의 총 외부비용은 3,185USD/year로 나타났다. 이는 신재생 발전원의 발전량이 높음에도 불구하고, 디젤 발전원의 배출계수 자체가 높기 때문에 외부비용이 높게 산정되는 것을 알 수 있다. 그 다음으로 Table 6은 디젤만 운영하는 Case 1의 외부비용을 추정한 결과로, 디젤 발전원은 10,696USD/year으로 산정되었다. 따라서 두 시나리오를 비교해보면, CO_2 배출저감에 따른 외부비용 추정

Table 7. Sensitivity analysis based on fuel price–electricity demand (fixed fuel price & electricity demand)

Fuel price (USD/L)	Electricity demand (kWh/day)	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	PV Capaticy (kW)	Renewable Fraction (%)
0.770	**2,308**	0.481	5,269,218	416	70.4
0.770	**2,423**	0.475	5,467,908	435	70.0
0.770	**2,545**	0.464	5,671,170	458	70.2
0.770	**2,672**	0.464	5,889,869	480	70.1
0.770	**2,805**	0.459	6,118,618	484	70.0
0.770	2,308	0.481	5,269,218	416	70.4
0.847	2,308	0.489	5,356,783	437	71.0
0.932	2,308	0.520	5,693,504	517	81.8
1.025	2,308	0.526	5,758,922	527	82.2
1.127	2,308	0.532	5,829,428	525	82.2

Table 8. Sensitivity analysis based on battery price–electricity demand (fixed battery price & electricity demand)

Battery price (USD)	Electricity demand (kWh/day)	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	PV Capaticy (kW)	Renewable Fraction (%)
600	**2,308**	0.481	5,269,218	416	70.4
600	**2,423**	0.475	5,467,908	435	70.0
600	**2,545**	0.464	5,671,170	458	70.2
600	**2,672**	0.464	5,889,869	480	70.1
600	**2,805**	0.459	6,118,618	484	70.0
600	2,308	0.481	5,269,218	416	70.4
660	2,308	0.487	5,341,434	407	70.1
726	2,308	0.495	5,419,831	426	70.3
798	2,308	0.502	5,500,866	398	70.7
878	2,308	0.509	5,580,822	413	70.1

으로는 Case 1인 10,696USD/year에서 Case 3인 3,185 USD/year를 차감한 7,511USD/year 정도의 비용 절감효과를 확인할 수 있다.

민감도 분석

매개변수는 경제성 평가분석에서의 주요변수로, 불확실한 여건 변동이 분석결과에 어떠한 영향을 미치는가를 비교하고자 민감도 분석을 실시하였다. 매개변수는 분석을 위해 크게 시장/경제요소, 대상지역의 특성요소로 나누었으며, 해당되는 요소별로 변수들의 성격에 맞게 구분하였다. 시장/경제요소는 디젤 연료가격과 배터리의 시장가격을 고려하여 가격의 변동에 따른 최적의 발전시스템 조합이 어떻게 변화되는지 비교하였다. 디젤 연료가격은 0.770 USD/원을 기준으로 하고, 배터리가격은 제품사양 600USD를 기준으로 하여 10%씩 증가·감소한다는 가정 하에 구성하였다. 그리고 대상지역의 특성요소는 가사도의 일일 평균 부하량인 2,308 kWh/day을 기준으로 하여 5%씩 증가·감소한다고 가정한 다음에 동일하게 구성하였다. 민감도 분석은 시장/경제요소와 대상지역의 특성요소 2가지를 같이 고려하여 연료가격-전력수요 또는 배터리가격-전력수요의 분석결과를 비교하여 설명하였다. 단, 비용최소화 목적을 기준으로 하여 전원구성을 순서대로 선별하였다.

첫 번째로, Table 7은 디젤 연료가격이 0.770USD/L 기준으로 10%씩 증가하거나 전력수요가 2,308 kWh/day 기준으로 5%씩 증가한 결과를 나타낸 표이다. 먼저 연료가격을 고정하였을 경우, 발전단가는 0.481USD/kWh에서 0.459 USD/kWh로 약 4%정도 감소하였으나 순 현재비용은 5,269,218USD에서 6,118,618USD로 약 16% 증가하는 결

과가 나타났다. 이는 대상지역의 필요한 전력수요량이 증가함에 따라 태양광과 ESS의 설비용량을 증가시킴으로 발전단가는 점점 낮아지는 경향을 보여주었다. 순 현재비용은 발전단가와 같은 이유로 태양광 발전원과 ESS의 설비용량 증가함에 따라 결과는 반대로 점점 높아지는 경향을 나타내고 있다. 그리고 전력수요를 고정하였을 경우, 발전단가는 0.481USD/kWh에서 0.532USD/kWh까지 증가하였고, 순 현재비용은 5,269,218USD에서 5,829,428USD로 증가하였다. 발전단가와 순현재비용은 모두 약 10%씩 같은 비율로 증가하였다. 이유는 연료가격 상승으로 디젤발전을 대신하여 신재생 발전원과 ESS의 설비용량이 일정한 비율로 동일하게 증가하였다고 볼 수 있다.

두 번째로, Table 8은 배터리가격이 600USD를 기준으로 10%씩 증가하거나 전력수요가 2,308 kWh/day 기준으로 5%씩 증가한 결과를 나타낸 것이다. 배터리가격이 고정시켰을 경우, 위의 연료가격을 고정한 상태에서의 연료가격-전력수요 기준 민감도 분석결과와 동일하게 발전단가는 약 4% 감소하였으나 순 현재비용은 약 16% 증가하는 결과가 나타났다. 그리고 전력수요를 고정하였을 경우, 발전단가는 0.481USD/kWh에서 0.509USD/kWh까지 증가하였고, 순 현재비용은 5,269,218 USD에서 5,580,822 USD로 증가하였다. 배터리가격 상승에 따른 발전단가와 순현재비용 모두 약 5%씩 같은 비율로 증가한 것으로 나타났다.

결 론

본 연구는 대상지인 전라남도 진도군 가사도 지역에 최적의 에너지자립섬 모형설계와 새로운 평가체계 구축을 목표로 하여 태양광, 풍력, 디젤 발전원을 운영함과 동시에 ESS가 연계된 하이브리드 복합 발전시스템을 구성하였다. 하이브리드 복합 발전시스템은 디젤발전의 중심에서 벗어나 신재생 에너지원을 통한 전력생산방식 다양화, 무한한 에너지원 공급과 온실가스 배출저감 등의 장점을 가지고 있다. 그리고 ESS를 통해 안정적이고 효율적인 전력수급 운영이 가능하다는 장점도 있다. 연구진행은 가사도의 지역정보, 기후 및 부하패턴 정보 그리고 제약조건을 모두 고려하여 시뮬레이션 분석 후, 에너지자립섬 모형을 설계한 다음에 경제성 평가, 외부비용 평가, 민감도 분석을 실시하였다. 최종적으로 경제성 및 환경성을 모두 고려한 가사도 지역의 적합한 최적의 발전시스템을 선정하였다. 특히, 환경적인 효과에 대한 평가는 온실가스 중 이산화탄소 배출량에 따른 외부비용을 산정하여 계산한 후 비교하였다. 에너지자립섬 구축을 위한 발전시스템 제약조건은 할인율 4.5%, 사업 프로젝트 기간 20년, 디젤 발전원 연료가격 0.770USD/L으로 설정하였으며, Renewable Fraction은 각 0%, 27%, 70%, 100%로 가정하여 시나리오 설정하였다.

연구결과는 평가방법을 크게 3가지로 나누어 정리하였다. 첫 번째로, 경제성 평가는 Case 3의 경우 가사도 지역의 발전시스템 목표조건을 반영한 시나리오로써 0.462USD/kWh의 발전단가를 나타내었다. Case 2는 0.436USD/kWh로 가장 낮은 발전단가를 기록하였다. 그러나 연구목표는 Renewable Fraction 대비 발전단가가 가장 저렴한 발전시스템을 선정하는 것으로, 디젤발전 운영중심은 자립섬 목적에 부합하지 않고, 신재생발전 운영중심의 경우에는 비용이 매우 크게 산정되므로 Case 3이 가장 적합하다고 볼 수 있다. 두 번째로, 이산화탄소 배출량 감축에 따른 외부비용 추정결과는 Case 3의 경우 외부비용이 3,185USD/year로 나타났고, Case 1의 경우 외부비용이 10,696USD/year로 나타났다. 최종적으로 CO_2 배출저감에 따른 외부비용 추정은 7,511 USD/year정도의 비용효과를 예상하였다. 마지막으로, 민감도 분석은 경제성 분석의 주요변수로써 시장/경제요소인 연료가격, 배터리의 시장가격 그리고 대상지역의 특성요소인 전력수요를 선정하여 분석하였다. 분석결과로, 먼저 각 변수별로 비교하였을 때, 연료가격과 배터리가격은 10%씩 증가에 따라 발전단가가 증가하는 경향을 나타냈지만, 반대로 전력수요 5%씩 증가함에 따라 발전단가는 감소하는 경향을 나타냈다. 그리고 연료가격과 배터리가격을 비교하면 각각 발전단가가 10%, 5%씩 증가하는 것으로 보아, 연료가격이 배터리가격보다 발전단가에 더 큰 영향을 미치는 것을 확인하였다.

본 연구는 기존의 연구와는 다르게 대상지의 정확한 기초자료 분석을 토대로 모형설계와 이산화탄소의 외부비용 추정을 고려함과 동시에 새로운 평가체계를 구축하였다. 그리고 기존의 구축된 자립섬 모형을 재평가하여 자립형 연구 및 실증사업 계획 시 간과되기 쉬운 문제점에 대해서 지적하였다. 본 연구의 결과는, 대규모 도서 및 마을지역을 대상으로 한 연구나 경제성 및 환경성을 모두 고려한 최적의 발전시스템 구축을 목표로 하여 사업 프로젝트의 에너지자립형 모델설계 및 방법론 연구에 활용될 수 있을 것으로 기대된다.

추가적인 연구 과제로 보다 더 정확한 에너지자립형 사업 분석을 위해 다음의 사항에 대해서 검토할 필요가 있다. 먼저, 분석을 위한 기초자료인 대상지역의 사업지 조건과 기후 및 전력수요 패턴에 대해서 고려해야 한다. 환경측면의 파급효과는 온실가스인 이산화탄소 배출저감에 따른 외부비용 추정뿐만 아니라 RPS제도에 의한 REC 가격과 신재생 발전원의 REC 가중치도 함께 고려해야 할 것이다. 또한, 신재생 발전원 및 ESS 설치부지는 부지비용 절감, 자연훼손 정도, 주민수용성 제고 등이 가능한 농경지역이나 폐광지역 활용한 방안에 대해서 고려해볼 수 있다. 마지막으

로 태양광과 풍력 등의 신재생 발전원 설치조건과 설치의 효율성 향상을 판단하기 위한 자료로 KIER에서 연구중인 신재생에너지의 잠재량 및 자원지도를 이용한다면 보다 적합한 발전원을 선정하는데 도움이 될 것이다.

References

Ahadi, A., Kang, S.K. and Lee, J.H., 2016. A novel approach for optimal combinations of wind, PV, and energy storage system in diesel-free isolated communities. *Applied Energy*, 170(1), 101-115.

Avril, S., Arnaud, G., Florentin, A. and Vinard, M., 2010. Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems. *Energy*, 35(12), 5300-5308.

Baek, M.H. and Kim, S.D., 2016. A Pre-feasibility Study on the Promotion of Hybrid Power System in Ulleung Island. *J. Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, 53(1), 36-43.

Cho, Y.T., Seok K.H. and Park, J.B., 2018. LCOE Assessment of Major Power Generation Technologies Reflecting Social Costs. *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 67(2), 179-185.

Editorial Department (ED), 2015. Korea's first energy-isolated island "Gasado". *J. Korea Electric Association*, 7(463), 74-79.

Energy & Environment News, 2017. 11. 14. http://www.e2news.com/news/articleView. html?idxno=101350

Energy Information Administration, 2016. *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*, EIA Report, U.S. Department of Energy, Washington DC 20585, p. 8-9.

Hong, S.C. and Kim Y.W., 2017. Reorganization of *"preliminary feasibility study" system to meet changes in economic and financial conditions*, Ministry of Strategy and Finance (MOSF), Sejong, Korea, 3p.

Jeong, M.J., 2016. *Optimal Energy System Design and Economic Analysis of Isolated Region with HOMER*, MS Thesis, Seoul Natinal University of Science and Technology, Korea, p. 1-55.

Joongang Ilbo, 2017.11.14. https://news.joins.com/article/21654969

Korea Energy Economics Institute, 2011. *A Study on the Major Issues and Improvement of Taxation on Carbon Emissions*, KEEI Report 8-2, Ulsan, Korea, p.4-18.

Korea Energy Economics Institute, 2012. *Analysis of the effect of carbon taxes on energy consumption*, KEEI Report 9-1, Ulsan, Korea, 90p.

Korea Energy Economics Institute, 2015. *Green Energy Cooperative Research: Analysis of changes in corporate value due to introduction of emission trading system*, KEEI Report 15-30, Ulsan, Korea, p.1-203.

Korea Electric Power Corporation, 2013. *Energy isolated island power consumption result*, KEPCO Report, Seoul, Korea, 80p.

Korea Electric Power Corporation, 2014. Completion of *"Energy Isolated Island" based on the first advanced microgrid in Korea*, KEPCO Report, Seoul, Korea 3p.

Korea Electric Power Corporation, 2015. *Electricity proprietor energy isolated island fuel consumption result*, KEPCO Report, Seoul, Korea, p.1-2.

Korea Institute of Energy Research, 2011. *A Study on the Establishment of the Master Plan to Convert Ulleung Island into a Green Island (Renewable Energy Progress Report)*, KIER Report, Daejeon, Korea, p.1-5.

Kim, H.B., Kim, J.H. and Kim, J.S., 2014. The Effect of External Costs on the Power Generation Mix. *J. Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, 51(6), 771-785.

Lee, J.H. and Lee, B.H., 2013. Optimal Microgrid Operation Considering Fuel Cell and Combined Heat and Power Generation. *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 62(5), 596-603.

Maleki, A. and Pourfayaz, F., 2015. Sizing of stand-alone photovoltaic/wind/diesel system with battery and fuel cell storage devices by harmony search algorithm. *Journal of Energy Storage*, 2(1), 30-42.

Ministry of Economy and Finance, 2017. *Reorganization of "preliminary feasibility study" system to meet changes in economic and financial conditions*, MOSF Report, Sejong, Korea, p.2-3.

Ministry of Knowledge Economy, 2010. *The 5th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2010~2024)*, MKE Report, Seoul, Korea, p.41-96.

Ministry of Knowledge Economy, 2015. *The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2015~2029)*, MKE Report, Seoul, Korea, p.68-76.

Ministry of Trade, Industry and Energy, 2017. *Renewable Energy 3020 Implementation Plan*, MOTIE Report, Sejong, Korea, p.1-12.

National Aeronautics and Space Administration(NASA), 2017.05.20. https://eosweb.larc. nasa.gov/

Park, J.B., Cho, Y.T. and Roh, J.H., 2018. Scenario Analysis of Low-Carbon Generation Mix Considering Social Costs. *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 67(2), 173-178.

권 조 영

2016년 강원대학교 공과대학 에너지자원공학과 공학사

현재 한양대학교 대학원 자원환경공학과 석사과정
(E-mail; jykwon01@hanyang.ac.kr)

김 진 수

2003년 서울대학교 지구환경시스템공학부 공학사
2005년 서울대학교 지구환경시스템공학부 공학석사
2010년 서울대학교 에너지시스템공학부 공학박사

현재 한양대학교 자원환경공학과 부교수
(E-mail; jinsookim@hanyang.ac.kr)

김 주 한

현재 한양대학교 대학원 자원환경공학과 석·박사통합과정
(本 學會誌 第54券 第3号 參照)