해상풍력발전의 에너지단가(COE)절감 시나리오 연구

Study on Cost of Energy(COE) Reduction Scenario of Korean Offshore Wind Power

성진기* · 이종훈* · 강금석** · 이태진†
(Jin Ki Sung · Jong Hoon Lee · Kung Suk Kang · Tae Jin Lee)

Abstract - The purpose of this study is to derive COE reduction targets of offshore wind power in Korea. In addition, innovation factors for achieving the COE reduction targets were derived. Also the COE reduction targets of offshore wind power was to improve that national policy, technology, industry and improving regulations would like to help. The results of this study has been created based on the various assumptions, scenarios and experts' discussions. Currently, offshore wind power generation price is 229.72won/kWh in 2012. According to the study, COE of offshore wind power has been proposed 88.8won/kWh at third scenario by 2030. This result has shown competitiveness with fossil fuel power generation.

Key Words : COE, Cost of energy, Offshore wind power, Capital cost, O&M cost, CAPEX, OPEX, Innovativeness factors, Reduction factors, Reduction scenario

1. 서론

최근 유럽 발 경제위기, 전력대란, 후쿠시마 원전사태 등으로 인해 신·재생에너지의 지속적인 추진 여부에 많은 관심이 집중되고 있다. 2012년도 전 세계 풍력에너지의 설치량은 44,951MW로서 전년대비 8% 상승하였다. 특히, 해상풍력발전의 신규 설치량은 1,131MW로서 전년대비 140.6%가 증가하였다[1]. 반면, 2011년도 말 기준 해상풍력의 발전단가는 약 250원/kWh 수준(단지규모, 수심 및 해변에서의 거리 등을 고려한 평균비용)에서 안정화 되고 있는 양상을 보이고 있으며, 특히 대규모 단지의 건설비용은 해안으로부터 이안 거리가 길어지고, 수심이 급격히 깊어짐에 따라 설치가 지연되면서 다시 비용 증가로 이어지고 있는 어려운 상황에 처해있다[2]. 우리나라의 경우에도 해상풍력의 수출전력 상품화를 위해 정부주도로 서남해 2.5GW 해상풍력 단지개발 종합계획을 발표('11.11.11)한 이후 한국전력 및 발전6개사를 중심으로 추진주체인 특수목적법인(SPC)을 설립('12.12) 하였으나, 경제성 확보를 위한 방안 모색 중에 당초 계획 대비 사업기간이 1년 정도 지연되고 있는 양상을 보이고 있다[4]. 이와 같이, 우리나라를 포함해 전 세계는 신규 풍력터빈과 해상풍력단지의 개발을 위한 지속적인 자금투자 여부에 대해 중요한 의사결정 시기에 직면하고 있으며, 이를 해결하기 위한 돌파구가 필요하다는 인식이 점차 확산되고 있다.

본 연구는 해상풍력발전이 화석연료 발전과 비교할 때 가격 측면에서 경제성 확보 가능성과 중장기적으로 글로벌 경쟁력 확보를 위한 COE 절감 목표치 제시, 그리고 이러한 목표 달성을 위한 혁신 요인을 도출하고자 하였다. 본 연구의 최종 목적은 2030년까지 우리나라 해상풍력발전의 에너지단가(COE)를 화석연료 수준으로 절감하기 위한 목표치를 마련하는 것이며, 풍력발전 산업화 초기에 국가 풍력발전 정책, 풍력 관련 산업 및 기술 그리고 제도 개선 등의 측면에서 다양하게 활용될 수 있기를 기대한다.

2. 연구방법

우리나라에서 풍력발전의 에너지단가(COE) 절감에 대한 구체적인 연구는 전무 한 것으로 파악되고 있으며, 특히 해상풍력발전 전체 시스템에 대하여 세부 분야를 구분하고 각 분야별 및 세부 모듈별 구체적인 발전단가 절감 목표치와 이를 위한 혁신 요인을 도출한 사례는 없는 것으로 알려져 있다. 따라서 국내에서 처음 시도되는 연구임에 따라 풍력발전 분야 및 풍력발전과 관련된 연구와 사업에 종사하는 전문가 그룹의 Workshop 과 분야별 브레인스토밍 등을 활용하여 COE 절감 목표치와 이를 달성하기 위해 필요한 혁신 요인을 도출하고자 하였다. 먼저 해상풍력발전 시스템 전체를 단지개발 및 운영, 풍력발전터빈, 지지구조물 및 계통/해상변전소, 운송 및 설치의 총5개의 세부 분야(분과)로 분류하고, 각 분야별 주요 연구범위를 표 1과 같이 정의하였다.

구성된 세부 분야별로 3회 내외의 Workshop을 실시하였으며, 세부 분야별 혁신요인 발굴 - 유사 내용 등을 그룹화하여 혁신요인들을 유형화하고, 해당 혁신요인별 절감 잠재량을 도출하였다. 이를 위해 1차 Workshop은 전체그룹 회의를 개최하여 현황분석, 문제인식 및 혁신요인을 도출하였고, 2차 회의는 세부 분야별 그룹미팅을 실시하였다.

* Office of Offshore Wind Power, Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning, Korea

** KEPCO

† Corresponding Author : Department of Chemical Engineering and Technology, Yeungnam University, Korea

E-mail : tjlee@ynu.ac

Received : June 17, 2013; Accepted : September 29, 2013

표 1 COE 및 혁신요인 도출을 위한 세부 분야 및 연구 범위

Table 1 Detail division and R&D scope for COE & innovation factors

분 야	연 구 범 위
단지개발/운영	입지선정 및 평가기술, 최적 단지배치 기술 및 단지운영 등 혁신방안
풍력터빈	로터블레이드, 기어박스 등의 혁신요인
지지구조물	지지구조물 설계표준화, 신개념시스템의 도입, 제작 표준화 등 혁신방안
계통 및 S/S	HVDC용 케이블 및 멀티레벨 컨버터 등의 신기술이 에너지단가에 미치는 영향
운송 및 설치	운송 및 설치 과정의 혁신요인을 도출하고, 가격경쟁력 확보를 위한 방안

3차 회의는 분야별 혁신요인을 상호 검증하고 작업결과에 대해 공통으로 검토를 시행하였다. 풍력발전과 관련된 다양한 분야에서 많은 전문가들이 참여하고 있음에 따라 Workshop의 운영 및 결과 도출시 풍력발전 분야에 대한 이해도 수준을 평준화하는 작업이 필요하였으며, 특히 세부 분야에 대한 전문성은 보유하고 있으나, 해상풍력발전 산업에 대한 경험 또는 지식은 5개 세부 분야별로 상이할 수 있을 것이다. 이를 위해서 1차 Workshop에서는 세부 분야별 혼합된 토의그룹(Cross Section)을 구성하고, 브레인스토밍을 통해 풍력분야에 대한 STEEP분석과 SWOT분석을 실시하였다.

Cross Section내에서 풍력분야에 대한 이슈 도출 및 분석 회의를 거친 이후 다시 세부 분야별로 분과를 재구성하여 풍력분야에 대한 논의 및 SWOT 분석을 실시하였다. 이러한 분과 재구성 과정을 통해 혁신요인을 도출하는데 있어서 연관 산업에 대한 상호 이해도를 높일 수 있는 계기가 마련되었다. 세부 분야별 혁신요인 도출과정은 첫째, 세부분야에 대한 비용구조를 분석하였다. 혁신요인을 도출하는데 있어 특정분야에 치우치지 않고, 비용을 고려하여 해당분야별 혁신 대상으로서 상대적 중요성을 반영하기 위함이다. 둘째, 세부 분야별 혁신주제(혁신주제를 유형화하여 혁신요인으로 분류)를 도출하였다. 다양한 분야에 대한 검토 유도를 위해서 유럽 및 미국의 풍력분야 연구주제, 유사연구 벤치마킹 자료 등을 분야별 그룹에 제공하였다. 셋째, 혁신강도가 높은 주제를 중심으로 다양한 혁신요인들을 유형화하였으며, 이때 keyword를 활용하였다.

3. 해상풍력단지 중장기 개발 시나리오

3.1 검토배경

에너지단가는 해상풍력단지 운전기간 내에 단지개발에 소요된 자본비용(Capital Cost)과 운전비용(O&M Cost)을 에너지생산량으로 나누고 현가화한 값이라고 정의 할 수 있다. 이에 대한 중장기적인 예측치를 도출하기 위해서는 자본비용, 운전비용 및 에너지 생산량과 관련된 다양한 요인에 대한 가정이 필요하다. 따라서 본 연구에서는 현재의 에너지단가에 기반을 둔 중장기 에너지단가 목표치와 혁신방안 도출을 위해 필요한 해상풍력발전 단지개발 시나리오 등을 가정하

였다.

첫째는 중장기 해상풍력발전 시장 즉 개발규모에 따른 시나리오가 필요하다. 이 경우에는 RPS(신·재생에너지 의무할당) 제도 이전과 이후를 중심으로 3개의 시나리오를 설정하였다.

둘째는 해상풍력발전 터빈 용량과 사이트(site) 조건에 대한 사항으로 중장기 터빈 용량에 대한 적용은 전문가그룹의 논의 결과를 토대로 용량을 결정하되, 신뢰성 확보를 위해 파워커브(power curve)를 임의로 적용하지 않고 국내 4개 터빈사가 제공(터빈 제조사별로 개발완료 또는 개발 중인 터빈)한 데이터(3MW, 5MW, 7MW, 10MW)를 활용하였다.

3.2 단지개발 시나리오

일반적으로 시장규모는 정부정책 및 기술혁신속도, 기업의 내부전략 등에 직접적으로 영향을 미치는 것으로 알려져 있다. 본 연구에서는 중장기 해상풍력발전 시장, 즉 단지개발 규모를 사회수용성과 기술혁신속도를 감안하여 3개의 시나리오(baseline, moderate, aggressive)로 구성하였다.

시나리오 1(baseline)은 사회수용성과 기술혁신속도가 낮은 경우이며, 제3차 신·재생에너지보급계획(2008년)에서 제시한 보급량의 달성이 가능한 규모, 2030년 4.3GW가 설치될 것으로 예측하였다. 서남해 2.5GW 해상풍력단지와 후속 단지 개발을 통해 달성이 가능한 것으로 판단하였으며, 2017년 이후 연간 200MW규모 개발 수준이다. 현재 정책을 유지하는 경우 달성이 가능한 규모로 판단하여 기준으로 선정하였다.

시나리오 2(moderate)는 사회수용성과 기술혁신속도가 중간 수준으로, 신·재생에너지의무할당 목표량 달성을 위한 대안으로 해상풍력이 부각되고, 2022년까지 신·재생에너지 설비용량의 17%를 충당하는 경우이다. 2030년까지 신재생에너지 설비용량의 25%수준을 유지하여 누적용량 약 7.8GW 수준을 의미한다. 2019년 이후 연간 500MW 내외 개발이 가능하다고 판단한 경우이며, 서남해 해상풍력단지의 후속단지 발굴 및 개발이 필요하다. 따라서 정부주도의 신·재생에너지 정책 및 개발이 필요한 시나리오이다.

그림 1 시나리오별 해상풍력 누적 설치 예상량

Fig. 1 Cumulative installation forecast of offshore wind farm by scenarios

시나리오 3(aggresive)은 사회수용성과 기술혁신속도가 매우 높은 수준으로, 신·재생에너지의 무함당량을 고려한 해상풍력 설치요구량을 2030년까지 신재생에너지의 전체의 50%수준으로 보았다. 연간 800MW 수준의 단지개발과 신·재생에너지 중심의 전력공급체계 구축이 필요한 경우이다. 2030년 누적 설치량 약 15.5GW 수준을 의미한다. 이러한 3가지 시나리오에 대해 연도별로 예상되어지는 우리나라 해상풍력발전의 누적 설치량을 그림 1에 나타내었다.

3.3 시나리오 적용을 위한 단지(site)특성

증장기 에너지단가 절감목표를 설정하고, 혁신요인을 도출하기 위해서는 단지에 대한 모델링이 필요하다. 이를 위해 터빈용량, 풍속, 가동률, 수심 및 변전소와의 이안거리, 이용률 등에 대해서 예측을 통한 의사결정이 필요하다. 증장기적으로 터빈용량은 지속적으로 증가할 것으로 예상하였다.

현재 해상풍력발전 터빈은 지멘스 3.6MW가 주종을 이루고 있으나, 향후 3년 이내 5MW급이 주종으로 자리매김 할 것으로 보인다. 하지만 2020년 이전까지는 7MW용량 터빈이 경쟁제품으로 부각할 것으로 예측하였다. 풍력발전터빈의 용량변화추세를 볼 때 2020년 이후에는 중대형급 이상의 해상풍력단지는 10MW급 이상 터빈이 주종을 이룰 것으로 가정하였다.

표 2 해상풍력 모델링을 위한 단지(site)특성

Table 2 Site characters for Offshore wind farm modelling

구 분		현재	2013~2015	2016~2020	2020~2030
Site 특성	수심(m)	15	15	25	35
	풍속(m/s)	7	7	7.2	7.5
	이격거리(km)	30	30	50	60
	비 고	-	서남해 시범단지	서남해 확산단지	서해 외해

해상풍력발전 분야별 COE 절감 연구를 위한 단지특성을 표 2에 나타내었다. 현재 기준의 단지(site)특성으로 수심 15m, 풍속 7m/s, 육지와와의 이안거리 30km를 기준으로 하여 2016년, 2020년 이후의 단지 특성을 가정하여 나타내었으며, 단지 이용률은 후류(Wave effect) 효과를 단지운영효율 기준 10%로 가정하여, 국내 서남해 단지를 포함한 풍속을 고려하여 30~38%로 가정하였다. 2015년까지는 서남해 2.5GW 해상풍력단지 등 실증을 포함한 시범단지 500MW를 기준으로 설정하였으며, 2020년까지는 확산단지, 2020년 이후에는 서해 외해에 조성하는 500MW단지를 기준으로 단지특성을 가정하였다.

4. 분야별 COE 및 혁신요인 도출

4.1 단지개발 및 운영분야

단지개발은 세부적으로 해상풍력단지개발 절차에 따라 입지선정 및 자원조사, 해양 및 지반조사, 환경조사 및 인허가/보상, 설계엔지니어링, 사업관리, 인증 등 6개의 세부

모듈로 구분하였으며, 단지운영은 해상풍력 건설 이후 운영 단계에서 발생하는 제반 활동을 말하며, 보건-안전-환경(HSE) 업무, 상태감시 및 SCADA 등 일반적인 운전활동인 운전 및 계획정비와 터빈과 BOP의 사고 시 수리 및 대응활동인 고장정비, 주변지역 지원과 장기 환경 모니터링 등의 기타 운영비 3개의 세부모듈로 구분하여 3개 시나리오별 COE 목표와 혁신요인 도출을 실시하였다.

COE 목표치 도출을 위한 단지개발 분야의 세부 모듈별 기준비용을 표 3과 같이 설정하였다. 2012년 기준 국내의 단지개발 분야 Baseline Cost는 서남해 해상풍력 실증/시범 단지의 계획 비용을 근거로 266백만원/MW로 산정하였다 [4]. 세부 모듈별 산출근거는 표 3과 같으며, 주요하게 소요되는 비용은 환경조사 및 보상, 설계엔지니어링, 사업관리 분야로 약 90%를 차지하고 있음을 알 수 있다.

표 3 단지개발 분야 비용구조

Table 3 Cost structure of Offshore wind farm development

Sub Module		비용 (백만원/MW/yr)	
		가격	비율
단 지 개 발	입지선정 및 자원조사	10	3.8
	해양 및 지반조사	7	2.6
	환경조사 및 보상	88	33.1
	설계 엔지니어링	51	19.2
	사업관리	100	37.6
	인증	10	3.8
소 계		266	100.0

단지운영 분야의 경우에는 해상풍력 단지운영 분야 Cost에 대한 국내 실적이 없으므로, 외국의 추정자료를 국내 Baseline Cost로 가정하였다. 네덜란드 ECN의 CONMOW (Condition Monitoring for offshore wind farms project) Final Report와 BVG Associates 결과를 참조하여, 표 4와 같이 150백만원/MW/yr, 30원/kWh으로 추정하였으며, 각 세부 모듈별 비율은 고장정비 비용이 66.7%로 가장 큰 부분을 차지하며, BVG Associates와 The Crown Estate의 분석을 따랐다[2,3].

표 4 단지운영분야 비용구조

Table 4 Cost structure of Offshore wind farm operating

Sub Module		비용 (백만원/MW/yr)	
		가격	비율
단 지 운 영	운전 및 계획정비	45(900)	30.0
	고장정비	100(2,000)	66.7
	기타 운영비	5(100)	3.3
	소계	150(3,000)	100

* ()안은 20년 비용으로 단위는 백만원/MW 임

혁신요인 도출은 세부 모듈별로 전문가 그룹의 브레인스토밍을 통해서 도출하였으며, 혁신과제 유형화를 위한 혁신요

인별 Keyword를 함께 제시하였다. 단지개발 분야의 혁신요인 16개, 단지운영 분야 11개 및 에너지단가 절감에 직접적 영향을 미치는 않지만 선결조건 및 간접적 지원 역할로서 정책/제도 분야의 혁신요인이 7개가 도출되었다. 주요하게는 정책의 일관성, 투명성, 예측가능성이 필요하며, 인허가의 용이성에 대한 제안이 다수를 차지하고 있었다.

4.2 풍력발전 터빈 분야

풍력발전터빈 나셀(nacelle)의 주요 구성품이 검토대상이며, 해외사례 분석과 국내전문가 의견 수렴을 통해 비용 절감을 위한 기술적 측면에서 혁신요인을 도출하고 비용 절감 방안과 시나리오에 따른 절감 목표를 제안하고자 하였다. 자본비용 관점에서 보면 육상의 경우 터빈이 지배적인데 반해 지지구조와 타워를 포함한 해상풍력발전터빈의 경우 터빈이 차지하는 비중은 상대적으로 감소한다. 타워를 제외한 풍력발전터빈 구성품별 비용구성은 로터블레이드, 허브, 피치시스템이 34%, 증속기, 감속기, 주축, 주 베어링을 포함하는 기어박스 및 동력장치가 27%, 발전기, 변압기, 전력변환장치 등 발전기 및 전기부품이 16.3%, 메인프레임, 나셀커버, 케이블 및 Screw 등이 8.4%, 기타가 14.4%를 차지하고 있다[5]. 해상풍력발전터빈 비용절감 목표치는 주요 구성품인 로터블레이드, 기어박스 및 동력 장치, 발전기 및 전기부품으로 제한하였으며 다음 표 5와 같이 설정하였다.

표 5 터빈분야 비용구조

Table 5 Cost structure of Wind turbine

Sub Module	비용 (백만원/MW)		절 감 잠재량 (~2020)	절 감 잠재량 (~2030)
	가격	비율		
로터 블레이드	446.4	33.6%	7.2%	8.5%
기어박스 및 동력장치	361.8	27.3%	2.0%	3.7%
발전기 및 전기부품	216.0	16.3%	2.4%	8.5%
※ 타워를 제외한 풍력발전터빈 비용구조임. 메인프레임, 나셀커버 등 8.4%, 기타 14.4%				
※ 해상풍력발전터빈은 REpower 5MW MM92모델 기준 (블레이드 45.3m, 타워 높이 100m)				

세부모듈별 혁신요인은 브레인스토밍을 통해서 도출하였으며, 혁신과제 유형화를 위해 혁신요인별 Keyword를 제시하고, 3개 세부 모듈별 총 29개의 혁신요인을 도출하였다.

4.3 지지구조물분야

해상풍력 지지구조물이란 해상에 설치되는 풍력발전 설비를 지지하기 위해 설치되는 구조시스템을 의미하며, 타워, Transition Piece, Substructure, 그리고 해저 기반에 삽입되는 파일을 포함한다. 해상풍력발전 전체 공사비에서 지지구조물 분야가 차지하는 비율은 25% 이상으로 그 비중이 터빈 다음으로 높으며, 수심의 증가에 따라 공사비가 급격히 증가하기 때문에 지지구조물의 경제성 확보 여부가 전체 해상풍력발전 사업의 경쟁력을 결정하는 중요한 인자가 될 수 있다.

그림 2 해상풍력발전 공사비 구성

Fig. 2 Cost configuration of offshore wind power

본 절에서 '지지구조물'의 Cost 관점에서의 검토대상은 지지구조물의 설계, 소재, 제작만을 포함하며, 지지구조물의 운송 및 설치 Cost는 '운송 및 설치' 분야에서 검토하였다. 지지구조물의 기준가격 설정은 지지구조물의 비용을 구성하는 세부 모듈로는 설계, 소재, 제작이 있으며, 각각의 MW당 소요 비용 및 비율은 아래 표 6과 같이 추정하였다.

표 6 지지구조물 비용구조

Table 6 Cost structure of Substructure for offshore wind turbines

Sub Module	비용(백만원/MW)		절 감 잠재량 (~2020)	절 감 잠재량 (~2030)
	가격	비율		
지지구조물 설계	200	17.54	3.4%	6.0%
지지구조물 소재	282	24.74	4.0%	6.0%
지지구조물 제작	658	57.72	8.7%	13.0%

지지구조물 설계비용은 미래 신 형식 지지구조물 개발을 위한 R&D비용을 포함하며, 지지구조물의 소재 및 제작비용은 유럽(독일) Alpha Ventus 해상풍력단지에 사용된 풍력타워 및 자켓 Sub-structure의 소요 강재중량을 기반으로 추정하였다. 지지구조물의 절감목표는 전문가 그룹 토론결과 2030년까지의 지지구조물 에너지비용 절감목표를 2012년말 수준대비 25%를 목표로 하였으며, 구조물의 설계, 소재 및 제작이 각각 6%, 6%, 13% 수준으로 가정 하였다.

4.4 계통연계 및 해상변전소(S/S) 분야

해상변전소(Offshore substation)는 해상풍력단지에서 발전된 전력을 외부 그리드를 통하여 수용가에게 보내는 과정에서 전압이나 전류의 성질을 변환하는 역할을 담당하는데, 원활한 계통연계를 위해서 최근 필수적으로 해상풍력단지에 설치되고 있다. 일반적으로 해상변전소는 크게, 수면 위의 상부구조물(Topside or Platform deck), 수중의 하부구조물(Substructure), 해저의 기초(Foundation)로 구성되어진다.

HVDC(High Voltage Direct Current)는 2개의 AC 시스템이 동기화가 되지 않을 때, 육상까지의 거리가 멀거나, 안정적인

고 경제적인 AC 송전을 위한 케이블 길이가 너무 길 때 사용하고 있다. 150MW 이상에서는 전류형 HVDC 그리고 150MW 이하에서는 전압형 HVDC가 경쟁력을 갖고 있는 것으로 알려져 있다. 해상풍력단지의 해저케이블은 사용 장소에 따라 크게 내부 그리드(Array cable or inter array)에 설치되는 경우와 외부 그리드(Transmission cable or export cable)에 설치되는 경우로 구분되며, 내부 그리드에 설치되는 해저케이블은 정격전압 약 35kV 이하의 케이블로 풍력 발전 터빈과 터빈 사이, 풍력발전터빈과 해상변전소를 연결하는데 사용하고, 외부 그리드에 설치되는 케이블은 정격전압 약 35~600kV 사이의 케이블로 해상변전소와 육상변전소를 연결하기 위해 사용되며 내부 그리드에 사용된 해저케이블에 비해 길이가 길고 무겁다. Grid code는 발전소가 전력계통의 적정 기능을 만족시켜야 하는 파라미터를 정의하는 기술 기준을 말한다. 계통연계 분야의 COE 절감에 기여할 수 있는 혁신요인은 표 7에서와 같이 4개의 세부 모듈로 해상변전소, HVDC, 해저케이블, Grid code 및 제어기술이 포함되었으며, 추가적인 요소로 계통연계에 관련된 정책 요인으로 구성하였다.

표 7 계통연계 분야 비용구조

Table 7 Cost structure of Grid connection

Sub Module	비용(백만원/MW)		절감 잠재량 (~2020)	절감 잠재량 (~2030)
	가격	비율		
해상변전소	180	11.6	1.0%	1.6%
HVDC	660	42.7	5.7%	10.9%
해저케이블	564	36.5	17.7%	22.0%
Grid Code 및 제어기술	143	9.2	0.9%	1.2%

4.5 해상구조물 운송 및 설치 분야

해상풍력 발전시스템에서 운송 및 설치는 해상에 설치되는 풍력발전설비를 운반하는 ‘상부구조물과 지지구조물’을 포함한 운송과 여기에 기초구조물을 포함한 설치의 시공과정을 의미하며, 상부구조물은 블레이드와 나셀, 허브 등을 총칭하며 지지구조물은 상부를 지지하기 위한 구조시스템으로 타워, Transition Piece, Sub-structure, 그리고 해저 지반에 근입되는 기초구조물(pile)을 포함한다. 해상풍력발전 전체 공사비에서 운송 및 설치 부분이 차지하는 비율은 7% 내외이며, 연안에서의 거리에 따른 운송 또는 해상에서의 작업 일수 제한, 수심 증가에 따른 설치 공사비가 급격히 증가하기 때문에 전체 해상풍력 발전사업의 경쟁력을 결정하는 주요 요인이다.

‘운송 및 설치’의 Cost 관점에서의 검토대상은 상부구조물과 지지구조물, 기초구조물로 제한하였다. 운송 및 설치의 비용을 구성하는 세부 모듈로는 상부구조물과 지지구조물의 운송, 상부구조물과 지지구조물, 기초구조물의 설치로 구분하였으며, 각각의 MW당 소요비용 및 비율은 아래 표 8과 같이 추정하였으며, 2030년까지의 운송 및 설치 분야 COE 절감목표치는 현 수준 대비 15% 수준이다.

표 8 운송 및 설치분야 비용구조

Table 8 Cost structure of Transportation and Installation

Sub Module	비용 (백만원/MW)		주요현황 (핵심경쟁요인)	절감 잠재량 (~2030)
	가격	비율		
운송 (상부구조물, 지지구조물)	400	36.4 %	<ul style="list-style-type: none"> IT 기술융합으로 해상공기 단축 운송전용 시스템으로 운송비용 절감 	6%
설치 (상부구조물, 지지구조물, 기초구조물)	700	63.6 %	<ul style="list-style-type: none"> 표준화 구조물의 설치자동화로 공기 단축 구조물 상호간의 최적화 공정계획 수립 설치전용 시스템으로 설치비용 절감 	9%

운송 및 설치비용은 BVG Associates(2012)의 ‘Offshore wind cost reduction pathways’를 기반으로 터빈 4MW Class, Site Type D의 운송 및 설치조건을 고려하여 추정하였다[2]. Crown Estate(2012)에서 검토된 UK Wind Farm의 Creyke Beck, Heron을 기준한 단지의 조건은 MSL로 부터 평균수심 35m, 배후항만으로 부터 운송거리 125km, MSL로 부터 100m 높이 위치의 평균풍속 10m/s를 기준한 Site Type D의 운송 및 설치조건을 적용하였다[3]. 4~5MW급 지지구조물의 운송과 설치를 기준으로 하였으며, 해상풍력 발전 단지 규모와 위치에 따라 그리고 선단구성 조건에 따라 운송 및 설치비용의 편차가 크게 나타나므로 향후 개발될 원거리 단지를 고려하여 추정하였다.

5. 결 론

본 연구는 우리나라의 해상풍력산업 초기에 에너지단가 절감에 대한 목표치를 설정해보고, 이를 위한 혁신요인을 도출하여 제시함으로써 우리나라 해상풍력발전의 정책, 산업 및 기술, 제도 개선 등의 방향을 유도하는데 큰 목적이 있다. 지면 관계상 전산 모형요인에 의한 OPEX 절감율과 분야별 전문가 그룹의 세부적인 COE 절감목표 수치 및 혁신요인 도출 데이터를 상세히 소개하지는 못하지만, 5개 세부 분야별, 단지개발 시나리오별 COE 절감 목표치와 이러한 목표를 달성하기 위해 최종 도출된 43개 혁신요인들을 다음 표 9와 표 10에 나타내었다.

국내의 전문가 그룹을 활용하여 도출한 중장기 해상풍력 에너지단가 절감 목표치(표 9)를 단지개발 시나리오 2 기준으로 살펴보면, 2012년 말 기준 국내의 해상풍력 개발비용(CAPEX)은 5,450백만원/MW로 추정되었으며, OPEX는 28.1원/kWh로서 현재의 COE는 약 230원/kWh로 예상하였다. 2015년까지 CAPEX는 4,547.34백만원/MW 수준으로 절감이 가능하며, 이때 COE는 191.09원/kWh까지 낮아질 것으로 전망되었다. 2020년까지 CAPEX는 3,528.71백만원/MW 수준으로 절감이 가능하며, COE는 161.72원/kWh까지 낮아질 것으로 전망되었으며, 2030년까지 CAPEX는 3,002.74백만원/MW 수준으로 절감이 가능하며, COE는 93.16원/kWh까지

지 낮아질 것으로 전망되었다. 단지개발 시나리오 3의 결과를 보면 2030년까지 CAPEX는 2,833.81백만원/MW 수준으로 절감이 가능하며, COE는 88.88원/kWh까지 낮아질 것으로 전망되었다. 따라서 본 연구결과에 의하면, 2030년까지 해상풍력발전의 에너지 단가를 화석연료 수준인 100원/kWh 미만으로 절감하는 것이 충분히 가능한 것으로 판단 할 수 있다.

또한 이러한 COE 목표치를 달성하기 위한 총 43개 혁신요인(표 10)들이 전문가 그룹의 토론과 합의를 통해 도출 되었으며, 이들 혁신 요인들 중 상위 20개의 혁신요인이 전체 절감목표량의 86%를 차지하고 있음을 그림 3에 나타내었다. 따라서 국내 해상풍력발전의 COE 절감을 위해서는 HVDC용 케이블의 설계 분야, 해저 케이블의 제작·이송·설치·운용 분야, HVDC Grid의 설계 및 제어 분야, 풍력터빈의 블레이드 소재개발 및 표준화 제조 분야 그리고 지지구조물의 제작표준화 분야 등에 대한 정부 및 민간의 기술개발 전략 수립과 실행이 반드시 필요할 것으로 사료된다.

그림 3 해상풍력 혁신요인 상위 20개(시나리오 2 기준)

Fig. 3 Top 20 offshore wind power innovation factors (scenario2)

표 9 해상풍력 단지개발에 따른 중장기 COE 절감 시나리오

Table 9 Long-term COE reduction scenario for Offshore wind farms development

구분 (단위, 백만원/MW)	현재	2013 ~ 2015	2016 ~ 2020	2020 ~ 2030
터빈용량(MW)	3	5	7	10
	3~5	3~7	5~10	7<
가동률(%)	95	96	97	97
이용률(%)	30	35	37	38
Site 특성	수심(m)	15	25	35
	풍속(m/s)	7	7.2	7.5
	이격거리(km)	30	50	60
	비고	-	서남해 시범단지	서남해 확산단지 서해 외해

구분 (단위, 백만원/MW)	현재	2013 ~ 2015	2016 ~ 2020	2020 ~ 2030
시나 리오 1	단지개발	266	246.14	161.56
	터빈	1,327	1,359.86	1,129.45
	계통	1,547	1,077.00	584.22
	지지구조물	1,140	1,213.88	1,013.80
	운송/설치	1,170	692.95	236.55
	최종CAPEX	5,450	4,589.83	3,125.58
	최종 OPEX(원/kWh)	28.1	25.9	17.9
	LCOE(원/kWh)	229.72	193.88	119.26
시나 리오 2	단지개발	266	246.14	140.11
	터빈	1,327	1,333.33	1,028.63
	계통	1,547	1,077.00	584.22
	지지구조물	1,140	1,197.92	1,013.80
	운송/설치	1,170	692.95	235.99
	최종CAPEX	5,450	4,547.34	3,002.74
	최종 OPEX(원/kWh)	28.1	24.6	15.1
	LCOE(원/kWh)	229.72	191.09	93.16
시나 리오 3	단지개발	266	244.81	122.59
	터빈	1,327	1,325.37	877.40
	계통	1,547	1,077.00	584.22
	지지구조물	1,140	1,172.84	1,013.80
	운송/설치	1,170	692.95	235.80
	최종CAPEX	5,450	4,512.97	2,833.81
	최종 OPEX(원/kWh)	28.1	24.0	15.1
	LCOE(원/kWh)	229.72	189.29	88.8

표 10 에너지단가 절감 혁신요인

Table 10 Innovation factors for COE reduction

구분	세분분야	12년 말 기준(Baseline)			혁신요인 (43개)
		백만원 /MW	구성비 (%)	분야 합 (절감 기준) (백만원 /MW)	
단지 개발 운영	자원/임지 /환경 조사	105	39.5	266	단지개발 기상관측기법 고도화
	설계/사업 관리/인증	161	60.5		계측장비 국산화
	운전 및 계획정비/ 고장정비	225	100.0	225	단지 Layout 최적화
					공정관리 최적화
풍력 터빈	로터 블레이드	446.4	33.6	1,326.6	단지운영시스템 고도화
	기어박스 및 동력장치	361.8	27.3		유지보수 장비 개발
	발전기 및 전기부품	216	16.3		출력증대 및 로터직경 최적화
					설계 표준화 및 제조 프로세스 향상
				1,326.6	블레이드 소재개발
					기어박스 설계 기술
					신뢰성 향상
					드라이브트레인 구동방식 개선
발전기 및 전기부품	상전도 및 초전도 발전기 대용량화			1,326.6	상전도 및 초전도 발전기 대용량화
	대용량 상전도 및 초전도 발전기 신뢰성 향상				대용량 상전도 및 초전도 발전기 신뢰성 향상
	변압기 및 전력변환기 소형/경량화				변압기 및 전력변환기 소형/경량화

구분	세분야	12년 말 기준(Baseline)		분야 합 (절감 기준) (백만원 /MW)	혁신요인 (43개)
		백만원 /MW	구성비 (%)		
계통 / SS	해상 변전소	180	11.6	1,547	최적 설계 최적 프로세스(제작,이송,설치,유지보수) 정립 신뢰성 분석 전력전자소자 성능향상
	HVDC	660	42.7		최적 설계 및 제어(멀티레벨 컨버터 HVDC 개발, HVDC용 변압기 제작기술, 전력품질)
	해저케이블	564	36.5		신뢰성 분석 HVDC용 케이블 설계(전압, 절연 등) 최적 프로세스(제작, 이송, 설치(포설 및 보호), 운용 등) 정립
	Grid code 및 제어기술	143	9.2		케이블 상태감시 및 고장점 탐지기술 개발 그리드 코드를 고려한 터빈 제어기 설계 그리드 코드를 고려한 단지 제어기 설계 단시간 제어 알고리즘 개발 해상풍력 HVDC, ESS 연계기준 개발 최대전력 발전 및 출력제어용 ESS 및 제어기
	지지구조물 설계	200	17.5	1,140	지지구조물 최적설계 지지구조물 설계표준화 신개념 구조시스템 고강도 소재
	지지구조물 소재	282	24.7		지지구조물 내부식 지지구조물 내피로
	지지구조물 제작	658	57.7		구조물 제작표준화 제작 자동화 도장기술
	운송 및 설치	720	61.5		기상예측(공기절감) 전용선 확보
	설치	450	38.5		자동화(공기절감) 공정계획 수립(인테리어스) 전용선 확보
	CAPEX			5,449.6	

6. 시사점

본 연구에서는 우리나라 해상풍력발전의 경쟁력 확보를 위해 중장기 에너지단가 목표치를 설정하고, 이를 달성하기 위한 혁신요인 및 전략적 R&D 우선순위를 도출하였다. 본 연구결과에 대해서 다음과 같은 과제에서 적극 활용 될 수 있기를 기대한다.

- ① 에너지안보를 위한 에너지Mix 차원의 포트폴리오 비중 산정 기초자료
- ② 정부의 해상풍력발전의 성장 산업화 가능성 및 이를 위한 정책 자료
- ③ 세계 해상풍력시장 진출을 위한 경쟁력 확보에 기여
- ④ 해상풍력 분야 정부, 민간의 R&D 계획수립 자료
- ⑤ 해상풍력 산업구조 형성, 연관 산업 유인 및 사업화 촉진 자료
- ⑥ 해상풍력의 신규 비즈니스 및 기업전략 수립의 기초 자료

본 연구는 향후, 발전 사업자, 터빈 제작사, 설계사, 건설·시공사 및 연구기관 등에 연구결과 제공 및 ‘국가 차원의 해상풍력에너지개발 종합추진계획’수립 등의 자료로 활용 할 필요가 있다고 생각되며, 매 2~3년 주기로 동 연구결과에 대한 Rolling Plan의 수립 및 시행을 통해 미흡한 연구에 대한 지속적인 보완 연구가 필요하다고 사료된다.

또한 본 연구는 국내에서 처음으로 풍력발전, 특히 해상풍력발전의 전체 시스템을 대상으로 중장기적인 관점에서 에너지단가 절감 목표치를 세부 분야별로 제시하고, 이를 달성하기 위한 분야별 혁신요인을 도출하였다는데 큰 의의가 있다고 사료된다. 하지만 본 연구의 추진은 5개 분야별로 다양한 산·학·연 전문가들의 고견과 토론을 바탕으로 많은 가정과 추정을 전제로 이루어 졌다. 따라서 본 연구의 주요 결과는 명확한 과학적 근거가 부족하다는 한계가 있음을 밝혀둔다. 본 연구의 결과를 활용 시에는 가정과 추정에 의한 예측자료임을 인지하고 활용 할 필요가 있다.

감사의 글

본 연구는 2011년도 에너지정보화 및 정책지원사업인 “해상풍력개발 기반조성 연구” 일환으로 산업통상자원부 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원에 의하여 이루어진 연구로서, 관계 부처 및 한국에너지기술평가원 해상풍력추진단 COE Working Group에 참여 해주신 모든 전문가님들께 감사드립니다.

- Working Group 분과 및 위원장 -

- COE 혁신방안 기획·관리 분과 : 이종훈(KETEP)
- 단지개발운영 분과 : 강금석(전력연구원)
- Turbine 분과 : 음학진(한국전력),이기학(두산중공업)
- 지지구조물 분과 : 이대용(RIST)
- 계통/해상변전소 분과 : 김호민(제주대)
- 구조물 운송/설치 분과 : 정용태(유신)

References

- [1] BTM Consultant, “World Market Update 2012 (International Wind Energy Development Forecast 2012-2017)”, 2013
- [2] BVG associates, “Offshore wind cost reduction pathways Technology work stream“, Crown estate, 2012
- [3] The Crown Estate, “Offshore wind cost reduction : pathways study“, 2012
- [4] MKE, “2.5GW Offshore Wind Project at Southwest Sea”, 2011
- [5] IRENA, “Renewable energy technologies : Cost Analysis Series”, 2012

저 자 소 개

성진기 (成進基)

1966년생, 1988년 영남대 화학공학과(학사), 1991년 영남대 화학공학과(석사), 2012년 영남대 화학공학부(박사 수료), 1991년~2008년 에너지관리공단(신·재생에너지센터), 2009년~현재 한국에너지기술평가원 경영지원팀장, 감사실장, 신·재생에너지개발팀장, 해상풍력추진단장, 평가총괄팀장

Tel : 02-3469-8390

Fax : 02-3469-8490

E-mail : sunenergy@ketep.re.kr

이종훈 (李 宗 勳)

1969년생, 1995년 충남대 전자공학(학사), 1997년 충남대 전자공학(석사), 2002년 충남대 기술관리(석사), 2011년 연세대 기술경영(박사), 1997~2009년 정보통신연구진흥원 팀장, 2009년~현재 한국에너지기술평가원 전략기획팀장, 신재생에너지개발팀, 해상풍력추진단 책임연구원

Tel : 02-3469-8391

E-mail : ljh@ketep.re.kr

강금석 (姜 金 錫)

1969년생, 1993년 서울대 토목공학(학사), 1995년 서울대 토목공학(석사), 1995년~현재 한국전력공사 전력연구원 녹색성장연구소 책임연구원

Tel : 042-865-5228

E-mail : gldstn@kepri.re.kr

이태진 (李 泰 鎭)

1954년생, 1978년 서울대 화학공학과(학사), 1980년 한국과학기술원(석사), 1983년 한국과학기술원(박사), 1989년~1990년 Univ. of Delaware 교환교수, 1999년~2001년 영남대 공업기술연구소 소장, 컨소시엄센터, 창업보육센터 센터장, 2001년~2002년 경북테크노파크 영남대 특화센터 센터장, 2002년~2007년 국가지정연구실(NRL) 실장, 2007년~2009년 디스플레이산업 인력양성사업단(누리사업단) 단장, 2009년~2010년 한국화학공학회 대구경북 지부장, 2009년~2011년 그린에너지 선도산업 인재양성센터 센터장, 2011년~2012년 영남대 교무처 처장, 1985년~현재 영남대 공과대 화학공학부 조교수, 부교수, 교수, 2012년~현재 영남대 공과대 학장

Tel : 053-810-2519

E-mail : tjlee@ynu.ac.kr