

국내외 조류발전 LCOE 분석사례 조사 및 저감 방안 고찰

윤서호^{1,2} · 박준석³ · 박진순⁴ · 이진학^{4,5,†}

¹한국해양대학교 해양과학기술융합학과 대학원생

²한국해양과학기술원 해양공간개발·에너지연구부 OST협동연구생

³한국해양과학기술원 해양공간개발·에너지연구부 무기계약직기술원

⁴한국해양과학기술원 해양공간개발·에너지연구부 책임연구원

⁵한국해양대학교 해양과학기술융합학과 교수

A Case Study on Domestic and International Tidal Current Energy LCOE Analysis and a Review of Cost Reduction Pathway

SeoHo Yoon^{1,2}, Jun Seok Park³, Jin-Soon Park⁴, and Jin-Hak Yi^{4,5,†}

¹Graduate Student, Department of Convergence Study on the Ocean Science and Technology, Korea Maritime & Ocean University (KMOU), Busan 49112, Korea

²OST Student-in-training, Ocean Space Development & Energy Research Department, Korea Institute of Ocean Science and Technology (KIOST), Busan 49111, Korea

³Full-time Research Specialist, Ocean Space Development & Energy Research Department, Korea Institute of Ocean Science and Technology (KIOST), Busan 49111, Korea

⁴Principal Research Scientist, Ocean Space Development & Energy Research Department, Korea Institute of Ocean Science and Technology (KIOST), Busan 49111, Korea

⁵Professor, Department of Convergence Study on the Ocean Science and Technology, Korea Maritime & Ocean University (KMOU), Busan 49112, Korea

요 약

본 연구에서는 조류발전 균등화발전비용(Levelized Cost of Energy, LCOE) 분석 사례를 조사하여, 누적설비용량에 따른 LCOE 범위를 추정하고, LCOE의 주요 구성요소에 대한 민감도를 분석하였으며, 마지막으로 LCOE 저감방안에 대하여 고찰하였다. 조류발전 LCOE는 누적설비용량이 1MW에서 1GW까지 증가할 때 ₩520~800/kWh에서 ₩142~285/kWh으로 감소하는 것으로 추정되었으며, LCOE의 주요 구성요소에 대하여 민감도 분석 결과, 설비 이용률, 할인율 그리고 발전설비 비용의 민감도가 높은 것으로 나타났다. 조류발전 LCOE 저감 방안에 대하여 터빈 용량 증대, 성능 향상 및 규모의 경제 효과를 검토하였고, 체계적인 유지보수 계획 및 경제성 향상을 위한 터빈 배치에 대한 중요성을 검토하였으며, 아울러 제도적 지원에 대하여 논의하였다.

Abstract – In this study, the case of tidal power generation levelized cost of energy (LCOE) analysis was investigated to estimate the range of LCOE according to the accumulated facility capacity, sensitivity to major components was analyzed and to consider ways to reduce it. Tidal power generation LCOE was estimated to decrease from 520 to 800/kWh to 142 to 285/kWh when increasing from 1MW to 1GW, and sensitivity analysis for major components showed high sensitivity to availability, discount rate, and device cost. In order to reduce LCOE, such as the direction of increasing turbine capacity and improving turbine and economies of scale. and also discussed the importance of operation and maintenance plan and turbine layout of large-scale tidal power generation complex and institutional support.

Keywords: Tidal current energy(조류에너지), Levelized cost of energy(균등화발전비용), CAPEX(초기투자비용), OPEX(운영유지비용), Sensitivity analysis(민감도분석)

[†]Corresponding author: yijh@kiost.ac.kr

1. 서 론

세계적으로 2050년까지 탄소중립 목표를 달성하기 위하여 기존의 석탄, 가스 등 화석 연료를 이용한 발전에서 탈피하여 친환경적이고 안전한 재생에너지로의 에너지 전환이 이루어지고 있다. 유럽, 미국 그리고 중국에서는 국가적 차원에서 해양에너지 개발을 시행하고 있고 대규모 조류발전단지 구축계획을 통해 조류발전 시장을 선점하기 위한 R&D 투자가 집중되고 있다. 영국의 SIMEC Atlantis Energy사는 500kW급 조류터빈을 일본 나가사키현 고토섬 인근 해역에 설치하여 5개월 동안 90MWh 이상의 전력을 생산하였으며, 또한 스코틀랜드 북부에서의 MeyGen Project를 통하여 2016년부터 25년의 운영기간 동안 약 450GWh의 전기를 생산할 것이라고 예측하였다(MeyGen[2020]). 또한 미국의 ORPC(Ocean Renewable Power Company)는 알래스카 주의 소규모 지역사회에 35kW 급 RivGen 장치를 배치하여 전기를 생산함으로써 디젤 소비를 60~90% 줄일 수 있었다(Renewables now[2021]).

우리나라는 울돌목(명량수도)을 비롯하여 장죽수도, 거차수도, 맹골수도 등 육지와 섬 또는 섬과 섬 사이에 빠른 유속의 수로가 형성되어 있어 조류에너지 자원량이 높고 예로부터 세계적인 조류발전 적지로 평가되고 있다. 우리나라의 경우 기술적으로 설치 가능한 조류발전 설비용량은 전체 재생에너지의 기술적 설비용량 5,025GW의 1.4%에 해당되는 72GW로 평가되며, 기술적 연간 발전 환산량은 전체 재생에너지의 연간 발전 환산량인 7,730TWh의 8.1%에 해당되는 633TWh로 평가되고 있다(KEA[2021]). 이와 같이 국내 연안에 풍부하게 존재하는 조류에너지를 적극적으로 개발하여 2050 탄소중립 목표달성에 기여하는 것이 필요하다.

현재 태양광발전과 풍력발전은 상용화 단계에 도달하였으며 2020년 기준 전 세계 누적설비용량은 각각 760GW, 745GW이다(Renewables now[2021]). 전 세계 누적설비용량 지표에서 알 수 있듯이 국내외에서 많은 발전단지가 운영되고 있고, 그에 따른 균등화발전비용(Levelized Cost of Energy, LCOE) 관련 자료들이 많이 나오고 있다. 이와 달리 아직 상용화 단계에 진입하지 못한 조류발전의 경우 국내외에서 운영 중인 조류발전 프로젝트 규모는 약 16MW 수준이며, 개발 중인 조류발전 프로젝트 규모는 약 45MW 수준으로 시설 설치 및 운영 사례가 거의 없고 아직은 경제성보다 기술 수준을 높이기 위한 연구가 주로 수행되고 있다(IEA-OES[2022]). 또한 운영 중인 조류발전단지가 매우 제한적이어서 경제성 분석에 필요한 신뢰성 높은 LCOE 분석 역시 어려운 상황이다. LCOE는 일정한 양의 전기를 생산하기 위해 초기투자비용부터 운영유지비용까지 얼마만큼의 비용이 필요한지를 나타내는 지표로서 재생에너지와 기존의 발전원에 대한 발전 비용을 비교하기 위해 일반적으로 사용되고 있다.

조류발전 LCOE에 대한 선행연구사례에서 조류발전의 LCOE는 2016년 기준 £ 237/MWh~£ 494/MWh 수준에서 2030년에는 £ 171/MWh~£ 365/MWh로 감소할 것으로 예상되었다(Arup[2016]). 한편, 조류발전단지의 누적설비용량이 10MW인 경우 LCOE는 £

300/MWh지만 누적설비용량이 200MW, 1GW로 증가할 경우 각각 £ 150/MWh, £ 90/MWh로 감소할 것으로 예측되었으며(ORE Catapult[2018]), 1기의 정격출력이 1.1MW인 조류발전시스템 1기, 50기, 100기를 설치할 경우 LCOE는 각각 \$1990/MWh, \$200/MWh 그리고 \$170/MWh로 분석된 바 있다(NREL[2015]). 한편 조류발전의 초기투자비용이 설치 비용과 연관이 깊다는 가정과 로터, 터빈 구조, 제어 및 계측, 그리고 그리드 연결과 관련된 모든 비용이 기초 유형에 관계없이 각 터빈 설계에 대해 동일하다고 가정했을 때 수심 25m의 1MW급 고정식 조류발전과 수심 35m의 2MW급 부유식 조류발전 초기투자비용(Capital expenditure, CAPEX)은 각각 € 8.6million, € 3.75million으로 추정되었으며 할인율을 15%로 고려할 때 LCOE가 각각 € 0.91/kWh, € 0.45/kWh로 추정된 바 있다. 또한 고정식, 부유식 조류발전 LCOE에 대해 CAPEX, OPEX(운영유지비용, Operating expenditures), 보험료 그리고 이용률의 증감률에 대한 LCOE 민감도는 CAPEX가 10% 감소시 LCOE가 5%, 50% 감소시 30% 감소되는 것으로 확인되었다(Andres *et al.*[2017]).

조류발전 LCOE 저감 방안에 대하여 진행된 선행연구에서는 블레이드 등 조류발전시스템의 구조 및 로터 부분의 제조 및 설계의 향상에 대하여 강화 플라스틱과 같은 강철 이외의 재료 사용에 대한 연구와 3엽 터빈에서 벗어난 새로운 유형에 대한 연구가 필요하며, 또한 지지구조물 부분에서는 해상풍력발전으로부터 설치 기술, 모노파일 및 석션 버킷 기술, 그리고 소음 완화 등의 기술을 도입하는 것이 제안된 바 있다(SI Ocean report[2013]). 또한 발전기(generator) 부분에서는 기존의 회전자와 고정자 사이의 공기를 해수로 대체한 발전기(flooded or wet-gap)를 적용함으로써 발전기 내부의 온도 상승을 억제하고 OPEX를 감소하는 결과가 제시한 바 있다(Wani *et al.*[2020]). 한편 전술한 발전기는 고압의 밀봉 작업이 필요하지 않으며 해양생물을 포함한 대형 입자가 발전기 내부로 들어가는 것만 차단함으로써 터빈에 대한 수밀 비용이 상대적으로 저렴하고 나셀 내부에 전력변환장치를 설치하는 경우 LCOE를 약 29% 저감시킬 것으로 예상된 바 있다(Wani[2021]).

이 연구에서는 국내외 조류발전 LCOE 선행연구로부터 추정된 누적설비용량에 따른 LCOE 범위를 분석하고 국내에서 추정된 바 있는 LCOE를 재검토하였다. 또한 LCOE 관련 구성요소에 따른 민감도 분석을 수행하고, LCOE를 저감할 수 있는 방안에 대하여 고찰하였다. 조류발전 LCOE 추정치에 대한 국내외 연구 결과를 통하여 누적설비용량이 단일기에서 1GW급으로 확대될 때 LCOE는 평균 ₩709/kWh에서 평균 ₩193/kWh로 감소할 것으로 분석되었음을 알 수 있다(NREL[2012]; SI Ocean report[2013]; JRC[2019]; Ocean Energy Europe[2020], TIGER[2022])*.

LCOE 분석 기관에 따라 CAPEX에 대한 구성 항목을 다르게 보기 때문에 이를 보다 쉽게 파악하기 위해 공통적인 항목으로 재분류하였고 CAPEX의 공통항목 중 상위 항목들과 국내외 4개 기관의 조류발전 LCOE 자

*\$1=₩1100, €1=₩1300, £1=₩1600의 환율 적용

료를 기반으로 LCOE에 영향을 미치는 요소들의 민감도를 분석하였다. 분석 결과 이용률과 할인율 그리고 CAPEX의 공통 항목 중 발전설비 비용의 민감도가 높은 것을 확인하였다. 또한 LCOE 저감을 위해 터빈 용량 증대에 따른 효과, 터빈 및 블레이드 성능 향상에 따른 효과, 규모의 경제, 조류발전 터빈배치, 그리고 발전단지의 체계적인 유지보수 계획의 중요성에 대한 선행연구 결과를 고찰하였다. 추가로 조류발전 보급을 늘리기 위한 요인으로 제도적 지원에 대해서 발전차액지원제도와 신재생에너지 의무할당제를 고찰하였다.

2. 이론적 배경

LCOE는 Eq. (1)과 같이 발전단지에서 전기를 생산하는 동안 소모되는 총 비용을 운영기간 동안의 총 전력 생산량으로 나눈 값으로, 해당 발전원에서 일정한 량의 전기를 생산하기 위해 얼마의 비용이 필요한지 알 수 있다(Koh and Park[2011]).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Investment_t + OPEX_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Eq. (1)에서 Investment는 초기투자비용이며 발전단지 건설에 필요한 설계 비용, 터빈 비용, 건설 비용, 계통연계 비용 등이 포함되는 값이다. OPEX는 해당 발전단지를 운영 및 유지하는데 소모되는 비용으로 해상이나 해안에서의 작업 비용이나 부품 교체, 보험, 설치 후 관리 비용 등이 여기에 포함된다. Fuel은 연료 비용으로 석탄이나 우라늄 등의 비용이 포함된다. Carbon은 탄소세(carbon tax) 등과 같은 탄소 비용이며, 이는 탄소 배출에 대하여 비용을 부여한

것이다. Decommissioning은 폐로 비용으로, 수명이 다한 발전단지를 처분하는데 소모되는 비용이다. 한편 AEP(Annual Energy Production)는 연간에너지생산량을 의미한다. r은 할인율(discount rate)로 미래시점의 가치를 현재 가치로 변환하기 위해 사용되는 값이고, n은 발전단지의 운영기간이다.

LCOE는 Eq. (1)과 같이 계산할 수 있지만, 발전단지의 특성에 따라 부분적으로 수정하여 적용할 수 있다. 재생에너지의 경우 연료 비용이나 탄소 비용은 고려할 필요가 없고 폐로 비용은 무시하거나 OPEX에 포함시키는 경우 Eq. (2)와 같이 LCOE를 계산할 수 있다. 조류발전 및 파력발전과 같은 해양에너지 역시 일반적으로 Eq. (2)를 적용하여 계산하고 있다(IEA-OES[2015]).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

3. LCOE 분석

3.1 선행연구 결과 분석

조류발전 LCOE 관련 선행연구 결과를 조사하여 조류발전 LCOE 범위에 대해 분석하였다. Fig. 1은 국내외 여러 기관의 연구 결과를 통하여 추정된 조류발전 누적설비용량(cumulated installed capacity)이 1MW에서부터 1GW까지 증가하는 경우의 조류발전 LCOE 분석 결과이다. 누적설비용량이 단일기에서 1GW급으로 확대될 때 LCOE는 평균 W709/kWh에서 평균 W193/kWh으로 감소할 것으로 분석되었다(NREL[2012]; SI Ocean report[2013]; European Commission [2016]; ORE Catapult[2018]; JRC[2019]; Ocean Energy Europe[2020]; TIGER[2022]). 한편 국내에서도 경제성 분석 조건 및 변수를 적용

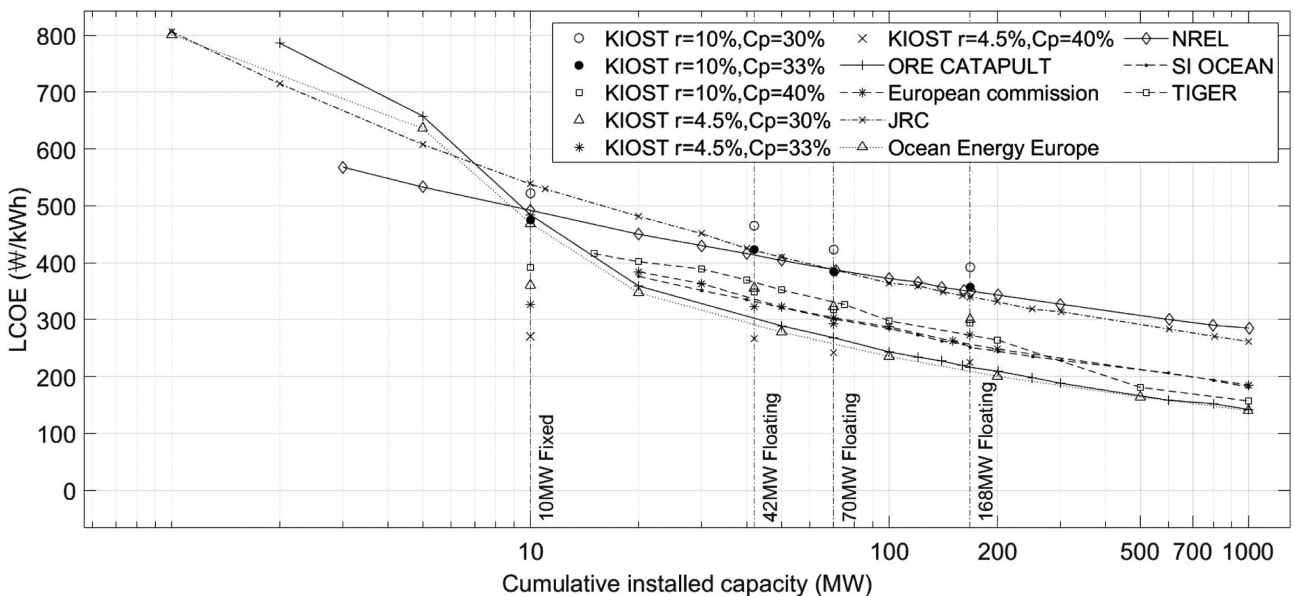


Fig. 1. Estimated LCOE (₩/kWh) according to the cumulative installed capacity (Applied exchange rate : \$1=₩1100, €1=₩1300, £1=₩1600).

Table 1. Basic assumptions and applied variables for economic analysis in KIOST

Economic analysis period: 2020~2045	
Analysis period	-2020~2025: Design, fabrication·construction period -2026~2045: Operation period
AEP	-Case 1: 26,280MWh(C.F=30%) -Case 2: 28,908MWh(C.F=33%) -Case 3: 35,040MWh(C.F=40%)
CAPEX	₩92,800,000,000
OPEX per year	₩3,155,000,000(CAPEX*3.4%)
Discount rate	4.5%

하여 10MW급 고정식 조류발전단지의 LCOE를 분석한 바 있다(KIOST[2018])(Table 1 참조). Eq. (2)를 사용하여 예측한 10MW급 고정식 조류발전 LCOE는 외국 여러 기관에서 적용한 할인율인 10%를 고려할 경우 평균 ₩463/kWh으로 다른 기관들의 결과와 유사한 값을 보였으나, 국내에서 예비타당성 조사에 적용되는 할인율인 4.5%로 고려하였을 때 평균 ₩340/kWh로 낮게 분석되는 것을 확인할 수 있다(KIOST[2018]). 고정식 조류발전과 달리 부유식 조류발전의 경우 단지 규모가 42MW, 70MW, 168MW로 증가하는 경우 LCOE는 각각 ₩215~477/kWh으로 분석된 바 있다(KIOST[2020]).

3.2 LCOE 민감도 분석

Eq. (2)와 같이 재생에너지의 LCOE는 크게 CAPEX, OPEX, 그

리고 AEP로 구성되며, 이외에 운영기간과 할인율을 고려하여 계산한다(Table 4 참조). 이 절에서는 LCOE 민감도 분석을 위하여 CAPEX, OPEX, 이용률, 운영기간, 할인율에 대하여 구성항목을 고려하여 각각을 변수로 고려하였고, 세부적인 사항은 아래와 같다.

3.2.1 CAPEX의 구성항목 분류

CAPEX의 경우 국내외 주요 기관의 연구 사례를 조사하여 구성 항목을 Table 2와 같이 발전설비(device) 비용, 지지구조물(substructure) 비용, 설치(installation) 비용, 전력계통(cable and grid connection) 비용 그리고 기타 비용의 5가지 항목으로 고려하였다. 각 기관별 CAPEX 구성항목이 전체 비용에서 차지하는 비율을 단순 평균하면 발전설비 비용, 설치 비용, 전력계통 비용의 CAPEX 구성 비율은 각각 평균 43.2%, 18.3%, 16% 수준이며, 발전설비 비용이 가장 높음을 알 수 있다(KIOST[2018]; SNL[2014]; MeyGen[2020]; IEA-OES[2015])(Table 2 참조). 국내 하부구조 비용은 평균 대비 10% 낮은 반면, 설치 비용은 10% 높은 것으로 나타났다. 하부구조의 비용은 수심, 지지구조물 형식에 따라 영향을 받을 수 있으며, 국내 연구에서 고려한 하부구조는 콘크리트 중력식 지지구조물이며, 수심이 20 m 내외로 얕아, 하부구조물 비용이 작게 평가된 것으로 사료된다. 또한 풍부한 제작 및 설치 관련한 인프라를 보유한 외국과 다르게 국내의 경우 조류발전기를 설치하는 과정에서 PSV(Platform Service Vessel) 대여 비용 등이 추가적으로 발생할 수 있어 설치비용은 상대적으로 높게 평가된 것으로 사료된다.

Table 2. Components of CAPEX for tidal current energy projects

	KIOST 10MW	SNL 11MW	MeyGen 6MW	IEA-OES 5.5MW	Average
Device	Main machine production 48%	Device structural components 12.8%	Turbine 39%	Device 45%	43.2%
		PCC 24.3%			
		Subsystem integration & Profit margin 3.7%			
Substructure	Manufacture and transportation 5%	Infrastructure 21%	Substructure 11%	Foundations 13%	12.2%
Installation	Installation 16% Incidental construction and other cost 12%	Device installation 3%	Offshore works 13%	Installation 19%	18.3%
		Foundation system 10%			
Cable and grid connection	Grid connection 18%	Subsea cables 4%	Cabling 9% onshore balance of plant 19%	Grid connection 13%	16%
		Cable shore landing 1%			
etc	Other marine works 1%	Site assessment 0.4%	Insurance 2% Project initiation & Management 7%	Project development 8%	9.5%
		Design 2.6%			
		Permitting & Environmental compliance 8%			
		Contingency 9.1%			

3.2.2 OPEX 관련 변수

CAPEX와 함께 비용으로 고려되는 OPEX의 경우 전술한 바와 같이 조류발전단지 운영에 대한 자료가 부족하여 대부분의 연구에서 연간 OPEX를 CAPEX의 일정 비율로 고려하고 있다. 본 연구에서 민감도 분석을 위해 참조한 주요기관의 연간 OPEX를 보면, CAPEX의 2.7%~4.5%까지 고려하고 있음을 알 수 있다(Table 3 참조). 이 연구에서 민감도 분석을 위한 기준 값으로 평균 비율인 CAPEX의 3.7%를 고려하였다.

3.2.3 AEP 관련 변수

AEP는 발전단지 규모 및 설비이용률(capacity factor, C.F)을 이용하여 아래 Eq. (3)과 같이 계산할 수 있다.

$$AEP = 8760 \times C.F. \times P, \tag{3}$$

여기서 P 은 발전단지의 규모, 즉 설비용량(installed capacity)이며, 8760은 1년을 시간 단위로 고려한 값이다. 즉, AEP는 이용률에 비례하며, 이 연구에서는 민감도 분석 시 AEP 대신 이용률을 변수로 고려하였다. 또한 민감도 분석을 위한 이용률의 기준 값으로 주요기관의 이용률 평균값인 31%를 고려하였다.

3.2.4 기타변수

LCOE를 구성하는 Eq. (2)를 보면 CAPEX, OPEX, AEP 외에 운영기간인 n 과 할인율 r 이 포함되어 있으며, 본 연구에서도 이들을 민감도 분석 시 변수로 고려하였다. 민감도 분석을 위하여 적용한 운영기간과 할인율의 기준 값은 주요 기관에서 고려한 값들의 평균으로 각각 21년과 7%로 고려하였다.

3.2.5 LCOE 민감도 분석 결과

Table 3은 국내외 4개 기관의 발전설비 비용, 설치 비용, 그리고 전력계통 비용 등 CAPEX와 연간 OPEX, 이용률, 운영기간, 할인율에 대한 각각의 자료와 평균값이며, 평균 8.1MW 규모의 CAPEX는 ₩85억/MW로 추정되었다(Table 3 참조). 한편 연간 OPEX와 이용률과 할인율, 그리고 운영기간의 평균은 각각 CAPEX의 3.7%와 31%, 7% 그리고 21년으로 산출되었다. 민감도 분석 시 이러한 평균값을 기준으로 사용하였다.

Fig. 2는 민감도 분석 결과로 발전설비 비용, 설치 비용, 전력계통 비용, OPEX, 이용률, 운영기간, 그리고 할인율에 대한 LCOE의 민감도((₩/kWh)%는 각각 1.6657, 0.7082, 0.6173, 1.1583, -3.9942,

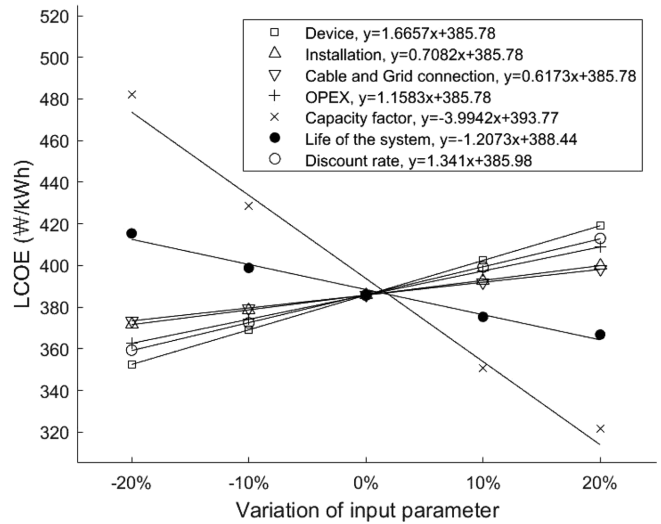


Fig. 2. Multivariate sensitivity according to components of LCOE.

-1.2073, 1.341로 분석되어 이용률과 CAPEX 항목 중 발전설비 비용, 그리고 할인율의 영향이 가장 큰 것을 확인할 수 있다. 본 연구에서는 현재 실증단계에 있는 조류발전의 자료를 토대로 수십 MW 급 소규모 발전단지에 대한 경제성을 분석하였다. 조류발전이 상용화 단계로 진입하여 수백 MW급으로 발전단지 규모가 확대되는 경우, 시공비용과 계통연계비용의 비율이 감소하는 등 CAPEX 구성 항목의 비율이 달라질 수 있을 것으로 사료된다. 따라서 향후 수백 MW급 대규모 발전단지를 개발하고자 하는 경우 이러한 사항을 반영하여 민감도 분석을 추가적으로 수행하는 것이 필요할 것으로 사료된다.

또한 선행연구 중 CAPEX, OPEX, 이용률 그리고 할인율에 대한 조류발전 LCOE의 민감도 분석 사례와 비교하여 이 연구의 민감도 분석에 대한 적절성을 검토하였다. Vazquez and Iglesias[2016]는 CAPEX를 세부항목으로 분류하지 않고 전체 CAPEX와 OPEX, 할인율과 이용률에 대한 민감도를 분석한 바 있다(Vazquez and Iglesias[2016])(Table 5 참조). 따라서 이 절에서는 선행연구와의 비교를 위하여 3.2.1절에서 설명한 CAPEX 세부 구성 항목 대신 CAPEX 자체를 변수로 고려하여 민감도 분석을 추가적으로 수행하였다. Fig. 3와 Fig. 4는 각각 민감도 분석을 추가적으로 수행한 결과와 선행연구에 대한 민감도 분석 결과이며, 이 결과에서 확인할 수 있듯이 두 결과 모두 이용률의 민감도가 제일 높았고, 다음으로 CAPEX와 할인율의 민감도가 높다는 점에서 서로 일치하였

Table 3. Conditions of LCOE for tidal power generation of four organizations

	SNL	KIOST	MeyGen	IEA-OES	Average
Installed capacity (MW)	11	10	6	5.5	8.1
CAPEX [₩100 million/MW]	112.9	92.8	82	52.7	85
OPEX per year [CAPEX*n%]	4.5	3.4	2.7	4	3.7
Capacity factor [%]	30	30	34	30	31
Discount rate [%]	7	4.5	-	10	7
Life of the system [year]	20	20	25	20	21

Table 4. Results of LCOE sensitivity analysis of tidal power generation

Components	Variation	LCOE [₩/kWh]				
		-20%	-10%	0%	10%	20%
Device		352.47	369.13	385.78	402.44	419.10
Installation		371.62	378.70	385.78	392.86	399.95
Cable and grid connection		373.44	379.61	385.78	391.96	398.13
OPEX		362.62	374.20	385.78	397.37	408.95
Capacity factor		482.23	428.65	385.78	350.71	321.49
Life of the system		415.44	398.84	385.78	375.33	366.83
Discount rate		359.36	372.46	385.78	399.30	412.99

Table 5. Sensitivity parameters in reference (Vazquez and Iglesias [2016])

	Baseline	Range of variation
CAPEX [€/MW]	4.3million	±20%
OPEX per year [€/MW]	0.063million	±20%
Capacity factor [%]	35	35-50
Discount rate [%]	10	6-12

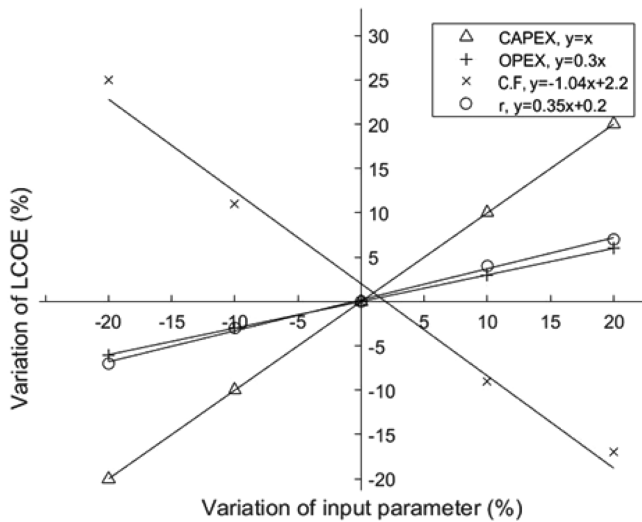


Fig. 3. Multivariate sensitivity according variation of input parameter.

으나 OPEX의 민감도가 선행연구에서 매우 낮은 차이를 보였다. 이는 선행연구에서 이용률 35%, CAPEX 68.8억원, 할인율은 10%로 추정하였으며 연간 OPEX를 CAPEX의 1.4%로 매우 낮게 고려하여 LCOE를 추정하였기 때문인 것으로 이해할 수 있다.

4. LCOE 저감 방안

LCOE는 비용이나 연간발전량, 그리고 할인율 등에 복합적으로 영향을 받는다. 본 연구에서는 LCOE 저감 방안에 대하여 터빈의 배치 및 용량 증대와 터빈 및 블레이드 성능 향상에 따른 LCOE 저감 방안, 규모의 경제와 발전단지의 체계적인 유지보수의 중요성에 대해 먼저 고찰하고 조류발전의 보급 활성화를 위한 제도적 지원에 대해 알아보았다.

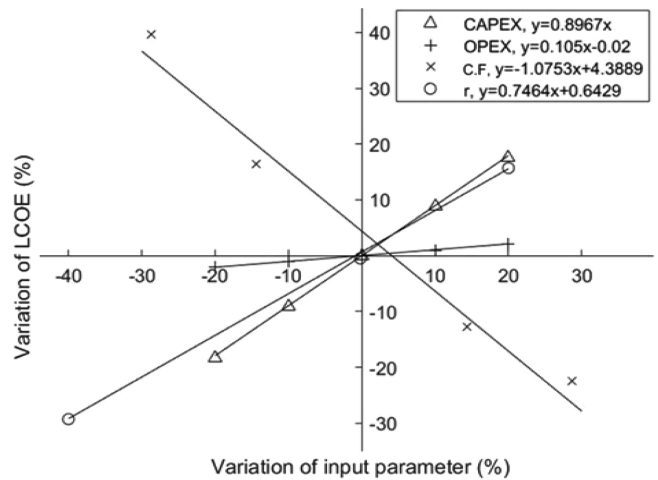


Fig. 4. Multivariate sensitivity analysis result in the reference (Vazquez and Iglesias [2016]).

한편 LCOE에 영향을 미치는 요인 가운데 할인율은 시스템 개발사의 노력에 의해 줄일 수 있는 부분이 아니지만 기술 성숙도와 안정적인 재정투자자로 낮은 할인율을 적용할 수 있는 가능성이 있다(Arup[2016]). 안정적인 국가 소유의 전력회사가 투자하는 사업의 경우 3%대의 할인율을 적용할 수 있고 민간 투자자에게 입증되지 않은 새로운 기술에 대한 투자 위험이 있는 경우 10%의 할인율을 적용할 수 있다. 따라서 불확실성이 높은 사업일 경우 이보다 조금 더 높은 할인율을 적용할 수 있다(NEA[2015]). 현재 우리나라의 경우 기획재정부에서 발표한 예비타당성 조사 수행 총괄지침 제 50 조에 따라 4.5%의 사회적 할인율을 적용하고 있다(Ministry of Economy and Finance[2019]). 조류발전의 경우 상용화 이전의 기술 개발 단계이다. 지속적인 기술 개발로 투자에 대한 불확실성이 낮아지면 더 낮은 할인율의 적용으로 인한 LCOE 저감 효과를 기대할 수 있다. 공공사업에서 경제적 타당성을 분석할 때 사용하는 사회적 할인율과 달리 민간에서는 기업 재무적 매개변수로 가중평균 자본비용(Weighted Average Cost of Capital, WACC)을 사용하고 있다. 최근 TIGER 프로젝트에서 LCOE 분석 시 WACC를 고려한 바 있다. 조류발전의 상용화로 인하여 발전단지의 규모가 커지고 은행과 투자회사에서의 기술에 대한 투자 위험이 감소할 경우 WACC를 낮게 고려할 수 있는데, WACC를 현재 8%에서 6.4%로

약 20% 감소하는 것으로 고려하면, LCOE가 9.6% 감소하는 것으로 분석되었다(TIGER[2022]).

4.1 터빈 용량 증대에 따른 효과

터빈 자체의 용량에 대하여 1.5MW 터빈과 2MW 터빈 사용을 비교했을 때 2MW 터빈을 사용하였을 경우 조류발전의 예상 발전량이 29% 상승할 것으로 예상되었다. 이는 자본비용 증가 여부에 따라 17%에서 23%의 LCOE 감소로 이어질 것으로 추정되었다(Goss *et al.*[2021]). 또한 로터의 직경이 26m인 3MW급 터빈을 사용하였을 경우 로터의 길이가 20m인 2MW급 터빈을 사용하였을 때보다 LCOE가 약 38% 감소되는 것으로 확인되었다. 이는 터빈 자체의 가격이 소폭 상승할 수 있지만 정격 용량이 올라가면서 용량 대비 터빈 가격이 절감되거나 혹은 로터의 직경이 커질수록 회전 면적이 넓어지면서 좀 더 많은 에너지를 포획하여 발전량이 상승하는 등의 이유로 LCOE가 감소될 수 있다(TIGER[2022]).

한편 조류발전과 비교하였을 경우 해상풍력발전은 LCOE 저감과 관련하여 비교적 많은 연구가 진행되고 있다. 특히 영국에서 8MW급 해상풍력터빈이 현재 설치되어 운영 중이며, 국내에서도 8MW, 10MW급 터빈이 개발되고 있으며, 외국에서는 12MW급 터빈까지 개발되고 있다. 국내 보고서에 따르면 해상풍력발전의 경우 이러한 터빈용량의 대형화에 따라 터빈 비용은 증가하나, 터빈 수가 감소하여 내부망 및 운송, 설치거리 감소로 계통연계 분야의 비용이 감소될 것으로 예상하고 있으며, 또한 터빈 대형화에 따라 CAPEX는 증가하나 내부망 거리와 운송, 설치 거리 감소로 지지구조물 및 계통연계 관련 비용은 절감될 것이며 추가로 발생하는 효율 향상은 AEP를 증가시켜 최종적으로 LCOE 절감에 기여할 것으로 제시되었다(KETEP[2014]). 조류발전의 경우 수심의 제한으로 터빈을 대형화하는 것에 한계가 있지만, 고성능 로터 및 고풍력 발전기 등을 개발하면서 비용이 어느 정도 증가하더라도 LCOE를 저감시킬 수 있는 방안에 대한 연구가 필요할 것으로 사료된다.

4.2 터빈 및 블레이드 성능 향상에 따른 효과

조류발전 터빈의 경우 현재 상류식(upstream) 터빈과 하류식(down-stream) 터빈, 그리고 상류식, 하류식 모두 대응할 수 있는 양방향 터빈(bi-directional turbine)이 개발되고 있다(Heo *et al.*[2020]). 모든 방향에서 바람이 불어오는 풍력발전과 달리 조류는 일정한 방향을 유지하며 낙조류와 창조류 사이의 방향이 180도 차이가 있는 경우에는 터빈의 요(yaw)제어가 필요하지 않을 수 있다. 즉, 대칭형 블레이드를 적용하여 양방향 흐름에 대응하거나, 혹은 피치만을 이용하여 상류식, 하류식을 번갈아가며 대응할 수 있다. 하류식 발전에 대한 성능 특성을 비교한 선행연구를 참조하면, 타워 구조물의 간섭 효과로 출력계수가 하류식 발전의 경우 약간 감소할 수 있지만, 요제어를 하지 않은 경우 고가의 요 구동부를 배제하고 또한 수밀 문제를 해결할 수 있다. 즉, AEP는 2~3% 감소되지만 CAPEX, OPEX를 더 크게 감소시킴으로써 전체적으로 LCOE를 줄일 수 있다.

현재 풍력 터빈의 블레이드에 쓰이는 탄소섬유는 질량을 줄이고 강성을 증가시키기 위해 사용되지만 비용을 증가시키는 단점이 있다. 이에 항공우주 기술과 통합한 새로운 재료와 제조 공정 개발을 통해 더욱 가볍고 단단하며 값싼 비용으로 더 높은 품질의 블레이드 개발 가능성이 언급되었다(KIC InnoEnergy[2014]). 추가로 열가소성(thermo-plastic blade) 블레이드와 같은 첨단 블레이드 재료 사용에 대한 연구가 진행 중이다. 향상된 블레이드를 사용하였을 경우 3%의 LCOE 저감될 것으로 보고되었다(TIGER[2022]). 조류발전의 경우 해상보다 더욱 열악한 해저 환경에서 발전을 수행하기 때문에 앞에서 언급한 바와 같이 다양하고 높은 품질의 블레이드를 개발한다면, 해양환경에 맞게 최적의 블레이드를 적용함으로써 LCOE를 저감시킬 수 있을 것으로 사료된다.

조류가 발전기기에 가장 먼저 지나는 부분은 터빈 허브의 노즈이며 이때 유동의 특성이 터빈의 성능에 영향을 미치게 된다. 조류발전 터빈의 출력 성능에 대하여 노즈 형상 및 유입각도의 영향을 분석한 연구사례가 있다. 허브의 직경에 대한 노즈의 길이의 중형비가 0.5인 경우 수평축 터빈의 출력이 약 1.8% 감소되는 것이 확인되었다. 또한 중형비가 2.5에서는 1.0의 중형비와 비교하였을 때 약 0.5% 정도 출력 성능이 향상되는 것과 2.5 이상의 중형비에서는 출력 변화가 거의 일어나지 않음을 확인하였다. 터빈에 대한 유체의 유입각도는 터빈의 성능에 영향을 미친다. 유입각도가 약 15도 이상에서는 유입각도가 0도인 경우에 비해 터빈 성능이 약 10.9% 감소하는 것이 확인되었다(Heo *et al.*[2020]).

한편 해상풍력의 경우 낮은 풍속과 복잡한 바람 패턴이 예상되는 지역에서도 높은 출력을 내기 위해 기존의 맞바람형식(Upwind) 3엽 터빈 방식에서 뒷바람형식(downwind) 2엽 터빈에 대한 연구가 진행 중이다. 정격출력이 동일한 13.2MW의 2엽 터빈과 3엽 터빈을 비교하였을 경우 2엽 터빈을 사용하였을 때 블레이드 길이가 100.5m에서 143.4m로 증가하고 허브의 높이가 142.4m에서 168m로 증가하면서 CAPEX가 5% 증가하였지만 AEP가 35% 증가하여 LCOE가 26.8% 감소한 연구 결과가 있다(Pao *et al.*[2021]). 그러나 조류발전의 경우 설치 수심에 대한 제약으로 인해 블레이드를 길게 제작하는 것에 한계가 있을 수 있다. 따라서 이러한 경우 덕트를 사용하거나 연(kite)의 원리를 이용하여 상대유속을 증가시키는 방안이 있다. 국내에서는 이와 관련한 연구로 수평축 퍼널형 조류발전 로터 주위에 깔때기 모양의 유입구 덕트에 대하여 유속 증가를 분석한 연구(Jo[2007], Jo *et al.*[2009])와 덕트 내 블레이드의 날개 수의 증가에 따른 덕트 상부 벽 부분의 저항 변화 및 출력 성능을 분석한 연구(Han *et al.*[2018]) 등이 있다. 따라서 조류발전 시스템의 출력을 향상시키기 위하여 블레이드뿐만 아니라 허브 및 덕트 사용에 대한 최적 형상 설계도 요구된다고 할 수 있다.

4.3 규모의 경제

비용을 저감하는 방안 중 규모의 경제(economics of scale)를 제시할 수 있다. Goss *et al.*에 따르면 설치, 운영 및 유지 보수를 위한 비용은 터빈의 수가 증가함에 따라 감소되며 조류발전단지의 터

빈의 수가 4기에서 36기로 증가할 경우 터빈 당 예상 선박 동원 및 하역과 반환 날씨는 1.13일에서 0.83일로 감소할 수 있다. 또한 터빈 간 케이블 비용(internal cable)은 터빈의 수에 따라 선형적으로 증가할 수 있지만 고가의 외부망 케이블(external cable) 비용과 변전소 관련 비용이 대략적으로 고정되기 때문에 터빈의 수가 많을수록 MW당 총 케이블 비용이 낮아지는 것으로 확인되었다(Goss *et al.*[2021]). 한편 최근 TIGER 프로젝트에서 규모의 경제에 대하여 2-10MW급 조류발전단지에서 20-200MW급 조류발전단지로 전환이 이루어졌을 시 LCOE가 40% 감소될 것으로 보고되었으며 8MW급 조류발전단지에서 100MW급 조류발전단지로 확대되는 경우, LCOE는 28% 감소될 것으로 보고된 바 있다(TIGER[2022]).

4.4 조류발전 터빈 배치

조류발전 터빈의 배치는 유속의 변화에 영향을 준다. 조류의 유속은 하나의 터빈을 거치고 난 후 다음 터빈에 도달할 때 회복이 되지 않고 난류 강도 또한 증가하게 되는데 이것은 터빈의 출력에 악영향을 미친다. 따라서 터빈에 대한 최적 배치가 필요하다. 6개의 터빈을 4열로 배치한 것과 2열로 배치한 것을 비교해봤을 때 LCOE는 각각 27.7%, 25.5% 증가되었다. 터빈을 2열로 배치했을 경우 밀물 때 유속이 2.4m/s에서 0.13m/s, 썰물 때는 0.18m/s 만큼 느려졌다. 4열로 배치했을 경우 2.4m/s의 유속에서 밀물 때 0.25m/s, 썰물 때는 0.3m/s 만큼 감소한 것을 확인하였다. 터빈 간격의 경우에는 직경의 3배일 때 유속이 밀물과 썰물 때 각각 2.4m/s의 유속에서 0.3m/s, 0.4m/s 감소하였고 직경의 10배일 때 밀물과 썰물 때 2.4m/s의 유속에서 0.2m/s 감소하였다. 이것은 LCOE를 각각 34.5%, 30% 증가시켰다(Vazquez and Iglesias[2016]). 터빈의 배치에 따라 유속의 변화가 발생하고 이는 발전량에 영향을 미친다. 따라서 대규모 단지의 조류발전인 경우 발전단지의 면적, 해저케이블의 연장을 고려하면서, 터빈의 간격을 가능한 넓게 하고, 열의 수를 줄이는 배치를 참고하는 것이 필요하다. 이와 관련하여 풍력발전의 경우 SOWFA(SOWFA: Simulator fOr Wind Farm Applications)와 같은 프로그램을 사용하여 개별 풍력 터빈 운전상태에 따른 후류의 영향 등을 반영하여, 발전단지 내의 유동 및 단지 성능을 정밀하게 해석하고 있다(Fleming *et al.*[2014]). 한편 조류발전의 경우 이러한 SOWFA에 적용된 유체의 특성을 조류 환경에 맞게 수정하여 조류발전 후류 및 발전단지의 출력 성능을 예측할 수 있다(Kim *et al.*[2021]). 또한 tidal farmer, open tidal farm 등의 상용 소프트웨어를 사용하여 발전단지 내에서의 후류의 영향을 반영한 단지 내에서의 출력 성능을 예측할 수 있다(DNV[2023]; The OpenTidalFarm team[2016]). 그러나 SOWFA의 경우 OpenFOAM을 기반으로 개발된 프로그램으로 사용자 편의성이 낮고, 상용 소프트웨어의 경우 고가의 비용이 필요하고, 기술개발에 따른 적절한 개선이 어려운 상황이다. 따라서 발전단지 내의 터빈 배치 최적화를 통하여 발전량을 극대화하기 위해서는 기존 SOWFA, Tidal Farmer 등과 같은 소프트웨어의 사용과 함께 사용자 편의성 및 최신 연구개발 결과를 반영한 프로그램 개발도 필요하리라 사료된다.

4.5 체계적인 유지보수 계획

대규모 해상풍력발전단지의 경우 해상환경의 영향으로 유지보수에 대한 체계적인 계획 수립이 필수적이다. 우리나라의 경우 동절기에 파고가 높아 터빈에 대한 접근이 어렵고, 풍속이 높아 발전량이 하절기보다 높기 때문에 동절기 터빈의 비가동에 대한 발전 손실이 높다. 따라서 하절기에 대부분의 유지보수를 수행한 경우와 그렇지 않은 경우 동일한 유지관리 선박과 정비팀을 고려하였음에도 불구하고 유지보수비용이 크게 차이나는 것을 확인하였다(Sang *et al.*[2021]). 즉, 해상풍력발전단지의 경우 체계적인 유지관리 계획이 매우 중요하다. 이는 조류발전단지의 경우에도 동일하게 적용할 수 있다. 현재 조류발전의 경우 OPEX를 CAPEX의 일정 비율로 측정하고 있는데, 발전단지가 대형화가 되었을 경우 유지보수 시점의 유속 및 풍속, 파고 등을 면밀히 고려하여 세부적인 유지보수 계획을 수정하는 것이 필요하고, 이를 통해 OPEX 절감이 가능할 것으로 사료된다.

4.6 제도적 지원

제도적 지원은 직접적인 LCOE 저감 요인은 아니지만 보급을 늘리기 위한 요인으로 작용할 수 있다. 재생에너지 산업의 대표적인 지원으로 FIT와 RPS가 있다. FIT는 재생에너지원으로 공급된 전력에 대해 생산가격과 거래가격 간의 차액을 정부의 전력산업기반기금으로 보전하는 제도이다. 장기간의 안정적인 지원을 통해 기술개발을 유발하며 재생에너지 투자의 불확실성을 제거할 수 있는 장점이 있지만 발전의 비용 절감 및 경쟁력 강화를 유도하기 어렵고 정부의 재정 지원이 필요하기 때문에 지속적인 정책 시행이 어려울 수 있는 단점이 있다. RPS는 전력공급자가 총 전력공급량의 일정 비율 이상을 재생에너지로 공급하도록 의무화한 제도이다. 시장구조를 이용해 자율적으로 최적의 재생에너지원이 선정된다는 점과 재생에너지 발전 비율을 강제하기 때문에 공급 규모 예측이 용이하다는 장점이 있다. 그러나 공급 비용이 낮은 에너지에 대한 선호로 인해 기술 수준이 높은 특정 재생에너지원으로 설비가 편중되는 문제가 발생하며 기술 개발 유인이 없기 때문에 다양한 재생에너지원을 육성하기 어렵다. 또한 기술 기반이 없는 상태에서 경쟁체제를 도입하는 경우 외국의 선진 기술과 제품이 국내 시장을 선점할 수 있다는 우려가 있을 수 있다(Kwon[2014]).

두 대표적인 제도적 지원 중 현재의 조류발전에 적합한 지원을 알아보기 위해 태양광발전의 사례를 살펴볼 수 있다. 2006년 4월 기준 국내 태양광발전의 FIT 지원은 스페인의 ₩259~497/kWh, 프랑스의 ₩183~366/kWh 보다 높은 ₩677.4~711.3/kWh의 지원을 받았다(Jeon[2006]). 초기에 태양광발전은 FIT 제도를 통해 정부의 적극적인 지원을 받아 많은 연구개발과 보급이 활성화 되었다. 국내 태양광발전의 경우 2005년 LCOE는 ₩1,144/kWh으로 측정되었고 2010년에는 ₩346/kWh으로 낮아졌다. FIT가 종료되었던 2011년에는 태양광발전의 LCOE는 ₩267/kWh으로 크게 감소한 것으로 보고된 바 있다(National assembly budget office[2018]). 국내의 조류발전은 아직 기술 개발의 초기단계로 해외의 선진 기술로부터 국

내의 기술을 보호하고 연구 개발을 활성화시키기 위하여 적극적인 정부의 지원을 통해 투자에 대한 불확실성을 제거할 수 있는 FIT 제도의 지원방안이 필요할 것으로 사료된다.

5. 결 론

본 연구에서는 국내외 주요기관에서 발표한 자료를 분석하여 누적설비용량 증대에 따른 LCOE를 추정하였고, 조류발전 LCOE에 대한 민감도 분석을 위해 CAPEX, OPEX, AEP 등을 세부적으로 고찰하였다. CAPEX의 경우, CAPEX를 구성하는 구성 항목을 발전설비 비용, 지지구조물 비용 등으로 재분류하였고, 연간 OPEX의 경우 CAPEX에 대한 비율, 그리고 AEP의 경우 이용률을 변수로 고려하여 조류발전 LCOE에 대한 민감도 분석을 실시하였다. 추가로 조류발전 LCOE의 저감 방안과 조류발전 활성화를 위한 제도적 지원 방안을 고찰하였다. 본 연구의 결론을 요약하면 다음과 같다.

(1) 조류발전 LCOE는 1MW급 단일기에서 1GW급까지 누적설비용량이 증가할 때 ₩520~800/kWh에서 ₩142~285/kWh으로 감소하는 것으로 추정되었다.

(2) 조류발전단지 건설을 위한 투자비용, 즉 CAPEX에 대한 자료를 정리하여 CAPEX의 구성 항목을 발전설비, 지지구조물, 설치, 전력계통 그리고 기타 부분의 5개 세부 항목으로 구분하였고, 해당 비용 검토 결과 발전설비의 비용이 가장 크고, 다음으로 설치, 전력계통 등의 순으로 비용이 소요되는 것으로 나타났다.

(3) 국내외 4개 기관의 조류발전 LCOE 주요 구성요소, 즉 발전설비 비용과 전력계통 비용, 설치 비용, OPEX, 설비 이용률, 운영기간 및 할인율에 대한 민감도를 분석하였다. 민감도 분석 결과 이용률, 할인율 및 발전설비 비용의 민감도가 높은 것으로 나타났다.

(4) 조류발전 LCOE 저감 방안에 대하여 터빈 용량 증대에 따른 LCOE 저감 효과와 조류발전 시스템 출력 향상 방안, 규모의 경제, 발전단지의 체계적인 유지보수 계획과 대규모 조류발전단지의 효율적인 터빈의 배치의 중요성 그리고 제도적 지원에 대하여 검토하였다. 터빈 용량의 증대에 따라 CAPEX도 어느 정도 증가하지만, AEP가 더 크게 증가하여 전체적으로 LCOE를 17~38% 수준으로 줄일 수 있는 것으로 보고되었으며, 대규모 조류발전단지의 경우 터빈의 간격을 가능한 넓고 열의수를 줄이는 배치를 참고하는 것이 필요하다. 초기 태양광발전에 대한 정부의 지원과 그에 따른 태양광발전 R&D투자 증가 및 기술 수준 향상 등으로 최근 태양광발전의 LCOE가 크게 감소한 것과 같이 조류발전 또한 적극적인 정부의 지원으로 기술 수준을 높이고 사업 투자에 대한 불확실성을 제거하기 위해 FIT 제도 등의 지원 방안이 필요할 것으로 사료된다.

이 연구를 통하여 누적설비용량 증대에 따른 조류발전 LCOE 범위를 확인할 수 있었고, LCOE에 대한 민감도 분석을 통하여 발전설비, 지지구조물 등의 CAPEX 구성항목과 OPEX, 이용률, 운영기간, 할인율의 변화가 LCOE에 미치는 영향을 정량적으로 분석할 수 있었다. 한편, 조류발전 LCOE의 저감 방안과 보급 활성화 방안을 위한 제도적 지원 등 본 연구를 통해 도출된 결론은 향후 조류

발전에 대한 기술 개발 방향 제시 및 경제성 분석 시 기초자료로 활용될 수 있을 것으로 기대된다. 또한 추후 분야별 기술수준, 기술개발 시급성 및 필요성 등에 대한 추가적인 분석을 통하여 기술 개발 방향을 구체적으로 제시하는 것이 필요하리라 사료된다.

후 기

이 연구는 2022년도 해양수산부 재원으로 해양수산과학기술진흥원의 지원을 받아 수행된 연구임(20190499, 1MW급 조류발전 상용화 시스템 개발).

References

- [1] Andres, A.D., MacGillivray, A., Roberts, O., Guanche, R., Jeffrey, H., 2017, Beyond LCOE: A study of ocean energy technology development and deployment attractiveness, Sustainable energy technologies and assessments, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 19, 10-12.
- [2] ARUP, 2016, Review of renewable electricity generation cost and technical assumptions.
- [3] DNV, Wave and tidal resource assessment, <https://www.dnv.com/services/wave-and-tidal-resource-assessment-5651>, 2023.
- [4] European Commission, 2016, Integrated SET-Plan.
- [5] Fleming, P.A., Gebraad, P.M., Lee, S., van Wingerden, J.W., Johnson, K., Churchfield, M. and Moriarty, P., 2014, Evaluating techniques for redirecting turbine wakes using SOWFA, Renewable Energy, 70, 211-218.
- [6] Goss, Z.L., Coles, D.S. and Piggott, M.D., 2021, Economic analysis of tidal stream turbine arrays: a review, 1-29.
- [7] Han, S.J., Lee, U.J., Lee, S.H., Jung, S.T. and Choi, H.J., 2018, Effect of Turbine Blade Shape in Shroud Tidal Power Generation System, The Korean Society of Mechanical Engineers, 2018, 62-63.
- [8] Heo, M.W., Kim, D.H., Yi, J.H., 2020, A study on performance characteristics of horizontal axis tidal turbine considering nose shape, Angle of inflow and tower structure, J. Korean Soc. Coast. Ocean. Eng. 32(1), 17-25.
- [9] International Energy Agency-Ocean Energy Systems (IEA-OES), 2015, An analysis of the development pathway and levelized cost of energy trajectories of wave, tidal and OTEC technologies.
- [10] International Energy Agency-Ocean Energy Systems (IEA-OES), 2022, Annual report an overview of ocean energy activities in 2021.
- [11] Jeon, B.K., 2006, Feed in Tariff, Journal of Electrical World Monthly Magazine, 54-58.
- [12] Jo C.H., 2007, Characteristics of tidal power generation and domestic and foreign technology development trends, The Magazine of Korean Solar Energy Society, 6(1), 9-16.
- [13] Jo, C.H., Lee, K.H., Yim, J.Y. and Chae, K.S., 2009, Performance evaluation of TCP device with upstream duct installation, Jour-

- nal of the Korean Society for Marine Environment and Energy, 77-80.
- [14] Joint Research Centre (JRC), 2019, Ocean energy technology development report.
- [15] KETEP, 2014, Medium and long-term development and strategies for offshore wind farms.
- [16] KIC InnoEnergy, 2014, Future renewable energy costs: offshore wind.
- [17] Kim, D.H., Heo, M.W., Yi, J.H., 2021, Numerical Analysis on the Performance and Wake of Tidal Current Turbine Using ALM and LES, J. Korean Soc. Mar. Environ. Energy, Vol. 24, No. 1, 20-31, February 2021.
- [18] Koh, K.H. and Park, S.I., 2011, The sensitivity comparison of each risk factors analysis on renewable energy and other generating technologies, New & Renewable Energy, 7.4(2), 10-17.
- [19] Korea Energy Agency (KEA), 2021, New & Renewable Energy White Paper.
- [20] Korea Institute of Ocean Science & Technology (KIOST), 2020, Planning study for development of design methodologies for 1MW-class floating tidal energy converting system.
- [21] Korea Institute of Ocean Science & Technology (KIOST), 2018, Planning research on the development of test bed for 10MW tidal current power generation.
- [22] Kwon, T.H., 2014, Market incentives for promoting development of renewable energy: policy mix of price and quantity regulation, Korean Policy Sciences Review, 18(2), 1-23.
- [23] MeyGen, 2020, Lessons learnt from MeyGen phase 1A final summary report.
- [24] Ministry of Economy and Finance, 2019, General guidelines for conducting preliminary feasibility study.
- [25] National assembly budget office, 2018, NaBo industrial trends & issues.
- [26] National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012, Cost report, cost and performance data for power generation technologies.
- [27] National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015, Levelized cost of energy analysis of marine and hydrokinetic reference models, National Renewable Energy Laboratory.
- [28] Nuclear Energy Agency (NEA), 2015, Projected costs of generating electricity.
- [29] Ocean Energy Europe, 2020, 2030 Ocean energy vision industry analysis of future deployments, costs and supply chains.
- [30] ORE Catapult, 2018, Tidal stream and wave energy cost reduction and industrial benefit.
- [31] Pao, L.Y., Zalkind, D.S., Griffith, D.T., Chetan, M., Selig, M.S., Ananda, G.K. and Loth, E., 2021, Control co-design of 13 MW downwind two-bladed rotors to achieve 25% reduction in levelized cost of wind energy, Annual Reviews in Control, 51, 331-343.
- [32] Renewables now, 2021, Renewables 2021 global status report.
- [33] Sang, M.G., Lee, N.K., Shin, Y.H., Lee, C., Oh, Y.J., 2021, An optimization model for o&m planning of floating offshore wind farm using mixed integer linear programming, J Korean Soc. Computer. Inf, 26(12), 255-264.
- [34] Sandia National Laboratories (SNL), 2014, Methodology for design and economic analysis of marine energy conversion (MEC) technologies.
- [35] SI Ocean report, 2013, Ocean energy: Cost of energy and cost reduction opportunities.
- [36] The OpenTidalFarm team, OpenTidalFarm-Tidal farm simulation and optimisation, <https://opentidalfarm.readthedocs.io/en/latest/>, 2016
- [37] TIGER, 2022, Cost reduction pathway of tidal stream energy in the UK and France.
- [38] Vazquez, A. and Iglesias, G., 2016, Grid parity in tidal stream energy projects: An assessment of financial, technological and economic LCOE input parameters, Technological Forecasting and Social Change, 104, 89-101.
- [39] Wani, F., Dongm, J. and Polinder, H., 2020, Tidal turbine generators, advances in modelling and control of wind and hydro-generators, IntechOpen.
- [40] Wani, F.M., 2021, Improving the reliability of tidal turbine generator systems, Doctoral dissertation, Delft University of Technology.

Received 9 January 2023

1st Revised 2 March 2023, 2nd Revised 17 April 2023

Accepted 24 April 2023