ISSN 1975-8359(Print) / ISSN 2287-4364(Online)
The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers Vol. 63, No. 9, pp. 1192～1198, 2014
http://dx.doi.org/10.5370/KIEE.2014.63.9.1192

국내 해상풍력발전단지의 경제성 분석

Economic Evaluation of Offshore Wind Farm in Korea

민 창 기* · 허 돈** · 박 종 근†
(Chang-Gi Min · Don Hur · Jong Keun Park)

Abstract - With an increase in the penetration of offshore wind farm, the need of an accurate economic evaluation of offshore wind farm has become crucial. This paper presents an economic evaluation method of offshore wind farm in Korea reflecting the cost of offshore wind farm infrastructure (offshore substation, submarine cable and foundation) in its cost model. Each cost of offshore substation, submarine cable, and foundation is represented as a function of installed capacity, distance to shore, and water level, respectively. We have applied the method to the case study of offshore in Jeju Island and analyzed the economics under various conditions. The results show that the distance to shore is of importance in economics of offshore wind farm.

Key Words : Economic Evaluation, Offshore Wind Farm, Offshore Wind Farm Infrastructure

1. 서 론

세계 각국은 에너지 안보와 환경문제에 효과적으로 대처하기 위한 수단으로서 신재생에너지원의 활용에 높은 관심을 갖고 있다. 그 중에서도 기술성과 경제성 측면에서 우수한 풍력발전자원의 보급을 늘리고 있다. 최근 풍력발전자원 중에서도 해상풍력이 육상풍력보다 더욱 주목을 받고 있다. 왜냐하면 민원 문제, 부지 제약, 대규모 조성, 풍황 등에서 해상풍력이 육상풍력보다 유리하기 때문이다. 2011년 말 기준 유럽 내에 3,812MW의 해상풍력발전단지가 조성되었고, 현재 유럽에서는 총 2,375MW의 해상풍력발전단지 조성 프로젝트가 진행 중이다 [1]. 국내의 현황을 살펴보면, 제주도에는 이미 건설된 5MW의 실증단지를 포함하여 65MW의 해상풍력발전단지가 조성 중이다. 서남해안 일대에는 2013년까지 100MW의 시범단지가 조성될 계획이고, 이후 2019년까지 총 2.5GW의 단지가 확충될 예정이다[2, 3].

이러한 해상풍력발전단지의 조성을 위해서는 먼저 적합한 입지선정과정이 필수적이다. 이 과정에서 발전사업자는 입지의 개발제약뿐만 아니라 수익성을 고려한다. 실제로 발전사업자가 입지의 수익성 여부를 판단하기 위해 경제성 분석(economic evaluation)을 수행한다. 대표적인 경제성 분석의 지수로서 순현재가, 내부수익률 등이 있는데, 특별히 에너지 분야에서만 활용되는 지수로서 에너지균등화비용(Levelized Cost of Energy, LCOE)가 있다[4]. 경제성 분석 에 있어 중요한 것은 수입과 비용에 대한 산정이다. 따라서 건설부터 폐기까지 소요된 비용과 생산된 전력을 전력시장에 판매해서 획득한 수입을 효과적으로 산정하는 것이 필요하다.

해상 입지조건은 해상풍력발전단지의 수입(revenue)과 비용(cost)에 큰 영향을 미친다. 입지 조건에 따라 수입의 차이를 발생시키는 요인은 육상풍력과 마찬가지로 풍황에 따른 연간 전력 생산량이다. 연간 전력 생산량이 많을수록 상대적으로 더 많은 수입을 얻을 수 있기 때문에, 정확한 생산량 예측이 중요하다. 그간 이와 관련하여 후류효과, 터빈들 간의 배열 등을 고려한 연구들이 진행되어왔다[5, 6]. 한편, 입지 조건에 따라 비용의 차이를 발생시키는 요인은 육상풍력과 달리 수심 등의 해상의 특수조건과 해안과의 이격거리이다. 해상풍력은 육지에서 멀리 떨어진 해상에 대규모로 조성되기 때문에, 터빈과 기초지지대(foundation)의 재료비 및 설치비 비중이 높으며, 해상 접근성의 문제로 인해 보수비용도 적지 않다. 그동안 이러한 입지조건을 반영한 비용 모델링 연구가 진행되어왔다[6-9]. 하지만 기존 문헌에서는 해상변전소와 해저케이블에 관한 비용들을 종합적으로 고려하지 않았다. [8]에서는 해상변전소의 비용을 고려하지 않았고, [9]에서는 해안과의 이격거리에 비례한 형태로 증가하는 해저케이블의 비용을 반영하지 않았다. 입지 조건에 따라 이 두 가지 요소의 비중이 작지 않을 수 있기 때문에 이를 효과적으로 고려할 필요가 있다[10]. 본 논문에서는 [9]의 내용을 바탕으로 이 두 비용을 종합적으로 고려하였다.

본 논문은 해상 인프라 비용을 효과적으로 고려한 해상풍력발전단지의 경제성 분석 방법을 제안한다. 이 논문의 핵심은 두 가지이다. 첫째, 해상풍력발전단지의 비용 모델링 과정에 해상 인프라의 비용을 효과적으로 고려했다. 해저케이블 및 해상변전소 비용, 그리고 기초지지대의 비용을 해안과의 이격거리 및 수심과의 관계로 나타내었다. 둘째, 제안된 경제성 분석 방법론을 바탕으로 수심, 해안과의 이격거리 등 구체적인 입지 조건에 따른 경제성의 변화를 비교 및 분석했다.

† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Computer Engineering, Seoul National University, Korea.
E-mail : parkjk@snu.ac.kr
* Dept. of Electrical and Computer Engineering, Seoul National University, Korea.
** Dept. of Electrical Engineering, Kwangwoon University, Korea.
Received : Jaly 27, 2013; Accepted : May 23, 2014

본론의 구성은 다음과 같다. 본론 2-1에서는 해상풍력발전단지의 경제성 분석에 관한 기본 개념을 소개한다. 본론 2-2와 2-3에서는 각각 비용 모델링과 수입 모델링을 제시하고, 본론 2-4에서는 사례연구를 통해 해상 입지조건에 따른 수입 및 비용의 변화를 분석한다.

2. 본 론

2.1 경제성 분석의 기본개념

에너지균등화비용(LCOE)은 풍력에너지에 관한 경제성 평가 지수이다. 이는 단위 에너지를 생산하는 데 소요되는 비용을 의미하며, 아래와 같이 표현할 수 있다.

$$LCOE = \frac{\sum_{y=0}^{Y} \frac{AC_y}{(1+dr)^y}}{\sum_{y=0}^{Y} \frac{nAEP_y}{(1+dr)^y}} \quad (1)$$

$$AC_y = ICC_y + (LLC_y + OM_y + RC_y) \times (1-tr) - DC_y \times tr - LI_y \times tr$$

AC_y = Annual cost at year-y [$]
ICC_y = Initial capital cost at year-y [$]
dr = Discount rate [%]
$LCOE$ = Levelized cost of energy [$/kWh]
LI_y = Loan interest at year-y [$]
LLC_y = Land lease cost at year-y [$]
$nAEP_y$ = Net annual energy production at year-y [kWh]
OM_y = O&M cost at year-y [$]
RC_y = Replacement cost at year-y [$]
tr = Tax rate [%]
Y = Total periods [years]

LCOE 산정 시 고려되는 비용은 CAPEX(capital expenditure)와 OPEX(operating expenditure)이다. CAPEX는 고정자산의 증설, 증축에 관한 비용이다. CAPEX는 초기자본비용(initial capital cost)에 의해 발생된다. OPEX는 고정자산의 유지 및 보존에 관한 비용이며, AC에 OM, RC, LLC로 반영된다.

한편, 순현재가(net present value, NPV)와 내부수익률(internal rate of return, IRR)은 경제성 분석의 대표적인 지수이다. 순현재가는 할인율(discount rate)을 통해 미래의 세후현금흐름(after-tax cash flow)을 현재의 가치로 환산한 값이다. 투자자는 투자안의 순현재가가 양(+)의 값인 경우에 그 투자안은 경제성이 있다고 평가하며, 순현재가가 큰 순으로 투자의 우선순위를 정한다. 내부수익률은 투자비용과 미래의 세후현금흐름이 같아지는 할인율이다. 투자자는 투자안의 내부수익률이 투자자의 목표 내부수익률보다 큰 경우에 투자를 결정한다.

2.2 비용

그림 1은 500 MW 해상 풍력발전단지의 CAPEX를 구성요소 별로 나타낸 것이다[11]. 주요구성요소들의 비중을 살펴보면, 터빈의 재료비 및 설치비는 구성 요소 중 가장 큰 비중으로서 약 47 %를 차지하고, 기초지지대(foundation or support structures)의 재료비 및 설치비는 약 28 %를 차지한다. 해저케이블의 재료비 및 설치비는 약 14 %로 터빈과 기초지지대에 이어 세 번째로 큰 비중을 차지하고 있다. 네 번째로 큰 비중을 차지하는 요소는 해상변전소의 재료비 및 설치비로서 전체 비용의 약 6 %를 차지하고 있으며, 육상변전소의 비용보다 2배 이상을 나타낸다. 터빈, 기초지지대, 해저케이블, 해상변전소의 비용을 모두 합하면 약 94 %이다. 단지의 규모 배열, 해안과의 이격거리에 따라 각 요소별 비중은 달라질 수 있지만, 이 요소들이 비용의 대부분을 차지한다는 점은 유사하다. 따라서 해상풍력발전단지의 비용 산정 시 이 요소들을 효과적으로 고려하는 것이 중요하다.

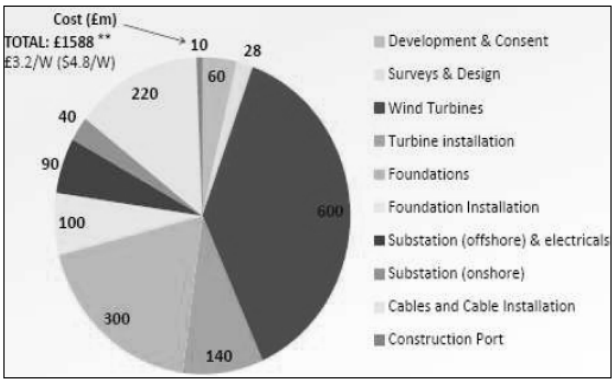

그림 1 500MW 해상 풍력발전단지의 CAPEX
Fig. 1 CAPEX of 500MW Offshore Wind Farm

터빈은 해상풍력발전단지의 비용 중 가장 큰 비중을 차지하며, 매우 다양한 구성요소로 이뤄져 있다. 구성요소는 터빈의 종류와 무관하게 로터(rotor), 낫셀(nacelle) 혹은 드라이브 트레인(drive train), 제어 및 모니터링 시스템(control and monitoring system), 타워(tower)로 크게 구분할 수 있다. 그 중에서 낫셀이 가장 큰 비용을 차지한다. 터빈 각 구성요소의 비용은 설비용량, 로터의 직경, 각 요소별 무게에 관한 함수로 나타낼 수 있다[9]. 본 논문에서는 터빈의 각 구성요소별 비용을 산정하고, 그 비용들을 합산하여 터빈의 한 기의 비용(turbine cost)을 계산한다. 그에 대한 수식은 다음과 같다.

$$C_T = \sum_{i \in I} f_i(IC, D_R, M_i) \quad (2)$$

여기서 C_T는 터빈의 한 기의 비용 [$], I는 터빈의 구성요소의 집합, IC는 터빈의 설비용량 [kW], D_R은 로터의 직경 [m], M_i는 터빈의 구성요소-i의 무게 [kg], $f_i(IC, D_R, M_i)$는 터빈의 구성요소-i의 비용 [$]을 나타내는 함수이다.

기초지지대의 비용(foundation cost)은 터빈의 비용 다음으로 큰 비중을 차지한다. 기초지지대의 유형은 다양하다. 입지의 수심, 파력(波力), 해저지반 등 조건에 따라 적합한 유형이 다르다. 수심에 따른 유형별 경제성을 비교해보았을

때, 모든 수심 영역에서 Gravity base 유형이 가장 경제적인 것으로 알려져 있다. 하지만 이 유형은 오직 해저지반이 양호한 조건에서만 적합한 유형이다. Monopile 유형은 20m 이내에서 경제적이다. 하지만, 수심이 20m 이상이거나 터빈의 설비용량이 5 MW 이상인 경우엔 Monopile의 직경의 증가로 시공 상 제약이 발생하여 경제성이 떨어진다. 이 유형은 2010년 기준으로 전 세계 해상풍력 기초지지대의 약 67.5 %를 점유하고 있다. Tripod와 Jacket 유형은 수심이 20 m 이상인 경우 적합한 유형으로 검토되고 있다. Tripod의 경우 수심이 깊고 터빈의 설비용량이 큰 경우에 적합하나 다른 유형에 비해 상대적으로 고가이다[12]. 본 논문에서는 가장 널리 활용되고 있는 Monopile 유형을 적용한다. 터빈 한 기에 대한 Monopile 유형의 기초지지대 비용은 다음과 같은 수식으로 표현할 수 있다.

$$C_F = \rho_{steel} C_{steel} \pi D_M H t \tag{3}$$

여기서 C_F는 터빈 한 기에 대한 Monopile 유형의 기초지지대 비용 [$], ρ_{steel}는 강철의 밀도 [kg/m3], C_{steel}는 강철의 구매단가 [$/kg], π는 원주율, D_M는 Monopile의 직경 [m], H는 Monopile의 총길이 [m], t는 터빈의 구성요소인 타워의 두께 [m]를 의미한다. 이 식은 Monopile 유형 기초지지대의 재료비를 의미한다[13]. 여기서 주목할 점은, Monopile의 총길이가 수심에 따라 달라진다는 것이다.

해저케이블 및 해상변전소 관련 비용은 입지조건에 따라 달라진다. 먼저 해저케이블은 용도에 따라 내부케이블과 외부케이블로 나눌 수 있다. 내부케이블은 터빈과 터빈, 터빈과 해상변전소 사이의 케이블을 말하고, 외부케이블은 해상변전소와 육상변전소까지의 케이블을 말한다. 내부케이블의 비용은 풍력발전단지의 레이아웃에 따라서 달라지고, 외부케이블은 해안과의 이격거리에 비례하여 그 비용이 증가한다. 또한, 해저케이블은 전압 수준에 따라 중압케이블, 고압케이블 등으로 나눌 수 있다. 중압케이블과 고압케이블은 모두 내부케이블이나 외부케이블로 사용될 수 있다. 용도별, 전압 수준별 해저케이블의 종류와 그 길이에 대한 정보를 바탕으로 해저케이블 총비용을 산정할 수 있다. 이를 다음과 같이 수식으로 표현할 수 있다.

$$C_L = \sum_{j \in T_c} C_j \left(d_{\mathrm{in,j}} + d_{ex,j} \right) \tag{4}$$

여기서 C_L은 해저케이블 총비용($), T_c는 전압 수준에 따른 해저케이블 종류의 집합, C_j는 케이블-j의 단위 길이 당 비용 [$/km], $d_{ex,j}$는 외부케이블 중 케이블-j의 길이 [km], $d_{\mathrm{in,j}}$는 내부케이블 중 케이블-j의 길이 [km]를 의미한다. 한편, 해상변전소 비용은 터빈의 설비용량에 비례하여 증가한다고 가정한다. 다만, 단지의 규모와 해안과의 이격거리에 따라 해상변전소가 불필요한 경우도 있다[10].

해상풍력발전단지의 OPEX는 bottom lease cost, O&M cost, replacement cost로 구성되어 있다. 첫 번째는 터빈이 설치된 해상공간의 임대비용이고, 두 번째는 보수정비비용이고, 세 번째는 부품교체비용을 의미한다. 첫 번째 요소와 두 번째 요소는 연간 전력생산량에 관한 함수로, 세 번째 요소는 터빈의 설비용량의 함수로 나타낼 수 있다.

2.3 수입

수입은 전력의 판매단가 [$/kWh]와 연간 전력생산량(nAEP)에 의해 결정된다. 연간 전력생산량은 풍력(natural wind power)을 전기적 출력(electric power)으로 변환하는 과정을 통해 추정한다. 그 과정은 네 단계로 구분할 수 있다 [9]. 첫 번째, 허브높이에서의 평균풍속을 기준으로 풍속의 분포를 구한다. 풍속의 분포는 와이블(Weibull) 분포로 가정하고, 와이블 분포의 모수는 시뮬레이션 프로그램인 Matlab R2012a의 wblfit() 함수를 통해 추출할 수 있다. 허브높이에서의 평균풍속은 다음과 같이 계산한다.

$$\overline{V} = \left(\frac{hub\,height}{50} \right)^{shear} \times 50m\ windspeed \tag{5}$$

여기서 $\overline{V}$는 허브높이에서의 평균풍속 [m/s], $shear$는 풍속전단지수 [dimensionless]를 의미한다.

두 번째, 풍력 (natural wind power)이 로터의 기계적 힘(mechanical power)으로 전달된 값을 계산한다. 로터의 기계적 힘은 아래와 같이 풍속에 따라 달리 계산한다.

$$\begin{aligned} V < V_{cut-in} \qquad & \mathrm{P_m} = 0 \\ \mathrm{V_{cut-in}} < \mathrm{V} < \mathrm{V_{rated}} \qquad & \mathrm{P_m} = \frac{1}{2}\rho \frac{\pi \mathrm{D_R^2}}{4} \mathrm{V^3 C_p} \\ \mathrm{V_{rated}} < \mathrm{V} < \mathrm{V_{cut-out}} \qquad & \mathrm{P_{m,rated}} = \frac{1}{2}\rho \frac{\pi \mathrm{D_R^2}}{4} \mathrm{V_{rated}^3 C_p} \\ \mathrm{V_{cut-out}} < \mathrm{V} \qquad & \mathrm{P_m} = 0 \end{aligned} \tag{6}$$

$$\text{단, } \rho = \frac{101300 \left[1 - \left(\frac{0.0065 \times altitude}{288} \right)^{\frac{9.80665}{0.0065 \times 287.15}} \right]}{287.15 \times (288 - 0.0065 \times altitude)} \tag{7}$$

여기서 V는 풍속 [m/s], $V_{cut\text{-}in}$는 시동풍속 [m/s], $V_{cut\text{-}out}$는 종단풍속 [m/s], V_{rated}는 정격풍속 [m/s], P_m는 기계적 출력 [kW], $P_{m,rated}$은 기계적 정격출력, ρ는 공기밀도 [kg/m3], D_R은 로터의 직경 [m], C_P는 동력계수 [dimensionless]를 의미한다. 공기밀도를 구하는 식 (6)은 [9]의 내용을 참고했다.

세 번째, 발전과정의 전기적 손실을 고려하여 발전기의 전기적 출력(electric power)을 계산한다. 여기서 발전과정이란 로터의 기계적 힘이 전기적 출력으로 변환되는 과정을 말한다. 로터의 기계적 힘이 풍속에 따라 달리 계산되므로, 발전기의 전기적 출력 또한 풍속에 따라 달리 계산된다. 로터의 기계적 힘과 전기적 출력의 관계는 다음과 같다.

$$P_e = \eta P_m \tag{8}$$

$$\eta = \frac{\frac{P}{P_{rated}} - \left(K_Q \left(\frac{P}{P_{rated}} \right)^2 + K_{\mathrm{L}} \frac{P}{P_{rated}} + K_C \right)}{\frac{P}{P_{rated}}} \tag{9}$$

여기서 P_e는 발전기의 전기적 출력 [kW], η는 효율

[dimensionless], K_Q는 2차 손실계수 [dimensionless], K_L은 1차 손실계수 [dimensionless], K_C는 상수 손실계수 [dimensionless]를 의미한다. 2차 손실계수는 동손(copper loss), 1차 손실계수는 컨버터의 스위칭 손실, 상수 손실계수는 철손(core loss)과 관련되어 있다. 식 (9)을 보면, 로터의 기계적 출력에 따라 효율이 변한다는 사실을 알 수 있다. 로터의 기계적 출력에 따라 효율이 음의 값을 나타내는 경우도 발생할 수 있는데, 그 경우엔 발전기가 전기적 출력을 내지 않는다고 가정한다.

네 번째, 전송 과정의 손실률, 가용률, 터빈의 수를 고려하여 연간 총 전력생산량을 계산한다. 여기서 전송 과정이란 각 발전기의 전기에너지가 내부케이블과 외부케이블을 거쳐 육상변전소로 전송되는 과정을 말한다. 연간 총 전력생산량은 다음과 같이 수식으로 표현할 수 있다.

$$nAEP = \sum_{all\,V} N \times P_e(V) \times prob(P_e(V)) \times 8760(1-L_{out})(1-L_{in}) \tag{10}$$

여기서 $nAEP$ 는 연간 총 전력생산량 [kWh], N은 터빈의 수, $P_e(V)$ 는 풍속에 따른 터빈 한 기의 전기적 출력 [kW], $prob(P_e(V))$ 는 전기적 출력이 $P_e(V)$ 일 확률, L_{in} 은 내부케이블 손실률 [dimensionless], L_{out}는 외부케이블 손실률 [dimensionless]을 의미한다.

전력의 판매단가는 에너지시장에서의 시장가격을 의미한다. 전력시장의 종류나 보조금제도 등에 따라 에너지시장에서의 수입 외에 추가 수입이 발생할 수 있다. 예컨대, PJM 관할지역 등 북미 일부 지역의 풍력발전사업자는 2013년 현재 에너지시장 외 용량메커니즘을 통해서 추가적인 수입을 얻을 수 있다[14]. 하지만 각국의 상황에 따라 적용되고 있는 제도나 전력시장의 종류는 다르다. 국내 해상풍력발전단지 사업자는 두 가지 수입원들 - REC(renewable energy certificate) 시장, 단일 에너지시장 - 을 고려할 수 있다[15]. 비록 REC 거래시장을 통해 수입이 발생할 순 있지만, 아직 REC 거래시장은 과도기적 형태를 띠고 있기 때문에, 본 논문에서는 단일 에너지시장 수입만을 고려하기로 한다.

3. 사례연구

표 1은 제주도 서귀포시 성산읍 인근 해상에 대해 해안과의 이격거리에 따른 평균적인 수심 분포를 나타낸 것이다[16]. 이격거리가 5 ~ 5.5 km인 구간에서 수심이 급격이 증가한다. 16 km 이상인 구간에서는 수심이 최소 100 m 이상이다. 보통 해안과의 이격거리가 멀어질수록 풍황이 좋아지는 것으로 알려져 있지만[17], 이에 관한 구체적인 자료를 획득할 수 없었다. 따라서 본 논문에서는 해안과의 이격거리가 1km 늘어날 때 50 m 높이의 연간 평균풍속은 0.01 m/s씩 커진다고 가정하였다. 해안과의 이격거리가 0 km인 곳의 50 m 높이의 연간 평균풍속과 와이블 분포의 모수는 각각 4.3 m/s , 1.821로 나타났다[18]. 표 2는 터빈, 터빈 배열, 기타 정보를 나타낸다[9, 19]. 터빈 배열 등 일부 값들은 가정하였다. 총 36기의 터빈을 3 × 12 (가로 × 세로)로 배열하되, 가로거리는 $5D_R$로 세로거리는 $10D_R$로 하였다. 표 1에서 확인할 수 있듯이, 사례연구 대상 입지의 해상은 특정 이격거리마다 수심이 급격히 변하는 특성을 갖고 있다. 이러한 특성에 따른 경제성 평가 결과의 차이를 확인하기 위

표 1 성산읍 인근 해상의 수심 분포
Table 1 Water depth of sea areas of Jeju Island

해안과의 이격거리, [km]	수심, [m]
0 ~ 5	0 ~ 5
5 ~ 5.5	5 ~ 50
5.5 ~ 16	50 ~ 100
16 ~ 100	100 ~ 200

표 2 터빈, 터빈 배열, 기타 정보
Table 2 Turbine, wind farm configuration, and other information

터빈	
Model	Vestas V90 - 3.0 MW
Rated power	3000 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	15 m/s
Cut-off wind speed	25 m/s
Rotor diameter	90 m
Hub height	105 m
Rotor max C_P	0.55
Availability	98 %
Loss coefficient	K_Q=0, K_L=0.055, K_C=0.02
터빈 배열	
Size	3 × 12
Spacing	$5D_R$ × $10D_R$
기타	
Power law shear exponent	0.143
Altitude	0 m
Marine cable losses	L_{in} = 0.035, L_{out}=0.05

표 3 Case별 입력 정보
Table 3 Input information of each case

	Case 1	Case 2	Case 3
해안과의 이격거리, [km]	5	5.5	16
수심, [m]	5	50	100
50m 높이의 연간 평균풍속, [m/s]	4.35	4.355	4.46

표 4 재무적 가정
Table 4 Financial assumptions

전력 판매단가, [$/kWh]	0.94
물가 상승률, [%]	4
실질 할인율, [%]	10
법인세율, [%]	25
대출 비율, [%]	50
대출 상환기간, [years]	10
대출 이자율, [%]	8
감가상각(정액법) 기간, [years]	10
건설기간, [years]	3
운영기간, [years]	20

해 표 3과 같이 총 3 가지 case를 가정하여 경제성 평가를 수행했다. 표 4는 경제성 평가를 위한 재무적 가정을 보여준다. 아울러, 본 연구에서 초기자본비용은 1차년도 초에 overnight cost로 투입되며 그 외 모든 비용과 수입은 매차년도 말에 발생한다고 가정한다.

표 5는 case별로 초기자본비용의 세부비용 항목들을 나타낸 것이다. 이 초기자본비용에는 단지 내 모든 설비에 관한 비용이 포함되어 있다. 터빈 비용(turbine cost)은 터빈의 재료비를 의미한다. Balance of station cost는 터빈의 재료비를 제외한 모든 설비의 설치비 및 재료비를 의미한다. Others cost에는 터빈의 설치비도 포함되어 있다. Offshore warranty premium은 터빈 제조사가 해상 조건 내 터빈의 신뢰도를 보증해주는 대가로 받는 비용이다. 터빈 비용은 터빈의 수가 동일하므로 case와 무관하게 고정된다. Case별로 기초지지대 비용(foundation cost)을 터빈 비용과 비교하여 살펴보면, 수심 5 m인 case 1과 2에서는 기초지지대 비용이 터빈 비용보다 작지만, 수심이 100 m인 case 3에서는 각각 기초지지대 비용이 터빈 비용보다 약 1.5 배이다. 급격한 수심변화에 따라 기초지지대 비용이 급상승하는 것을 확인할 수 있다. 또한, 해저케이블과 변전소 비용(cables and

표 5 Case별 초기자본비용
Table 5 Initial capital cost of each case

	Case 1	Case 2	Case 3
Initial capital cost, [$]	148,472,520	181,268,091	256,022,127
Turbines cost, [$]	74,124,205	74,124,205	74,124,205
Balance of station cost, [$]	64,552,165	97,347,736	172,101,772
Foundations cost, [$]	18,573,392	49,692,096	115,273,511
Cables and substations cost, [$]	9,795,895	10,488,895	17,418,895
Other costs, [$]	36,182,878	37,166,745	39,409,366
Offshore warranty premium, [$]	9,796,150	9,796,150	9,796,150

표 6 (a) Case 1의 경제성 분석 결과
Table 6 (a) Economic evaluation result of case 1

	Installation Period			Operations Period			
	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	23rd year
nAEP, [MWh]				107,808	107,808	107,808	107,808
Energy price, [$/kWh]				0.94	0.98	1.02	1.98
Revenue, [k$]				101,339	105,393	109,609	213,507
Operations cost, [k$]				4,109	4,273	4,444	8,656
ICC, [k$]	148,472						
Loan balance, [k$]	74,236	74,236	74,236	74,236	69,112	63,577	
Loan interest, [k$]	5,939	5,939	5,939	5,939	5,529	5,086	
Loan principal, [k$]				5,124	5,534	5,977	
Loan payment, [k$]	5,939	5,939	5,939	11,063	11,063	11,063	
Depreciation, [k$]				14,847	14,847	14,847	
Corporate Tax, [k$]				19,111	20,186	21,308	51,213
After-tax cash flow, [k$]	-5,939	-5,939	-5,939	67,056	69,871	72,793	153,638
NPV, [k$]	-79,428	-83,965	-87,932	-48,782	-13,123	19,351	289,203
IRR				-0.0847	0.1005	0.1941	0.3588
Nominal LCOE, [$/kWh]				2.3970	1.2975	0.9336	0.3667
Real LCOE, [$/kWh]				2.0545	1.0950	0.7767	0.2656

표 6 (b) Case 2의 경제성 분석 결과
Table 6 (b) Economic evaluation result of case 2

	Installation Period			Operations Period				
	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	7th year	23rd year
nAEP, [MWh]				108,170	108,170	108,170	108,170	108,170
Energy price, [$/kWh]				0.94	0.98	1.02	1.06	1.98
Revenue, [k$]				101,679	105,747	109,976	114,375	214,223
Operations cost, [k$]				4,116	4,281	4,452	4,630	8,672
ICC, [k$]	181,268							
Loan balance, [k$]	90,634	90,634	90,634	90,634	84,378	77,621	70,323	
Loan interest, [k$]	7,251	7,251	7,251	7,251	6,750	6,210	5,626	
Loan principal, [k$]				6,256	6,757	7,297	7,881	
Loan payment, [k$]	7,251	7,251	7,251	13,507	13,507	13,507	13,507	
Depreciation, [k$]				18,127	18,127	18,127	18,127	
Corporate Tax, [k$]				18,046	19,147	20,297	21,498	51,388
After-tax cash flow, [k$]	-7,251	-7,251	-7,251	66,010	68,811	71,720	74,740	154,163
NPV, [k$]	-96,972	-102,512	-107,355	-68,816	-33,698	-1,703	27,443	266,376
IRR				-0.1392	0.0450	0.1401	0.1965	0.3192
Nominal LCOE, [$/kWh]				2.9083	1.5703	1.1274	0.9083	0.4357
Real LCOE, [$/kWh]				2.4916	1.3239	0.9364	0.7439	0.3122

표 6 (c) Case 3의 경제성 분석 결과
Table 6 (c) Economic evaluation result of case 3

	Installation Period			Operations Period				
	1st year	2nd year	3rd year	5th year	6th year	7th year	8th year	23rd year
nAEP, [MWh]				115,858	115,858	115,858	115,858	115,858
Energy price, [$/kWh]				0.98	1.02	1.06	1.10	1.98
Revenue, [k$]				113,263	117,793	122,505	127,405	229,449
Operations cost, [k$]				4,449	4,627	4,812	5,005	9,014
ICC, [k$]	256,022							
Loan balance, [k$]	128,011	128,011	128,011	119,175	109,631	99,324	88,193	
Loan interest, [k$]	10,241	10,241	10,241	9,534	8,770	7,946	7,055	
Loan principal, [k$]				9,543	10,307	11,131	12,022	
Loan payment, [k$]	10,241	10,241	10,241	19,077	19,077	19,077	19,077	
Depreciation, [k$]				25,602	25,602	25,602	25,602	
Corporate Tax, [k$]				18,419	19,698	21,036	22,436	55,109
After-tax cash flow, [k$]	-10,241	-10,241	-10,241	71,316	74,390	77,579	80,887	165,327
NPV, [k$]	-136,963	-144,788	-151,628	-75,323	-42,137	-11,885	15,688	240,208
IRR				-0.0306	0.0665	0.1258	0.1646	0.2683
Nominal LCOE, [$/kWh]				2.0572	1.4729	1.1838	1.0126	0.5578
Real LCOE, [$/kWh]				1.7323	1.2210	0.9669	0.8156	0.3942

substations cost)도 해안과의 이격거리에 따라 증가하는 것을 확인할 수 있다. 한편, 본 논문에서 적용한 Monopole 유형은 수심 20 m 이상에서 경제성이 떨어지는 것으로 알려져 있다. 다른 유형의 기초지지대를 사용한다면 다른 결과가 도출될 수 있을 것이다.

표 6 (a)~(c)는 case별 경제성 분석 결과를 보여준다. Case 1~3의 순현재가(NPV)가 양(+)의 값을 갖는 시점은 각각 6th year, 7th year, 8th year이다. 순현재가를 기준으로 볼 때, 모든 case들은 투자할 가치가 있다. Case 1~3의 내부수익률(IRR)이 양(+)의 값을 갖는 시점은 각각 5th year, 5th year, 6th year이고, case 1~3의 운영기간 마지막 해인 23th year의 내부수익률은 각각 0.3588, 0.3192, 0.2683이다. 마지막 해의 LCOE 값을 비교해보면, case 1부터 case 3 순으로 비용효율성이 좋다. 순현재가, 내부수익률, LCOE 정보를 바탕으로 종합적으로 살펴볼 때, case 1부터 case 3 순으로 경제성이 좋다. 이러한 결과가 도출된 원인은, case 1에서 case 3로 갈수록 연간 전력생산량을 통한 수입에 비해 초기자본비용(ICC)이 월등히 커지기 때문이다. 기초지지대 비용 등 초기자본비용이 월등히 커지는 이유는, 이격거리에 따른 급격한 수심의 증가 때문이다.

4. 결 론

본 논문은 해상풍력발전단지 비용 요소들(해상변전소, 해

저케이블, 그리고 기초지지대의 비용)을 비용 모델링에 종합적으로 반영한 해상풍력발전단지의 경제성 분석 방법을 제안한다. 해상변전소 비용, 해저케이블 비용, 기초지지대의 비용은 각각 설비용량, 해안과의 이격거리, 수심의 함수로 나타냈다. 제주도 서귀포시 성산읍 인근 해상에 대한 사례 연구를 통해, 해안과의 이격거리, 수심 등 해상 입지 조건에 따른 경제성의 변화를 분석했다. 대상 입지에 대한 사례연구 결과, 해안과의 이격거리가 경제성에 미치는 영향이 크다는 사실을 확인했다. 그 이유는 해안과의 이격거리에 따라 초기자본비용과 풍황이 달라지기 때문이다. 본 논문은 해상 특수성을 고려한 비용 모델링에 주안점을 둔 내용이었다. 후속 연구주제는, 풍력의 수용률 증대를 위한 적정 수준의 용량요금에 관해 다룰 계획이다.

감사의 글

이 논문은 2013년도 정부(미래창조과학부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임(No. 2010-0028509).

References

[1] European Wind Energy Association, The European Offshore Wind Industry Key 2011 Trends and Statistics, January. 2011.
[2] The Windpower, Offshore (South Korea), Available from : http://www.thewindpower.net/ zones_en_23_offshore.php, 2013, Accessed 30.04.14.
[3] U.S. Energy Information Administration, South Korea, http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=KS, 2013, Accessed 30.04.14.
[4] Walter Short, Daniel J. Packey, and Thomas Holt, A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, NREL, March. 1995.
[5] Matthew A. Lackner, and Christopher N. Elkinton, “An Analytical Framework for Offshore Wind Farm Layout Optimization”, Wind Engineering, vol. 31, no. 1, pp. 17-31, January. 2007.
[6] Peter Fuglsang, Kenneth Thomsen, Cost Optimization of Wind Turbines for Large-scale Off-shore Wind Farms, Riso National Laboratory, February. 1998.
[7] Christopher N. Elkinton, James F. Manwell, and Jon G. McGowan, “Offshore Wind Farm Layout Optimization (OWFLO) Project: Preliminary Results”, Proceedings of 44th AIAA Aerospace Science Meeting and Exhibit, 2006.
[8] S. A. Herman, Offshore Wind Farms; Analysis of Transport and Installation Costs, ECN Wind Energy, February. 2002.
[9] L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxson, Wind Turbine Design Cost and Scaling Model, NREL, December. 2006.
[10] Mi-Young Kim, Geo-Hwa Kim, and Mann-Eung Kim, “Trends of Offshore Substations, Journal of Wind Energy”, vol. 2, no. 2, pp. 24-29, December 2011.
[11] Don Hur, “An Economic Evaluation of Offshore Wind Resources”, 2012 KIEE spring conference, May 2012.
[12] The Research Council of Norway and Douglas-Westwood, Offshore Wind Assessment For Norway: Final Report, March. 2010.
[13] Yuka Kikuchi, Takeshi Ishihara, “An Assessment of offshore wind energy potential considering economic feasibility in Kanto region”, Japan, EWEA 2012 Copenhagen, April. 2012.
[14] PJM, PJM Manual 18: PJM Capacity Market, Jun. 2013.
[15] New Renewable Energy Center, Korea Energy Management Corporation, RPS introduction, Available from : http://www.knrec.or.kr/knrec/12/ KNREC120700_02.asp, 2013, Accessed 30.04.14.
[16] The National Atlas of Korea, Sailing Map, http://atlas.ngii.go.kr/map/territory.jsp?fcode=02, 2013, Accessed 30.04.14.
[17] Sang-Eon Lee, Jin-Ho Park, Yong-Tae Jeong, Kyeong-Hoon Lee, “Determinate AEP for Layout of Off-shore Wind Power Complex”, 2012 KSCE Conference, October. 2012.
[18] Korea Meteorological Administration, Wind Resource Map, Available from : http://www.kma.go.kr/weather/ climate/wind_map.jsp, 2013, Accessed 30.04.14.
[19] Vestas, V90-3.0MW, November. 2009.

저 자 소 개

민 창 기 (閔 彰 基)

1985년 7월 10일생. 2009년 연세대학교 전기전자공학부 졸업. 2011년 서울대학교 대학원 전기·컴퓨터공학부 졸업(공학석사). 2011년~현재 동 대학원 전기·정보공학부 박사과정

허 돈 (許 炖)

1974년 1월 17일생. 1997년 서울대학교 공대 전기공학부 졸업. 1999년 동 대학원 전기공학부 졸업(공학석사). 2004년 동 대학원 전기·컴퓨터공학부 졸업(공학박사). 2005년~현재 광운대 전기공학과 교수

박 종 근 (朴 鍾 根)

1952년 10월 21일 생. 1973년 서울대학교 전기공학부 졸업. 1979년 일본 동경대학교 공학계대학원 졸업(공학석사). 1982년 동대학원 졸업(공학박사). 1983년~현재 서울대학교 공과대학 전기공학과 교수.