

풍력발전기의 에너지 비용 산출에 대한 고찰

정태영*, 문석준, 임채환

A Study on the Estimation Model of Cost of Energy for Wind Turbines

Taeyoung Chung*, Seokjun Moon and Chaewhan Rim

Abstract

Large offshore wind farms have actively been developed in order to meet the needs for wind energy since the land-based wind farms have almost been fully developed especially in Europe. The key problem for the construction of offshore wind farms may be on the high cost of energy compared to land-based ones. NREL (National Renewable Energy Laboratory) has developed a spreadsheet-based tool to estimate the cost of wind-generated electricity from both land-based and offshore wind turbines. Component formulas for various kinds and scales of wind turbines were made using available field data. In this paper, this NREL estimation model is introduced and applied to the offshore wind turbines now under designing or in production in Korea, and the result is discussed.

Key words Wind Turbine(풍력발전기), Cost of Energy(에너지 비용), Prediction Model(추정모델), Balance of Station(주변장치)

(접수일 2012. 9. 6, 수정일 2012. 10. 22, 게재확정일 2012. 10. 22)

* 한국기계연구원 시스템다이나믹스연구실 (Dept. of System Dynamics, KIMM)

■ E-mail : tychung@kimm.re.kr ■ Tel : (042)868-7420 ■ Fax : (042)868-7418

1. 서론

풍력발전에 대한 미래 수요가 크게 비하여 대규모 육상 풍력단지의 조성을 위한 대지확보가 어려워 이의 대안으로 해상 풍력단지가 활발히 개발되고 있다. 해상은 육상보다 바람의 질이 좋고 상대적으로 대규모 풍력단지를 구성할 수 있다는 장점이 있으나, 해상 풍력발전은 육상 풍력발전에 비하여 제작 및 설치비용이 많이 들고 보수 및 유지 측면에서도 불리하다. 문제는 해상 풍력발전의 경제성이다. 풍력발전의 경제성 분석과 관련하여 발표된 연구 및 문헌은 많지 않은 편이

다. 국내에서는 대관령 풍력단지의 풍속의 분포 및 풍력발전량을 검토하고 대관령 풍력 발전의 경제성을 분석한 논문⁽¹⁾이 있으며, 국외에서의 관련문헌으로는 육상과 해상의 풍력발전의 경제성을 분석한 EWEA(유럽풍력에너지협회)의 보고서⁽²⁾가 있다. 또한 미국의 DOE/NREL에서는 현재 가장 보편적이고 일반적인 형태인 3-날개의 수평축 풍력발전기에 대하여 실제 축적된 데이터로부터 구성품별 축척모델을 만들어서 크기와 형상의 변화가 에너지 비용에 얼마나 영향을 주는가를 추정할 수 있는 spreadsheet 형태의 예측 모델을 개발하였다⁽³⁾. 본 연구에서는 NREL의 연구결과로서 발표된 축척에 따른 풍

력발전 비용 추정모델을 소개하고, 이를 국내외 육상 및 해상 풍력발전시스템에 적용하여 그 결과를 분석하였다.

2. 에너지 비용의 산출

에너지 비용으로 보통 사용되는 것은 풍력터빈의 전 생애 동안의 자산투자비용, 운영, 수리 및 유지를 위한 비용 등을 포함하는 생산비용을 연간 수명기간으로 나눈 균등화된 에너지비용(Levelized Cost of Energy)이며, 식으로는 다음과 같이 주어진다.

$$COE = (FCR \times ICC) / AEP_{net} + AOE \quad (1)$$

여기서,

$$COE = \text{에너지 비용} (\$/kWh)$$

$$FCR = \text{Fixed Charge Rate} (1/yr)$$

$$ICC = \text{초기자산비용}$$

$$AEP_{net} = \text{년간 에너지 순생산량} (kWh/yr)$$

FCR은 자산비용을 감당하기 위해 매년 필요한 금액으로, 부채의 이자 및 증권의 배당, 기타 고정 부담경비를 포함한다. 현재 예측모델에서 FCR은 건설을 위한 차입금, 차입을 위한 비용, 부채이자 및 증권배당, 감가상각, 수익세, 재산세와 보험료 등을 포함하며 0.1158/year로 설정되었다. ICC(초기자산비용)은 터빈계의 비용과 그 외의 주변장치(balance of station)비용의 합이다. 건설자금이나 용자를 위한 비용(financing fee)은 별도로 계산되어 FCR에 포함된다. AEPnet(년간 순 에너지생산량, net Annual Energy Production)은 주어진 년 평균풍속을 기준으로 하여 산출된 에너지생산량을 계산한 것이다. 총에너지생산량에 로터의 파워계수, 기계적 전기적 변환에 따른 손실, 날개표면의 더러워짐에 의한 손실, 배열 손실과 기계의 적용성과 같은 요인에 의해 조정된다. 년 순 에너지생산량을 계산하기 위해 사용된 모델은 5장에서 간략하게 기술하였다.

AOE(년 운용경비)는 토지 및 해역 임대비, 균형화된 O&M비용과 균형화된 대체비(LRC, Levelized Replacement/Overhaul Cost)를 포함하며, 다음 식으로 계산 된다.

$$AOE = LLC + (O\&M + LRC) / AEP_{net} \quad (2)$$

여기서,

$$LLC = \text{년간 토지 및 해역 임대비용} \\ (\text{Land Lease Cost})$$

$$O\&M = \text{균형화된 보수유지비용} \\ (\text{Levelized O\&M Cost})$$

$$LRC = \text{균형화된 대체비용} \\ (\text{Levelized Replacement/Overhaul Cost})$$

3. 구성품의 비용추정 모델

NREL의 비용추정모델⁽³⁾은 간단한 축척관계식을 이용하여 크기와 모양이 다른 풍력터빈과 그 구성품의 비용을 예측하는 spreadsheet 기반의 도구이다. 이 모델은 모든 가능성이 있는 풍력터빈형상을 대상으로 하는 것이 아니라 지금 현재 풍력 산업에서 가장 많이 사용되고 있는 three-bladed, upwind, pitch-controlled, variable speed의 특성을 갖는 터빈을 대상으로 한다. 예측모델 속의 공식들은 초기 버전으로 매우 단순한 편이다. 대부분의 경우 비용 추정식들은 로터 직경, 터빈의 정격출력, tower 높이, 혹은 이들의 조합의 함수이다. 비용예측결과는 일관성을 위하여 2002년 달러의 기준으로 추정되었다. 2002년이 아닌 해의 비용데이터들은 예측모델을 만들기 전에 모두 2002년 달러기준으로 바꾸었다. 비용데이터는 구성품의 생산이 이미 완숙기에 있다는 가정과 함께, 50MW의 풍력단지를 기준으로 하였다.

풍력터빈의 주요한 구성품은 다음과 같이 분류되며, 이의 비용추정 모델 식을 정리하면 Table 1과 같다. Table 1에서 R과 D는 각각 로터의 반경과 직경을 나타내며, 단위는 m를 사용한다.

블레이드의 비용추정모델은 재료비, 인건비 및 이윤 및 오버헤드로 구성되어 있는데 Table 1에 주어진 식의 분자의 첫째 항이 재료비, 둘째 항이 인건비를 나타내며 분모의 0.28은 이윤 및 오버헤드를 나타낸다. Table 1에서 보는 바와 같이 블레이드와 tower의 경우에는 baseline model과 advanced model이 주어져 있는데, advanced model은 특별히 새로운 재료와 신기술이 적용된 경우에 사용되는 것으로 한다. 풍력터

빈 동력계를 구성하는 기어박스, 발전기 및 main frame은 특성에 따라 Three-Stage Planetary/Helical with High-Speed generators, Single-Stage Drive with Medium-Speed

Generators, Multi-Path Drive with Multiple Generators, Direct Drive Generators 중에서 해당되는 형식을 선택하여 비용을 추정한다.

Table 1. Formula for wind turbine components

Components			Cost formulas (\$)
Rotor	Blades	Baseline Advanced	$[(0.4019 \times R^3 - 955.24) + 2.7445 \times R^{2.5025}] / (1 - 0.28)$ $[(0.4019 \times R^3 - 21051) + 2.7445 \times R^{2.5025}] / (1 - 0.28)$
	Hub		$Hub\ mass \times 4.25$ $= (0.954 \times single\ blade\ mass + 5680.3) \times 4.25$ <i>where</i> $single\ blade\ mass = 0.1452 \times R^{2.9158}$ for BL $single\ blade\ mass = 0.4948 \times R^{2.53}$ for Advanced
	Pitch mechanisms & bearings		$2.28 \times (0.2106 \times D^{2.6578})$
	Spinner, Nose cone		$Nose\ cone\ mass \times 5.57$ $= (18.5 \times D - 520.5) \times 5.57$
Drive train, Nacelle	Low speed shaft		$0.01 \times D^{2.887}$
	Bearings		$2 \times Bearing\ Mass \times 17.6$ $= 2 \times (D \times 8/600 - 0.33) \times 0.0092 \times D^{2.5}$
	Gearbox	Three-Stage Single-Stage Multi-Path Drive Direct Drive	$16.45 \times Machine\ Rating^{1.249}$ $74.1 \times Machine\ Rating^{1.0}$ $15.26 \times Machine\ Rating^{1.249}$ 0
	Mechanical brake, HS coupling, etc		$1.9894 \times Machine\ Rating - 0.1141$
	Generator	Three-Stage Single-Stage Multi-Path Drive Direct Drive	$65 \times Machine\ Rating$ $54.73 \times Machine\ Rating$ $48.03 \times Machine\ Rating$ $219.33 \times Machine\ Rating$
	Variable speed electronics		$79 \times Machine\ Rating$
	Yaw drive & bearings		$2 \times (0.0339 \times D^{2.964})$
	Main frame	Three-Stage Single-Stage Multi-Path Drive Direct Drive	$9.489 \times D^{1.953} + 0.125 \times (2.233 \times D^{1.953}) \times 8.7$ $303.96 \times D^{1.067} + 0.125 \times (1.295 \times D^{1.953}) \times 8.7$ $17.92 \times D^{1.672} + 0.125 \times (1.721 \times D^{1.953}) \times 8.7$ $627.28 \times D^{0.85} + 0.125 \times (1.228 \times D^{1.953}) \times 8.7$
	Electrical connections		$40 \times Machine\ Rating$
	Hydraulic, cooling system		$12 \times Machine\ Rating$
Nacelle Cover		$11.537 \times Machine\ Rating + 3849.7$	
Control, Safety system, Condition monitoring			35,000
Tower	Baseline Advanced		$(0.3973 \times swept\ area \times hub\ height - 1414) \times 1.5$ $(0.2694 \times swept\ area \times hub\ height + 1779) \times 1.5$

Table 2. Input parameters of wind turbines

Design parameter	NREL 1.5 MW	Model A 2.0 MW	NREL 3.0 MW	Model B 3.0 MW	OC3 5.0 MW
Rated power (kW)	1,500	2,000	3,000	3,000	5,000
Rotor diameter (m)	70	88	90	91.3	126
Hub height (m)	65	80	80	80	87.6
Gear type	3-stage	3-stage	3-stage	3-stage	3-stage
Installed location	land	land	offshore	offshore	offshore

Table 1에서 소개된 모델링을 적용하여 현존하는 몇 개의 MW급 풍력터빈(모델 및 입력제원은 Table 2 참조)에 대하여 제작비용을 추정하였다. Table 2에서 Model A와 Model B는 국내 제작사 제품이다. 블레이드 및 hub와 타워의 경우 두 개의 추정모델(Baseline과 Advanced model) 중에서 Baseline 추정모델을 사용하였으며, 결과는 Table 3과 같이 요약된다. 추정된 구성품별 비용이 전체에서 차지하는 비중을 계산하고 이를 다른 참고문헌에서 예로 제시한 구성비와 비교하여 보았다. 주요한 분석내용은 다음과 같다.

- 풍력터빈의 제작비용은 kW당 \$660~800이며, 풍력터빈의 정격출력의 크기에 따라 크게 변화하지 않는다.
- 비용상 중요한 구성품은 블레이드(15~20)%, gear box (13~18)%, Tower(14~18)%, 발전기 및 variable speed electronics 각각 10% 이내이다.
- 구성비 중에서 참고문헌 [4]와 비교하여 가장 큰 차이를 보이는 것은 타워의 구성비이다. 참고문헌 [4]에서 발췌한 구성비를 보면 타워의 구성비가 전체의 29%정도로서 NREL

의 추정모델에서 추정한 구성 비율 약 16%에서 크게 벗어난다. Fig. 1은 참고문헌 [4]에서 언급하고 있는 Repower사의 5MW 터빈에 대한 자료이다.

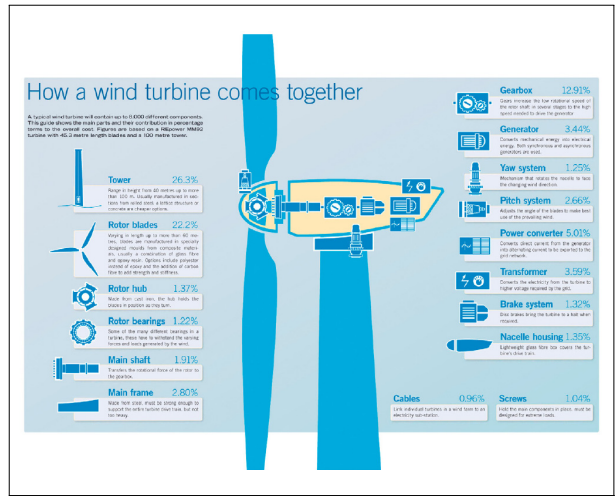


Fig. 1 Cost ratio for components of Repower 5 MW turbine⁽⁴⁾

Table 3. Cost prediction of wind turbine components(Costs: \$1,000)

Components		NREL 1,5 MW		Model A 2,0 MW		NREL 3,0 MW		Model B 3,0 MW		OC3 5,0 MW		ref.(6) 5,0 MW (%)
		costs	%	costs	%	costs	%	costs	%	costs	%	
Rotor	Blades	151	15,24	287	18,27	305	15,26	318	15,61	779	19,37	24,85
	Hub	43	4,34	61	3,88	63	3,15	65	3,19	128	3,18	1,53
	Pitch mechanisms & bearings	38	3,83	71	4,52	75	3,75	78	3,83	184	4,57	2,98
	Spinner, Nose cone	4	0,40	6	0,38	6	0,30	7	0,34	10	2,49	-
	Sub sum	237	23,92	424	26,99	450	22,51	467	22,93	1,100	27,35	29,36
Drive train, Nacelle	Low speed shaft	21	2,12	41	2,61	44	2,20	46	2,26	116	2,88	2,14
	Bearings	12	1,21	27	1,72	29	1,45	31	1,52	95	2,36	1,37
	Gearbox	152	15,34	218	13,88	362	18,11	362	17,77	686	17,06	14,45
	Mechanical brakes, etc	3	0,30	4	0,25	6	0,30	6	0,29	10	2,49	2,64
	Generator	98	9,89	130	8,27	195	9,75	195	9,57	325	8,08	7,87
	Variable speed electronics	119	12,01	158	10,06	237	11,86	237	11,63	395	9,82	5,61
	Yaw drive & bearings	20	2,02	39	2,48	42	2,10	44	2,16	114	2,83	1,40
	Main frame	48	4,84	75	4,77	78	3,90	80	3,93	151	3,75	3,13
	Electrical connections	60	6,05	80	5,09	120	6,00	120	5,89	200	4,97	1,07
	Hydraulic, cooling system	18	1,82	24	1,53	36	1,80	36	1,77	60	1,49	-
	Nacelle Cover	21	2,12	27	1,72	38	1,90	38	1,87	62	1,54	1,51
Sub sum	572	57,72	823	52,39	1,188	59,43	1,195	58,66	2,213	55,02	41,19	
Control, Safety, Condition monitoring		35	3,53	35	2,23	60	3,00	60	2,95	60	1,49	-
Tower		147	14,83	288	18,33	301	15,06	301	14,78	649	16,14	29,44
Total		991	100	1,571	100	1,999	100	2,037	100	4,022	100	100
Cost per kW		0,66		0,79		0,67		0,68		0,80		

4. 주변장치 및 유지보수의 비용 추정모델

풍력발전기의 주변장치 비용에는 설치 지지부(foundation), 운송(transportation), 도로 신설 등 토목(road and civil works), 조립 및 설치(assembly and installation), 통전(electrical interface/connections) 및 기타 엔지니어링 등에 소요되는 비용 등이 해당된다. 대부분의 육상용 풍력터빈의 비용요소들은 몇 개의 비용요소들을 제외하고는 해상용으로 바뀐다고 해서 크게 영향을 받지 않는다. 그러나 풍력터빈의 해상설치를 위해서는 몇 개의 부가적인 비용요소들이 추가되어야 한다. 아직 데이터의 양이 극히 적어 추정모델의 신뢰도가 떨어지는 편이며, 본 논문에서 소개되는 참고문헌 [3]의 비용추정모델은 천해지역에 설치한 경우로만 국한되며, 데이터는 주로 167개의 3MW 터빈으로 구성된 500MW 해상풍력단지를 기초로 얻어진 것이다. 이 해상풍력단지는 해안으로부터 5마일 떨어져고 수심이 10m인 곳에 고정식으로 설치되어 있으며, 터빈의 로터직경은 90m이며 허브높이는 80m이고, 터빈 간 앞뒤와 옆 간격은 로터직경의 7배가 되는 630m × 630m이다.

해상설치에 필요한 부가적인 비용요소들은 풍력발전기의 해양화(Marinization), 해양 지지구조, 해상수송, 크레인 등 해상설치를 위한 장비사용, 생산된 전기의 계통연계, 해역사용인가 및 해역평가 등 엔지니어링, 작업자의 접근 및 안전을 위한 장비사용, Scour Protection, 보증채권 및 보험(Surety Bond and Offshore Warranty Premium), 대수선비용(Offshore Levelized Replacement Cost), 해역사용권(Offshore Bottom

Lease Cost), 해상 운용 및 유지(Offshore O&M) 등이 있으며 이에 대한 비용추정모델에 대해서도 참고문헌 [3]을 참고하였는데, 이 모델에서 제시하는 비용추정 모델을 요약하면 Table 4와 같다. Table 4로부터 알 수 있듯이 대부분의 비용추정모델식이 정격출력(machine rating)의 함수이며, 해상 풍력터빈의 경우 비용추정모델은 매우 단순함을 알 수 있는데, 이는 아직 정교하고 신뢰할 만한 모델을 만들 수 있을 만큼 데이터가 충분하지 못하여 초기버전으로 제시한 것임을 밝히고 있다.

Table 4의 추정 모델 식을 Table 2의 풍력발전기에 적용하면, Table 5와 같이 주변장치의 소요비용을 추정할 수 있다. Table 5로부터 육상에 설치되는 풍력터빈의 주변장치 설치 및 수리유지비용은 kW당 약 \$300 임에 비하여 해상풍력터빈에서는 해상에 설치됨으로 인하여 추가적으로 비용요소가 많이 늘어나 kW당 \$1,200~\$1,500 범위에 있게 됨을 알 수 있다. 가장 비용이 큰 항목은 풍력발전기에서 생산된 전기를 모아서 육상의 전력 공급망에 연결하는 데에 드는 통전비용으로 육상의 경우 약 30%, 해상의 경우 약 20%를 차지한다. 이 비용은 풍력단지에서 육상의 전력 공급망까지의 거리, 해상 풍력단지의 경우 수심, 풍력발전기 사이의 배치거리 등에 의해 변할 수 있으며, 이를 고려한 좀 더 정교한 비용 산출모델이 제시될 필요가 있다. 참고로 Table 4의 해상풍력 터빈에 비용추정모델은 육상의 전력 공급망까지의 거리 5마일, 수심 10m, 발전기간 배치거리가 640m x 640m인 경우를 기초로 제시된 것이다.

Table 4. Formula for Balance of station and O&M

Cost elements		land-based turbines	offshore-based turbines
Balance of Station	Support structure	$303,24*(H*A)^{0.4037}$	$300*P$
	Transportation to onshore	$P*(1,581e-5*P^2-0,0375*P+54,7)$	$P*(1,581e-5*P^2-0,0375*P+54,7)$
	Roads, and civil work	$P*(2,17e-06*P^2-0,0145*P+69,54)$	-
	Turbine installation	$1,965*(H*D)^{1,1736}$	$100*P$
	Electrical interface and connection	$P*(3,49e-6*P^2-0,0221*P+109,7)$	$260*P$
	Permit, engineering, and site assessment	$P*(9,94e-4*P +20,31)$	$37*P$
	Marinization	-	13,5% of turbine and tower costs
	Port and staging equipment	-	$20*P$
	Personnel access equipment	-	\$60,000/turbine
	Scour protection	-	$55*P$
	Surety bond	-	3%(ICC - offshore warranty cost)
Offshore warranty premium	-	15% of turbine and tower costs	
O&M and Lease	Levelized replacement cost	$10,7*P$	$17*P$
	O&M cost	$0,007*AEP$	$0,02*AEP$
	land/offshore bottom lease cost	$0,00108*AEP$	$0,00108*AEP$

Table 5. Cost prediction of Balance of station and O&M(Costs: \$1,000)

Cost elements		land-based turbines				offshore-based turbines					
		NREL 1.5 MW		Model A 2.0 MW		NREL 3.0 MW		Model B 3.0 MW		OC3 5.0 MW	
Balance of Station	Support structure	45.8	11%	59.9	10%	900.0	23%	900.0	25%	1,500.0	21%
	Transportation to onshore	51.0	12%	85.9	14%	253.5	6%	253.5	7%	1,312.0	18%
	Roads, and civil work	79.0	19%	98.4	16%	-	-	-	-	-	-
	Turbine installation	38.6	9%	64.4	10%	300.0	8%	300.0	8%	500.0	7%
	Electrical interface and connection	126.6	30%	158.9	26%	780.0	20%	780.0	21%	1,300.0	18%
	Permit, engineering, and site assessment	32.7	8%	44.6	7%	111.0	3%	111.0	3%	185.0	3%
	Marinization	-	-	-	-	269.9	7%	274.0	8%	543.0	8%
	Port and staging equipment	-	-	-	-	60.0	2%	60.0	2%	100.0	1%
	Personnel access equipment	-	-	-	-	60.0	2%	60.0	2%	60.0	1%
	Scour protection	-	-	-	-	165.0	4%	165.0	5%	275.0	4%
	Surety bond	-	-	-	-	303.0	8%	153.0	4%	303.0	4%
Offshore warranty premium	-	-	-	-	299.9	8%	305.0	8%	603.0	8%	
O&M and Lease	Levelized replacement cost	16.1	4%	21.4	3%	51.0	1%	51.0	1%	85.0	1%
	O&M cost	30.7	7%	72.8	12%	297.7	8%	207.9	6%	366.6	5%
	land/offshore bottom lease cost	4.7	1%	11.2	2%	16.1	0%	11.2	0%	19.8	0%
Total		425.2	100%	617.6	100%	3,867	100%	3,632	100%	7,153	100%
Cost per kW		0,283		0,309		1,289		1,211		1,431	

5. 연간 순에너지 생산량의 계산

연간 에너지 생산량은 주어진 년 평균 풍속을 바탕으로 계산되며, 풍속의 분포는 Weibull 분포를 갖는 것으로 가정하여 다음 식으로 계산된다.

$$AEP_{net} = \sum A(1-B)(1-C)P(v)f(v) \cdot 8760 \quad (3)$$

AEP_{net} = 연간 순에너지 생산량(kWh/year)

A = 가동율

B = soiling losses

C = array losses

$f(v)$ = Weibull 분포에서 풍속이 v 가 될 확률

$P(v)$ = 풍속 v 에서의 생산전력(kW)

$$= \frac{1}{2} \eta C_p \rho \frac{\pi D^2}{4} v^3$$

η = 터빈의 효율

C_p = 로터의 출력계수로서 로터의 설계 등에 영향을 받음

ρ = 공기의 밀도

D = 터빈 날개 직경

v = 허브 높이에서의 풍속

여기에서 터빈의 효율은 다음과 같이 계산된다.

$$\eta = \left[\frac{P}{P_{rated}} - C + L \frac{P}{P_{rated}} + Q \left(\frac{P}{P_{rated}} \right)^2 \right] / \left(\frac{P}{P_{rated}} \right) \quad (4)$$

P = 풍속 v 에서의 출력

P_{rated} = 정격 출력

C = 전력의 크기에 상관없는 전력 손실량

L = 전력의 크기에 선형적으로 비례하는 전력 손실량

Q = 전력의 크기 자승에 비례하는 전력 손실량

풍력발전기가 설치된 지역의 공기밀도는 고도에 따라 달라지며 다음 식에 의해 계산된다.

$$\rho = \frac{101300 * \left[1 - \left(\frac{0.0065 * altitude}{288} \right)^{\frac{9.80665}{0.0065 * 287.15}} \right]}{287.15 * (288 - 0.0065 * altitude)} \quad (5)$$

또한 허브 높이에서의 풍속은 50m 높이의 풍속으로부터 다음과 같이 계산된다.

$$v = \left(\frac{hub\ height}{50} \right)^{shear} * 50\ m\ wind\ speed \quad (6)$$

여기에서 shear는 Power law shear exponent를 나타낸다. 연간 순에너지 생산량은 연간 발전량에 가동률(Availability)을 곱하여 계산되는데, 오늘날의 풍력터빈은 신뢰성이 높아 저서 대개 95%이상의 가동률을 갖는다. Fig. 2는 식 (3)에 의

거하여 풍력발전기의 순에너지 생산량을 계산하는 MS-EXCEL 기반의 프로그램을 육상용 1.5MW 풍력발전기에 적용한 결과를 보여주고 있다.

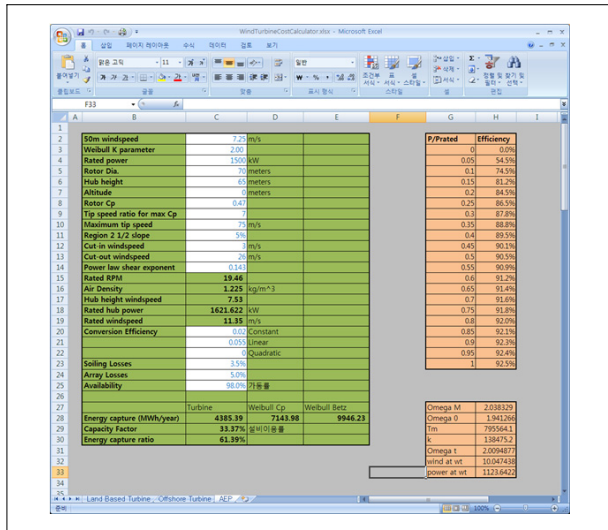


Fig. 2 An example of spreadsheet program for annual energy cost

6. 에너지 비용 산출 및 결과 분석

앞에서 서술된 연간 순에너지 생산량 계산방법과 NREL의 풍력터빈 구성품의 비용추정 모델과 주변장치(Balance of Station)의 설치 및 유지보수에 대한 비용추정 모델을 사용하여 MS-EXCEL 기반의 에너지비용 산출프로그램을 완성하였다. 이를 이용하여 1.5MW 육상용 풍력발전기, 고정식 3.0MW 해상용 풍력발전기를 대상으로 경제성을 평가하여 보았다. 산출한 결과를 Table 6에 비교하여 정리하였는데 중요한 사항은 다음과 같다.

- 1) 풍력발전기의 효율성 측면에서 capacity factor를 비교하여 볼 때 육상용(33.37%)에 비하여 해상용(38.23%)이 더 큰 효율성을 갖는다.

Table 6. Cost of energy of wind turbines

Design parameter	NREL 1.5 MW (land based)	NREL 3.0 MW (offshore based)	Ratio
Machine rating (kW)	1,500	3,000	2.0
Rotor diameter (m)	70	90	1.3
Hub height (m)	65	80	1.2
Wind speed @ 50 m (m/s)	7.25	8.1	1.1
Rated RPM	20.46	15.92	0.8
Rated wind speed (m/s)	11.35	12.10	1.1
Energy capture (MWh/year)	4,385.39	10,046.73	2.3
Capacity (%)	33.37	38.23	1.1
Turbine capital cost (\$1,000)	991	2,269	2.3
Balance of station (\$1,000)	374	2,781	7.4
Offshore warranty premium (\$1,000)	0	300	-
Subtotal: Initial capital cost (\$1,000)	1,364	5,350	3.9
Installed cost per kW (\$)	910	1,783	2.0
Turbine capital per kW (\$)	660	756	1.1
Levelized replacement cost per year (\$)	16	51	3.2
O&M per year (\$)	31	201	6.5
Land/Bottom lease cost (\$)	5	11	2.2
Fixed charge rate (%)	11.85	11.85	1.0
COE (\$/kWh)	0.0486	0.0893	1.8

- 2) 터빈제작에 드는 자산비용은 해상용이 육상용의 2.3배로서 정격출력의 비인 2에 비해 조금 큰 편이나, 주변장치비용의 비는 7.4로서 크게 차이가 난다. 육상용의 경우 터빈제작비용(\$991,000)에 비하여 주변장치비용은 \$374,000로서 터빈제작비용의 약 38%인데 반하여, 해상용의 경우 터빈 제작비용(\$2,269,000)보다도 주변장치 비용(\$2,781,000)이 더 크며, 따라서 해상용의 경우 주변장치 비용을 낮출 수 있어야 경제성을 확보할 수 있다.
- 3) 결론적으로 kWh당 에너지비용은 육상용은 \$0.0486, 해상용은 \$0.0893으로서 해상용의 에너지 비용이 육상용의 약 1.8배이다.

7. 부유식 풍력발전기의 지지구조물에 대한 비용 추정

풍력발전설비를 위한 자산비용 중에서 터빈 비용이 가장 큰 비중을 차지한다. 부유식 해상풍력의 경우의 터빈비용은 기존의 육상터빈이나 고정식의 해상터빈 비용과 유사하다고 볼 수 있다. 또한, 변전소의 설치, 내부 전선망, 환경영향평가, 설계 및 프로젝트 운영비는 전체 자산비용 중에서 적은 부분이며 기존의 풍력발전설비와 크게 다르지 않을 것이다. 아직까지 부유식 해상풍력 발전시스템에 대하여는 기술에 대한 불확실성, 설치사례의 부족 등으로 예측이 불가능하나, 해상환경이 더욱 열악하고, 해안으로부터 먼 거리에 있으며 플랫폼도 안정성이 취약하므로 부유식 풍력발전설비를 위한 주변장치, 설치 및 O&M에 들어가는 비용이 더욱 증가할 것임에는 틀림이 없다. 여기서는 개발된 프로그램을 OC3의 5MW 터빈에 적용하여 부유식 해상풍력 발전설비를 고정식 해상풍력 발전설비와 비교해 볼 때 가장 큰 차이를 보이는 support structure에 대하여 제작비용을 추정하고, 이를 NREL에서

제시하는 비용추정모델을 사용하여 추정한 육상 및 고정식 해상풍력 발전설비의 제작비용과 비교하여 보기로 한다.

OC3-Hywind의 support structure는 크게 원형실린더 모양의 spar 구조물과 계류선으로 구성된다. spar 구조물의 건조비는 이와 유사한 해양플랫폼의 건조 실적이 많은 국내 대형사의 임원들의 자문을 통하여 톤당 약 \$5,000, 계류선은 톤당 약 \$2,000 임을 확인하였다. 최근의 mild steel 톤당 가격은 \$600~700이며, 구조물 제작이 비교적 쉬운 대형 유조선의 경우 톤당 건조비가 약 \$2,000정도임을 고려할 때 이는 매우 높은 제작단가이나 원형실린더인 경우 곡가공이 어려워 건조비가 높다고 한다. 이를 적용하여 보면 OC3의 support structure 건조비는 아래와 같이 추정된다. 또한, 밸러스트용 콘크리트는 시중에서 사용되는 강도 180kg의 콘크리트인 경우 약 60,000원/m³으로 알려져 있으며 비중 2.3톤/m³을 고려하고 환율 1,200원/\$을 고려하면 톤당 가격이 약 \$22으로 계산되어 이를 적용한다.

$$\begin{aligned} \text{spar 구조물} &= 879.840\text{톤} \times \$5,000/\text{톤} = \$4,399,200 \\ \text{계류선} &= 902\text{m} \times 77.7\text{kg/m} \times \$2/\text{kg} \times 3\text{set} = \$420,512 \\ \text{콘크리트 밸러스트} &= 3,629.910\text{톤} \times \$22/\text{톤} = \$79,858 \\ \text{합계} &= \$4,899,570 \end{aligned}$$

NREL에서 제안한 추정식에 따라 고정식의 support structure 제작비는 정격출력 1kW 당 \$300로 다음과 같이 추정된다.

$$\$300/\text{kW} \times 5,000\text{kW} = \$1,500,000$$

위로부터 알 수 있듯이 OC3-Hywind의 경우 부유식 support structure의 제작비는 spar 구조물의 제작비가 대부분을 차지하며, 고정식에 비하여 3.27배가 된다. 이는 앞으로 부유식 풍력에 대한 수요가 많아지고, spar 플랫폼 구조물에 대한 저렴한 건조공법이 개발되면 낮아질 수 있다. 참고로 유조선

Table 7. Cost of energy of wind turbines at rated wind speed, 8 m/s

Design parameter	Land	Offshore (fixed)	Offshore (floating)
Turbine capital cost (\$1000)	4,022	4,565	4,565
Balance of station cost (\$1000)	2,320	5,535	8,757
Lease and O&M cost (\$1000/yr)	202	471	471
COE (\$/kWh)	0.052	0.095	0.116

의 건조단가인 \$2,000/톤을 적용하면 spar 구조물의 건조비는 \$1,759,680, 플랫폼의 총 건조비는 \$2,260,050으로 NREL의 추정식에 따른 제작비의 약 1.5배가 된다.

Table 7에 OC3의 5MW 터빈을 육상에 설치했을 경우와 해상에 고정식과 부유식으로 설치했을 경우에 대하여 에너지비용을 산출한 결과를 정리하였다. 이를 보면 부유식 해상풍력의 에너지비용은 kWh당 \$0.116으로서 육상용의 비용 \$0.052에 비하여 약 2.2배, 고정식 해상풍력의 비용 \$0.095에 비하여 약 1.2배가 됨을 알 수 있다. 그러나 이는 육상에서나 해상

에서의 정격풍속을 8m/s로 가정하고 계산을 수행한 결과로서, 일반적으로 육상에 비하여 해상에서의 바람이 질이 좋고 정격풍속이 높다는 것을 감안한다면 이러한 비용의 차이는 줄어 들 수 있다. 예로서 Table 8에서 보듯이 육상에서의 정격풍속을 7m/s로 가정하고 에너지비용을 비교해 보면 kWh당 5.2센트에서 6.2센트로 높아져 부유식 해상풍력의 에너지비용이 약 2.2배에서 1.9배로 낮아짐을 알 수 있다.

참고로 위에서 계산된 에너지비용을 Fig. 3에서 보는 바와 같이 2009년 기준의 신재생에너지별 에너지비용자료[5]와 비교해 보면 육상용과 해상용 모두 자료에서 제시한 범위 안에 있음을 알 수 있다. 또한 Fig. 4에는 신재생에너지별 capacity factor 값의 범위를 보여주고 있는데, capacity factor 값의 범위가 해상풍력의 경우 40-45%, 육상풍력의 경우 35-44%로서 해상풍력의 capacity factor가 더 크며 Table 8에 보인 capacity factor의 값들도 대략 그 범위에 있음을 알 수 있다.

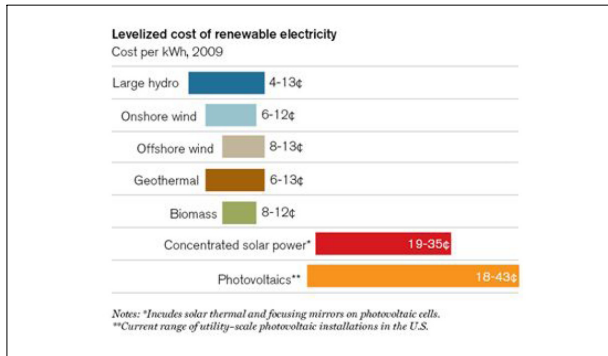


Fig. 3 Levelized cost of renewable electricity⁽⁵⁾

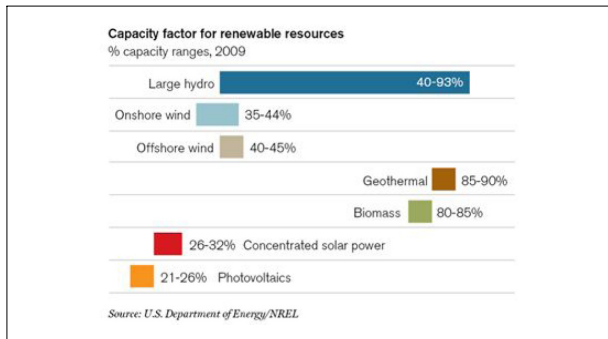


Fig. 4 Capacity factor for renewable resources⁽⁵⁾

Table 8. 육상에서의 정격풍속 저감을 고려한 OC-3 풍력발전기에 대한 COE 비교

Design parameter	Land	Offshore (fixed)	Offshore (floating)
Rated wind speed (m/s)	7	8	8
Capacity factor	34.0	41.9	41.9
AEP (MWh)	14,886	18,332	18,332
Turbine capital cost (\$1000)	4,022	4,565	4,565
Balance of station cost (\$1000)	2,320	5,535	8,757
Lease and O&M cost (\$1000/yr)	202	471	471
COE (\$/kWh)	0.062	0.095	0.116

8. 결론

본 연구에서는 미국 NREL의 연구결과로서 발표된 축척에 따른 풍력발전 비용 추정모델을 소개하고, 이를 국내의 육상 및 해상풍력발전시스템에 적용하여 그 결과를 분석하였다. 본 연구를 통하여 수행된 연구내용을 요약하면 다음과 같다.

- (1) 풍력발전기의 주요 부품에 대해 비용추정모델과 풍력발전기의 주변장치 및 운영유지 비용에 대한 추정모델을 국내외 풍력발전기 5 종에 대해 적용하여 보았다.
- (2) 풍력발전기의 주요부품, 주변장치 및 유지보수 비용 산정

을 위해 MS-Excel 기반의 spreadsheet program을 개발하여 적용하고, 결과에 대한 타당성을 검토해 보았다.

- (3) 부유식 풍력발전시스템의 지지구조물에 대한 비용추정 모델을 제시하고, 육상용 및 고정식 해상용 들과 COE를 비교하여 보았다.

이상의 연구결과를 토대로 풍력발전시스템의 초기 경제성 분석에 유용하게 활용할 수 있는 자료를 확보한 것으로 판단된다.

후 기

본 연구는 지식경제부 산하 산업기술연구회의 지원으로 한국기계연구원에서 수행 중인 주요사업 연구과제(과제명: 능동형 위험관리 기반기술개발)의 결과 중 일부임을 밝힙니다.

정 태 영



1975년 서울대학교 조선공학과 공학사
1977년 서울대학교 조선공학과 공학석사
1987년 MIT 해양공학과 공학박사

현재 한국기계연구원 시스템다이나믹스연구실 연구위원
(E-mail : tychung@kimm.re.kr)

임 채 환



1980년 서울대학교 조선공학과 공학사
1984년 서울대학교 조선공학과 공학석사
1993년 미시건대학교 조선해양공학과 공학박사

현재 한국기계연구원 시스템신뢰성연구실 책임연구원
(E-mail : cwrim@kimm.re.kr)

References

- [1] 하정우, 김수덕, “대관령 풍력단지 풍력발전량 및 경제성 분석”, 에너지공학 제14권 제2호, 2005.
- [2] S. Krohn, P.E. Morthorst, and S. Awerbuch, The Economics of Wind Energy, EWEA report, March 2009.
- [3] L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxon, “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model”, Technical report NREL/TP-500-40566, December 2006.
- [4] Maria Isabel Blanco, “The Economics of wind energy”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, pp. 1372-1382, 2009.
- [5] David Rotman, “Praying for an energy miracle”, Technology Review, Vol. 114/No. 2, pp. 46-52, MIT, 2011.

문 석 준



1988년 서울대학교 조선공학과 공학사
1990년 서울대학교 조선해양공학과 공학석사
1995년 서울대학교 조선해양공학과 공학박사

현재 한국기계연구원 시스템다이나믹스연구실 책임연구원
(E-mail : sjmoon@kimm.re.kr)