

보고서발간번호 : BSPE99634-11970-7

해상풍력단지 에너지발전단가(LCOE) 최적화  
원천기술 개발

Development of technologies for optimizing LCOE of  
the offshore wind farm

2019.02.28.

한 국 해 양 과 학 기 술 원

# 제 출 문

한국해양과학기술원장 귀하

본 보고서를 “해상풍력단지 에너지발전단가(LCOE) 최적화 원천기술 개발” 과제의 최종보고서로 제출합니다.

2019. 02. 28

총괄연구책임자 : 윤길림

참여연구원 : 이진학

“ : 한택희

“ : 박영현

“ : 김선빈

“ : 김성원

“ : 홍혜민

“ : 백승미

“ : 박상민

## 보고서 초록

과제고유 번호	PE99634	해당단계 연구기간	2018.01.01. ~ 2018.12.31	단계 구분	
연구사업명	중사업명	2018년도 기관고유사업			
	세부사업명	(안전한 바다 만들기)연안항만 관리 및 해양에너지 활용기술 개발			
연구과제명	대과제명	해상풍력단지 에너지발전단가(LCOE) 최적화 원천기술 개발			
	세부과제명				
연구책임자	윤길림	해당단계 참여연구원수	총 : 9 명 내부: 4 명 외부: 5 명	해당단계 연구비	정부: 250,000천원 기업: 천원 계 : 250,000천원
		총연구기간 참여연구원수	총 : 9 명 내부: 4 명 외부: 5 명	총 연구비	정부: 250,000천원 기업: 천원 계 : 250,000천원
연구기관명 및 소속부서명	한국해양과학기술원 연안개발·에너지연구센터		참여기업명		
국제공동연구					
위탁연구	해상풍력 발전단지 추정 연구 (에너지경제연구원)				
요약(연구결과를 중심으로 개조식 500자 이내)				보고서 면수	68
<p>○ 해상풍력발전 LCOE 분석기법 개발</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 국내·외 해상풍력 에너지시장 동향 및 외부환경 분석</li> <li>- 해상풍력발전에 대한 LCOE 산정식 조사·분석</li> <li>- 해상풍력발전 내·외부 환경을 고려한 LCOE 분석기법 개발</li> </ul> <p>○ 해상풍력발전 지지구조 형식별 LCOE 분석</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 서남해안 해상풍력 시범단지 해양환경 특성 분석</li> <li>- 서남해안 해상풍력 시범단지 지지구조물 기존형식 검토</li> <li>- 서남해안 해상풍력 시범단지 기존 지지구조 형식별 LCOE 분석</li> </ul> <p>○ 해상풍력발전 LCOE 저감을 위한 신형식 지지구조 제안</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 서남해안 시범단지 지지구조물 설계 및 제작 개선사항 분석</li> <li>- 서남해안 시범단지 신형식 지지구조물 표준모델 제안 및 LCOE 분석</li> </ul>					
색인어 (각 5개 이상)	한 글	해상풍력, 에너지 발전단지, 지지구조물, 고정식, 최적설계			
	영 어	offshore wind, LCOE, support structure, fixed type, optimum design			

# 요 약 문

## I. 제 목

해상풍력단지 에너지발전단가(LCOE) 최적화 원천기술 개발

## II. 연구개발의 목적 및 필요성

- 신규 원전건설계획의 대체 사업으로 풍력을 포함한 신재생에너지사업이 적극 육성될 것으로 전망되는 가운데, 산업통상자원부에서 발표한 '재생에너지 3020 이행계획안'에 따르면 2030년까지 48.7GW 용량의 재생에너지 설비를 새로 지을 계획이며 풍력발전에는 16.5GW의 설비를 추가로 갖출 계획임.
- 신재생에너지사업을 합리적이고 효율적인 방향으로 추진하기 위한 선제적인 대응으로 해상풍력발전단지 조성에 대한 LCOE 분석은 필수 요소임.
- LCOE는 에너지원으로부터 단위 에너지 생산을 위하여 필요한 장기적인 비용 개념으로 설치시공비(CAPEX)와 운영유지비(OPEX) 및 연간발전량(AEP) 등을 종합적으로 고려하여 산정하므로 해상풍력단지 조성 시 최적의 지지구조물 형식을 선정하는데 유용하게 활용될 수 있음.
- 해상풍력 지지구조물은 해상풍력 발전기 타워에 작용한 하중을 안전하게 해저 지반으로 전달하는 구조물로 설치비용을 포함하여 해상풍력발전단지 건설 시 총 비용의 40%까지 차지하는 핵심 구조물임. 주요 지지구조 형식으로 모노파일식, 자켓식, 트라이포드식, 중력식 지지구조물이 대표적이며, 최근에는 석션 기초형식이 개발되어 현장 적용성이 검토되고 있음.
- 에너지저감을 위한 2020년 로드맵에 따르면 총 LCOE 30% 저감(시나리오 1) 및 40% 저감(시나리오 2)에서 지지구조물 및 설치 부분에서 각각 9.1%p, 11.6%p 저감을 목표로 하고 있음. 그러므로 향후 LCOE 저감을 위해서 무엇보다 지지구조물과 설치부분에서 적극적인 연구개발이 필요.
- 해외 주요 에너지 연구기관별 LCOE 추정 방법론이 상이함에 따라 우리나라 현실을 반영한 정형화된 분석 방법론이 필요하며, 국내 에너지기본계획, 전력수급기본계획, 신재생에너지기본계획 등의 국가 에너지 계획에서 활용되는 경제지표 및 전제조건을 반영한 LCOE 분석이 필요.
- 이를 토대로 해상풍력단지 조성 시 국내 여건을 반영한 지지구조물 형식별 LCOE 분석기법에 대한 원천기술을 확보하고, LCOE 저감을 위한 최적설계 및 설치·운용 방안을 마련하는 것이 필요.

### Ⅲ. 연구개발의 내용 및 범위

- 국내·외 해상풍력 에너지발전시장 동향 및 외부환경 분석
  - 최근 세계 해상풍력발전 에너지시장 동향 분석
  - 국내 해상풍력 에너지시장 동향 분석
  - 국내·외 해상풍력 발전설비를 위한 외부환경 분석
- 국내외 해상풍력발전에 대한 LCOE 산정식 조사·분석
  - 유럽과 북미의 해상풍력발전 LCOE 산출방법 (산정식) 조사·분석
  - 국내 해상풍력 LCOE 산출 방법 및 지지구조 형식별 특징을 반영한 세부항목 조사
  - 해상풍력 발전 운영 및 관리비용(O&M)에 대한 고정비와 변동비 조사
- 서남해안 해상풍력발전 시범단지의 해양환경 특성 분석
  - 서남해안 해상풍력 시범단지 해양환경 특성분석
  - 서남해안 해상풍력 해저지반 역학적 특성 분석
- 서남해안 해상풍력 시범단지 지지구조물 기존형식 검토
  - 서남해안 시범단지 대상 지지구조 형식별 적용모델 조사 및 표준모델 선정
  - 기존 지지구조 형식별 표준모델 신뢰성 검토
  - 기존 지지구조 형식별 표준모델에 대한 비용절감 가능 인자 분석

### Ⅳ. 연구개발결과의 활용계획

- 서남해 해상풍력발전단지 LCOE 분석을 위한 도구로 활용
  - 해상풍력 관련 국·내외 정책, 에너지시장 동향, 외부환경 분석을 비롯하여 유럽과 북미의 해상풍력 LCOE 산출방법에 관한 조사와 분석을 통해 국내 서남해 해상풍력발전단지의 LCOE 분석을 위한 기초자료로 활용이 가능함.
- 국가 R&D사업 등 후속 연구과제 추진을 위한 도구로 활용
  - 서남해 해상풍력발전단지를 대상으로 한 기존 지지구조 형식에 대한 신뢰성 검토와 최적설계 연구를 통해 향후 국가 R&D사업으로 확장하기 위한 연구기반을 마련함.
  - 후속 연구과제에는 국내 환경에 부합하는 해상풍력 지지구조 형식별 LCOE를 산정하고, 서남해 해상풍력단지를 대상으로 지지구조를 중심으로 한 LCOE 절감방안을 제시함으로써 설계 시 최적 지지구조 선정을 위한 의사결정 지원 도구로 활용하는데 기여할 수 있음.

# 제 1 장 서론

## 1.1절 연구개발의 필요성 및 목적

### 1. 연구개발의 필요성

#### 가. 기술적 측면

- 해상풍력 지지구조물은 해상풍력 발전기 타워에 작용한 하중을 안전하게 해저지반으로 전달하는 구조물로 설치비용을 포함하여 해상풍력발전단지 건설 시 총 비용의 40%까지 차지하는 핵심 구조물임(Statkraft 2012, BWE 2016). 주요 지지구조 형식으로는 모노파일식, 자켓식, 트라이포드식, 중력식 지지구조물이 대표적이며, 최근에는 석션 기초 형식이 개발되어 현장 적용성이 검토되고 있음.
- 다양한 에너지(원전, 석탄, 가스, 태양광 등)를 생산하기 위한 에너지기술 간의 생산단가를 비교하기 위해 표준화된 지수로 LCOE 개념이 사용됨.
- 에너지저감을 위한 2020년 로드맵에 따르면 총 LCOE 30% 저감(시나리오 1) 및 40% 저감(시나리오 2)에서 지지구조물 및 설치 부분에서 각각 9.1%p, 11.6%p 저감을 목표로 하고 있음. 그러므로 향후 LCOE 저감을 위해서 무엇보다 지지구조물과 설치부분에서 적극적인 연구개발이 필요(Prognos/Fichtner, BWE 2016).
- 국내에서 해상풍력 지지구조물 형식에 대한 LCOE 연구는 아직까지 초보적인 수준이며, 국내 해양환경 및 지반조건에 적합한 경제성과 안정성을 고려한 시공 기술 및 장비 개발이 부족한 실정임. 다만 해양플랜트에서 경험이 많은 자켓식의 경우 관련 설계, 장비 및 시공기술이 확보되어 있어 현재까지 대부분의 해상풍력터빈 지지구조물 형식은 자켓 형식을 고려하고 있음. 따라서 기존 해상풍력터빈 자켓 형식의 LCOE를 기준으로, 지지구조물 및 관련 설치공법의 최적화를 통하여 총 LCOE의 5% 이상을 저감할 필요가 있음.
- 이에 따라 해상풍력단지의 지지구조물 최적설계와 시공을 위해 국내 여건을 반영한 지지구조물 형식별 LCOE 분석기법에 대한 원천기술의 확보가 우선적으로 필요하며, LCOE 저감을 위한 방안을 마련하는 것 또한 시급한 과제임.

#### 나. 경제·산업적 측면

- 해상풍력단지 조성 시 우리나라 근해의 해양환경과 해저지반 특성을 고려하여 재료비 및 제작비 절감이 가능하고 시공이 용이한 지지구조물 형식 선정과 설치방법 개발이 필요함.
- LCOE는 에너지원으로부터 단위 에너지 생산을 위하여 필요한 장기적인 비용 개념으로 설치시공비(Capital Expenditure, CAPEX)와 운영유지비(Operating Expenditure, OPEX) 및 연간발전량(AEP, Annual Energy Production) 등을 종합적으로 고려하여 산정되므로 해상풍력단지 조성 시 최적의 지지구조물 형식을 선정하는데 유용하게 활용될 수 있음.
- LCOE를 고려한 최적의 국내 해상풍력 지지구조물 형식이 개발 또는 제안되어 설계 분야에 적용할 경우, 2025년까지 목표로 하고 있는 2조원 이상 규모의 서남해 해상풍력단지 조성사업에서 500억~1,000억원 이상의 예산절감 효과를 기대할 수 있음.

#### 다. 사회·문화적 측면

- 신규 원전건설계획의 대체 사업으로 풍력을 포함한 신재생에너지사업이 적극 육성될 것으로 전망되는 가운데, 신재생에너지사업을 합리적이고 효율적인 방향으로 추진하기 위한 선제적인 대응으로 해상풍력발전단지 조성에 대한 LCOE 분석은 필수 요소임.

## 2. 연구개발의 목적

### 가. 해상풍력 에너지발전단가 분석기법 정립

- 국내 주요해안 해상풍력단지 조성 시 지지구조물 최적설계를 위하여 발전단지의 해양환경, 지반조건 및 발전조건, 제작, 운반, 설치조건 등을 고려한 에너지단가(Levelized Cost of Energy, LCOE) 분석기법 정립

### 나. 해상풍력 에너지발전단가 최적화 원천기술 개발

- 국내 해상풍력발전단지에 적용되고 있는 재킷형 지지구조물을 비롯하여 신형식 지지구조물 등에 대한 표준모델을 선정하고 이에 대한 LCOE를 산출
- 해상풍력 에너지발전단가 최적화를 위한 지지구조물 분야의 원천기술 개발

## 1.2절 연구개발의 최종목표 및 범위

### 1. 최종목표

- 해상풍력 에너지단가(Levelized Cost of Energy, LCOE) 분석을 위한 기반 자료 조사 및 기준 정립
- 서남해안 해상풍력 시범단지 지지구조물 기존형식 검토

### 2. 연구범위

- 국내·외 해상풍력 에너지시장 동향 및 외부환경 분석
- 해상풍력발전에 대한 LCOE 산정식 조사·분석
- 서남해안 해상풍력 시범단지의 해양환경 특성 분석
- 서남해안 해상풍력 시범단지 지지구조물 기존형식 검토



## 제 2 장 해상풍력 에너지 시장 내·외부 환경

### 2.1절 해상풍력 에너지 시장 및 정책 동향

#### 1. 국외 동향

- (현황) '17년 현재 전 세계해상풍력 누적 설비용량은 약 18.8GW이며, 1위 영국, 2위 독일, 3위 중국, 4위 덴마크 순임
  - 누적 설비용량 기준, 영국(36%), 독일(28.5%), 덴마크(6.8%), 네덜란드(5.9%) 등 유럽 11개국이 전 세계 시장의 84%(15.8GW)를 차지하고 있으며, 중국(15%)을 비롯하여 베트남, 일본, 대만, 한국, 미국 등이 나머지 16%를 차지
  - '17년 신규 설비용량은 4.3GW로 '16년 신규 설비용량 2.3GW 대비 약 2배 정도 성장

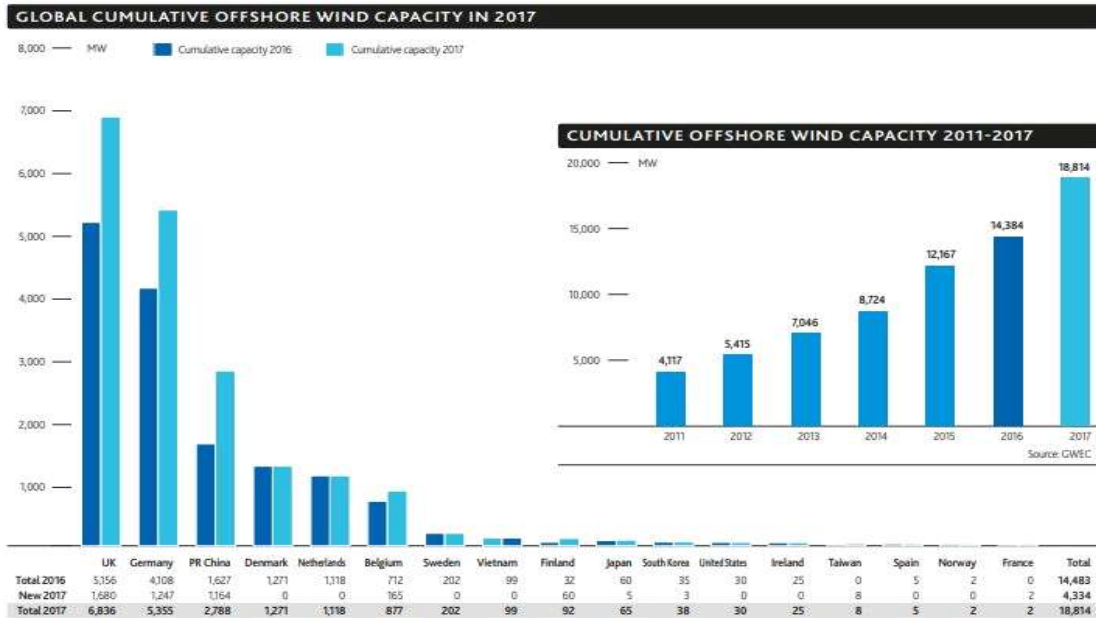


그림 2.1 2017년 기준 세계 해상풍력 설치 용량 (Global Wind Energy Council, 2017)

- (전망) '17년 19GW가 설치되었고, 이후 10GW가 신규 설치되어 '30년 전까지 누적 설치량 100GW 돌파 전망
  - '30년 해상풍력 발전 용량은 유럽 50GW, 중국 40GW, 기타 국가 10GW 수준으로 설치될 전망

- 터빈용량은 3~5MW가 주력이며 6~8MW 이상도 시장 진입 중에 있음
- 스코틀랜드는 2017년 10월, 세계 최초 30MW 규모의 발전 사업용 부유식 해상풍력단지 상업운전을 개시하였으며 이러한 추세는 확대될 것으로 예상
- \* 6MW × 5기 설치, 평균 Capacity factor : 약 65% (석탄·천연가스 복합 발전소 Capacity factor 54~55%)

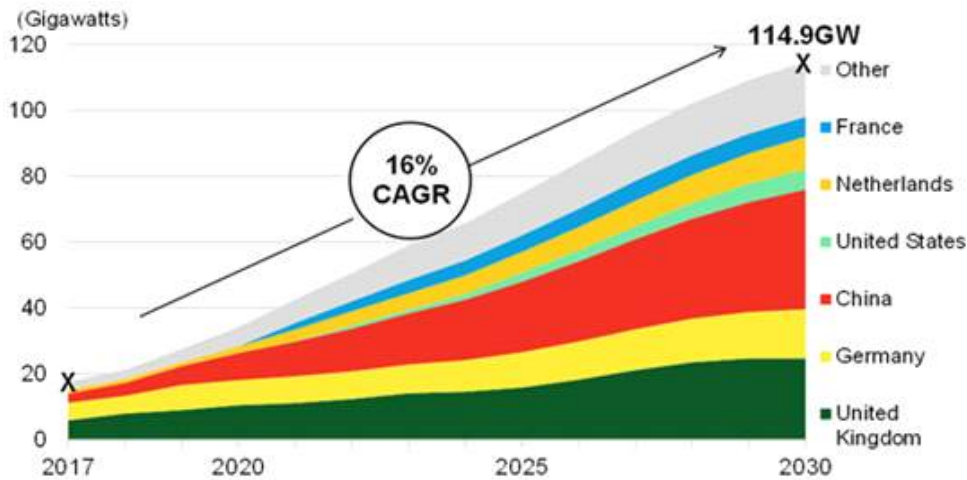


그림 2.2 세계 해상풍력 설치 용량 전망 (BNEF, 2018)

- (영국) 정부의 적극적인 지원으로 인해 해상풍력 보급이 확대되었고, 발전단가가 크게 절감되어 전통 발전원과 경쟁 가능한 환경이 조성
  - 2002년부터 영국 정부는 재생에너지 의무할당제(Renewable Obligation, 이하 RO)를 통해 해상풍력을 지원
  - 하지만, RO는 초기투자비가 많이 필요한 해상풍력에 대한 투자유인을 제공하기에는 미흡하다고 판단, 2011년 영국 전력시장 개혁을 위한 성명을 통해 RO 폐지 결정
  - 이후 2017년 3월까지는 RO 장기차액거래 제도(Contract for Difference 이하 CfD)를 병행 운영하고 2017년 4월 부터 CfD로 일원화
  - 2014년 10월 최초로 차액정산계약방식 경매를 개최한 바 있으며, 2017년 2차 입찰에서 해상풍력 최저가(57.50파운드/MWh) 달성
  - 영국 정부는 빠르게 성장하고 있는 해상풍력 부문의 개발을 더욱 가속화 하기 위해 2013년 해상풍력산업 전략 발표
  - \* 그린투자은행 설립, 해상풍력투자기구 출범으로 투자 촉진방안 제시

- (독일) EGG-2017에 의해 해상풍력은 2020년까지 설립되는 설비에 대해서는 발전차액 제도(Feed in Tariff, 이하 FiT)를 유지하나, 2021년 이후 설립되는 설비에 대해서는 경매제도를 실시
  - 기존 FiT 제도로는 재생에너지 가격하락에 한계를 느껴 경매제도를 확대하여 재생에너지 보급비용 절감을 시도
  - 해상풍력의 증가속도를 조절하기 위해 발전설비 설치용량의 상한선을 2030년까지 15GW로 설정해 경매입찰 대상 프로젝트 수를 제한
  - 지난 2017년 4월 해상풍력단지 프로젝트 첫 경매를 실시하였으며, 세계 최초로 정부 보조금 지원이 없는 해상풍력단지 건설 사업을 승인
  
- (프랑스) 2008년 해상풍력 발전을 녹색성장 및 고용전략산업으로 선정, 2020년까지 6GW 규모의 해상풍력 발전설비 구축 추진안 발표
  - FiT를 시행하여 최초 10년 동안 130유로/MWh를 지원하고, 이후 10년 간 위치에 따라 30~130유로/MWh로 점차 지원을 줄이는 방식으로 진행
  
- (중국) 2018년 풍력을 비화석 에너지 비중 확대의 주요 에너지원으로 해상풍력발전으로 선정하고, 적극적으로 추진할 계획
  - 국가에너지국은 '풍력발전 13.5 계획(2016~2020년)'에서 해상풍력 발전설비 목표치를 10~15GW로 제시
  - 중국 발전개발위원회는 해상풍력산업의 발전을 장려하기 위하여 “해상풍력발전 전력 판매가격 정책에 관한 통지”를 발표, 2017년까지의 해상풍력발전 전력 판매가격을 결정
    - \* 1kWh 당 : 해상풍력(0.75~0.85 위안), 육상풍력(0.5~0.6 위안), 화력발전(0.3~0.4 위안), 태양광(0.9~1 위안)
  - 2017년 및 이후 운영하는 해상풍력발전 프로젝트의 전력 판매가격은 향후 풍력발전 기술향상과 프로젝트건설비용 등을 고려하여 재결정할 예정
  
- (일본) 2030년 풍력발전설비 도입 목표 달성을 위해 일반해역에서 해상풍력발전 도입을 촉진하기 위해 ‘해양재생에너지발전설비 정비 관련 해역 이용 촉진 법률안’을 제정
  - \* 일반 해역 : 영해 및 내수(內水) 가운데 어업활동으로 이용되는 항구 및 항만 구역 등을 제외한 해역을 의미하며, 해역의 대부분을 차지함
  - 일본 정부는 2030년의 전원 구성에서 풍력발전 비중을 1.7%(해상 820MW, 육상

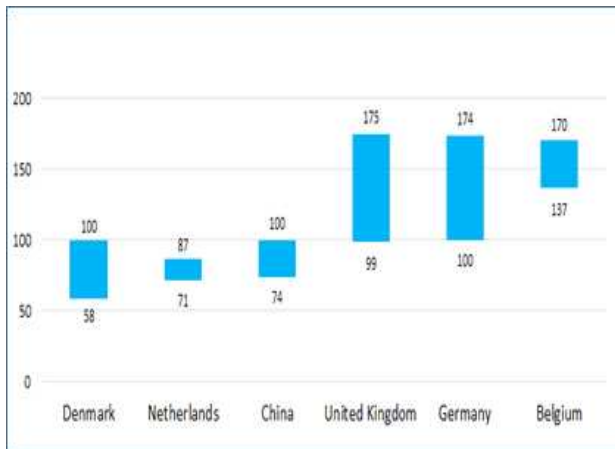
9,180MW)로 확대 목표 제시

\* 2017년 기준 육상 3,116MW, 해상 65MW 수준

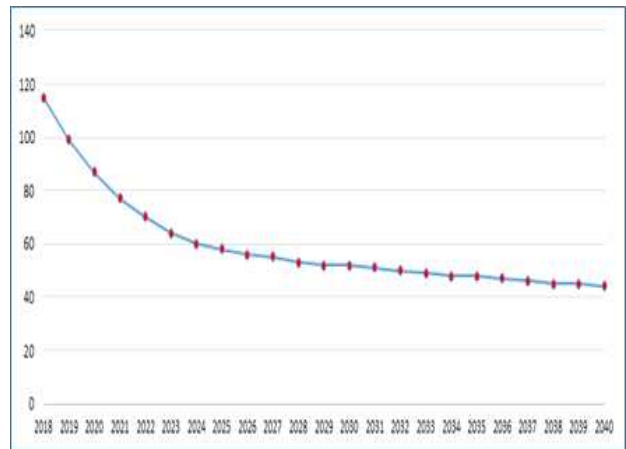
- 풍력발전설비 입지 지역 및 관련 당사자의 이해를 반영하여 5개 구역을 해상풍력발전 도입 촉진구역으로 지정할 계획
- 해상풍력 발전 규모 확대를 위한 주요 지원제도는 FiT이며, 현재 36엔/kWh 수준으로 높음

○ 세계 최고 해상풍력 기술 보유국인 유럽을 중심으로 발전단가가 지속적으로 하락하고 있으며, 아시아에서 해상풍력 투자액이 높은 중국의 발전단가가 가장 낮음

- 현재 주요 5개국 최저 평균 90 USD/MWh, 최고 평균 134 USD/MWh 수준임
- 터빈 대형화 및 부유식 해상풍력 확대에 따라 2024년~2025년까지 약 50% 하락 전망



(a) 현황

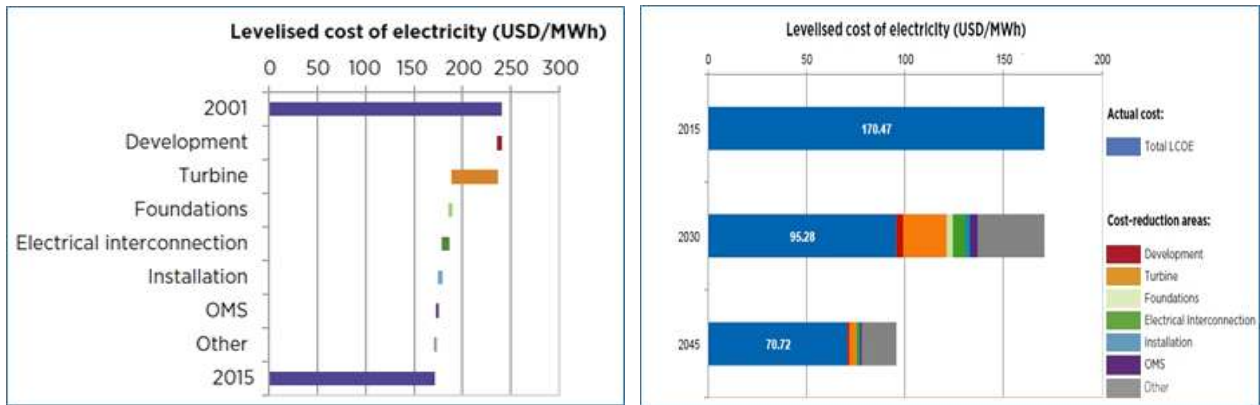


(b) 전망

그림 2.3 세계 해상풍력 발전단가 (BNEF, 2018)

○ 해상풍력 발전설비 비용에서 가장 높은 비중을 차지하는 요소는 터빈과 하부 구조물임

- 발전단가에서 나셀, 블레이드, 타워 등을 포함한 터빈의 비중이 32%, 하부구조물 비중이 13%를 차지
- '01년~'15년까지 해상풍력 원가 절감 요소는 해상 특수 터빈 설계, 맞춤형 해상풍력 설치 선박 개발 및 고급 해상 계통연계 장비 기술 향상 이었음
- 향후, 풍력 터빈과 기초하부구조물 분야의 기술 개발은 지속적으로 진행될 것을 판단되며 발전단가 하락 요인이 될 것



(a) 현황

(b) 전망

그림 2.4 해상풍력 발전단가 절감 요인 (IRENA, 2016)

## 2. 국내 동향

- (현황) 2017년 말 현재, 국내 해상풍력발전 누적 설치 용량은 35MW로 세계 9위의 해상풍력 보유국임
  - 2017년 11월 운영을 시작한 탐라해상풍력단지는 국내 최초의 상용 해상 풍력단지로서, 3MW 풍력기 10기로 구성
  - 이 밖에 한수원의 고리 해상풍력(3MW) 포함 총 2개소 5MW 규모의 해상풍력발전기가 R&D 용으로 운영 중
  
- (목표) 2030년까지 풍력 17.7GW(육상 5.7GW, 해상 12GW) 설치를 목표로 하고 있으며, 건설 추진 예정 중인 해상풍력발전단지 약 6GW 규모로 추정
  - 예기평(2017)에 따르면, 2017년 8월 현재 서남해 실증 및 시범사업, 새만금 해상풍력 등 전국에서 총 18개소 3.3GW의 해상풍력발전단지가 건설 추진 예정
  - 한편 한국풍력산업협회(2018)의 조사에 따르면 전라남도와 제주도, 새만금 등을 중심으로 14개소(부유식 제외), 6GW 규모의 해상풍력발전단지가 건설 예정

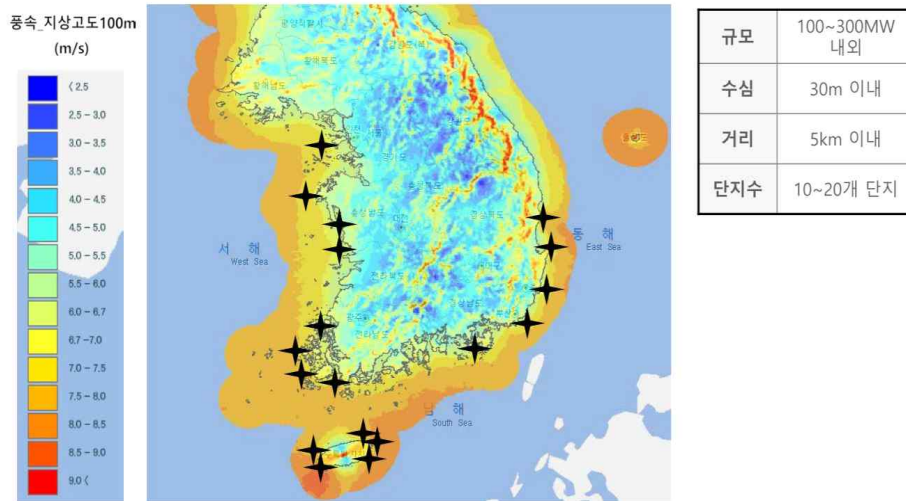


그림 2.5 국내 해상풍력 건설 유망 후보지, 2017년 8월 기준 (한국에너지기술평가원, 2017)

### 3. 국내 해상풍력 시장 잠재량

- 해상풍력을 비롯한 신재생에너지 잠재량은 이론적 잠재량, 기술적 잠재량, 규제하 잠재량, 시장 잠재량으로 구분 가능
  - 해상풍력의 경우 이론적 잠재량은 영해면적에 상존하는 바람의 운동에너지 총량을 의미
  - 기술적 잠재량은 설비효율 등의 기술적 제약을 반영하고, 지리적으로 극복 불가능한 지역을 제외할 경우 활용할 수 있는 바람 에너지의 양을 의미
  - 규제하 잠재량은 기술적 잠재량에서 군사훈련지역, 생태자원 보호지역 등과 같은 정부의 입지규제 등으로 인하여 개발이 불가능한 지역의 잠재량을 제한 잠재량을 의미
  - 시장 잠재량은 정부의 지원정책(지원정책 영향요인, 경제적 영향요인)을 반영할 때 현시점에서 활용할 수 있는 에너지의 양을 의미
- \* 규제정책, 지원정책과 같은 시장 환경이 변화하면 시장 잠재량 또한 변화함

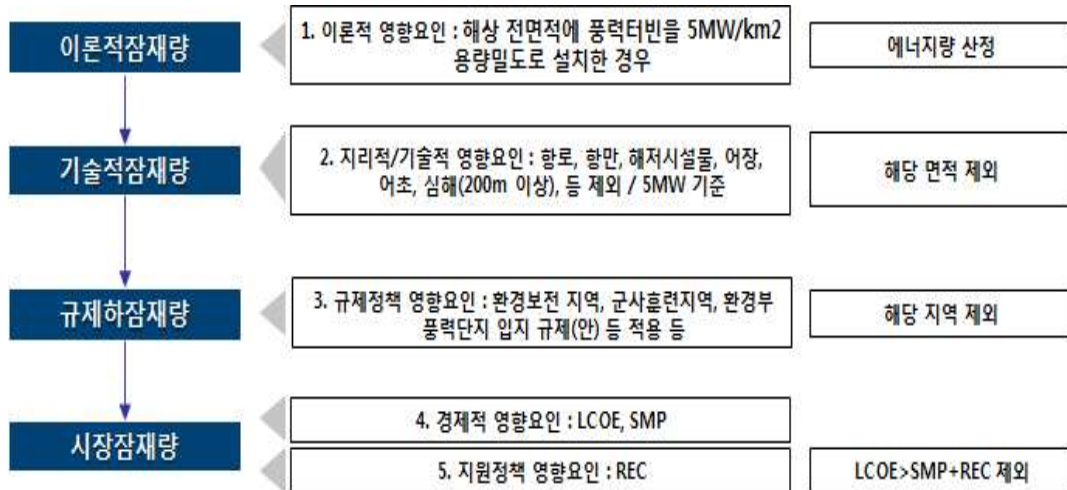


그림 2.6 해상풍력 잠재량 산정 정의

표 2.1 해상풍력 규제정책 영향요인

대분류	소분류	적용 면적(km <sup>2</sup> )
용도지역	자연환경보전지역	17,149
	경관지구	2,166
	미관지구	2,184
	방화지구	948
	방재지구	29
	보존지구	849
	취락지구	18,359
문화재지역	문화재보호구역	15,987
	국가지정	2,812
	시도지정	2,407
생태자연 보호구역	생태자연도 1등급	26,386
	생태자연도 별도관리구역	21,458
개발불가지역	휴전선, 민간인통제지역	2,683
	환경보전해역	2,185
	갯벌	8,399
	항로	36,451
	케이블	13
	해저케이블	3,423
	항만	578
	수자원보호구역	4,743
	지역계획절대보전	794
	특별관리해역	3,338
	어장, 어초	9,389
	사격훈련/연평도/NLL	25,654

- 에경연(2017년)에 따르면 개발 가능한 국내 해상풍력 시장잠재량은 발전량과 설비용량 기준으로 각각 71TWh, 22GW로 추정
  - 격자별 잠재량 산정 모델을 이용하여 우리나라 지역별 해상풍력 잠재량 산정
  - 격자별 시장잠재량 산정 모델을 활용하여 추정한 기준 국내 해상풍력의 이론적, 기술적, 시장잠재량은 각각 1,298TWh, 1,176TWh, 71TWh로 추정됨
  - 설비용량 기준으로는 각각 427GW, 387GW, 22GW로 추정되며, 시장잠재량을 보면, 우리나라 재생에너지 2030 이행계획에 따른 해상풍력 설비용량 목표달성은 가능한 것으로 나타남
  - 시군구별 해상풍력 시장잠재량은 전남이 가장 크며, 제주, 인천·경기 순으로 나타남

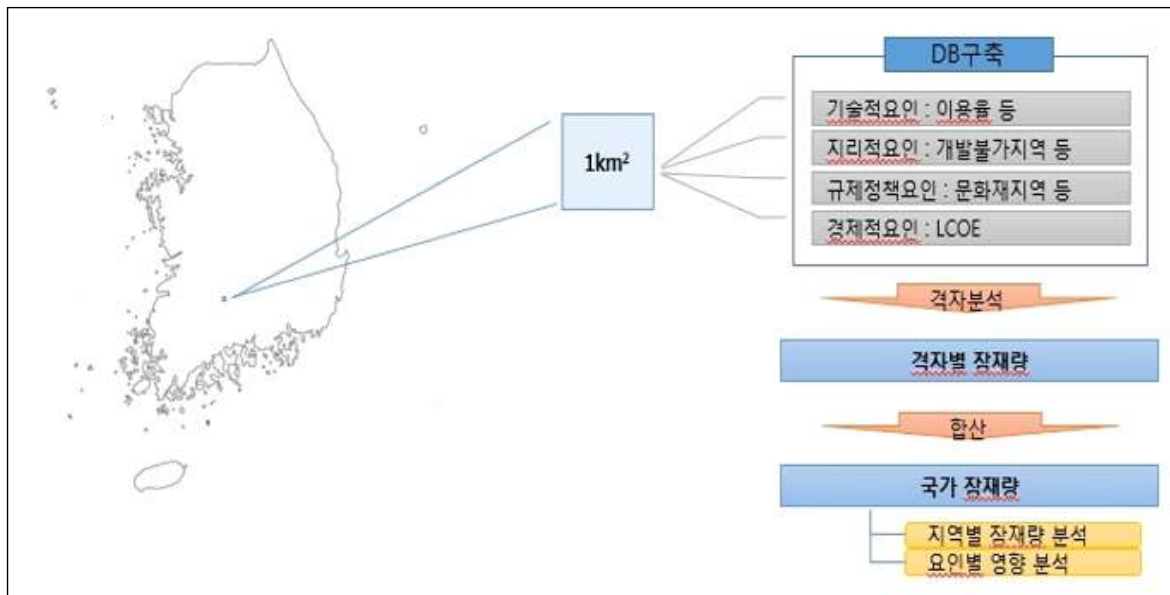


그림 2.7 격자연산 기반 시장 잠재량 산정방법론 (에너지경제연구원, 2017)



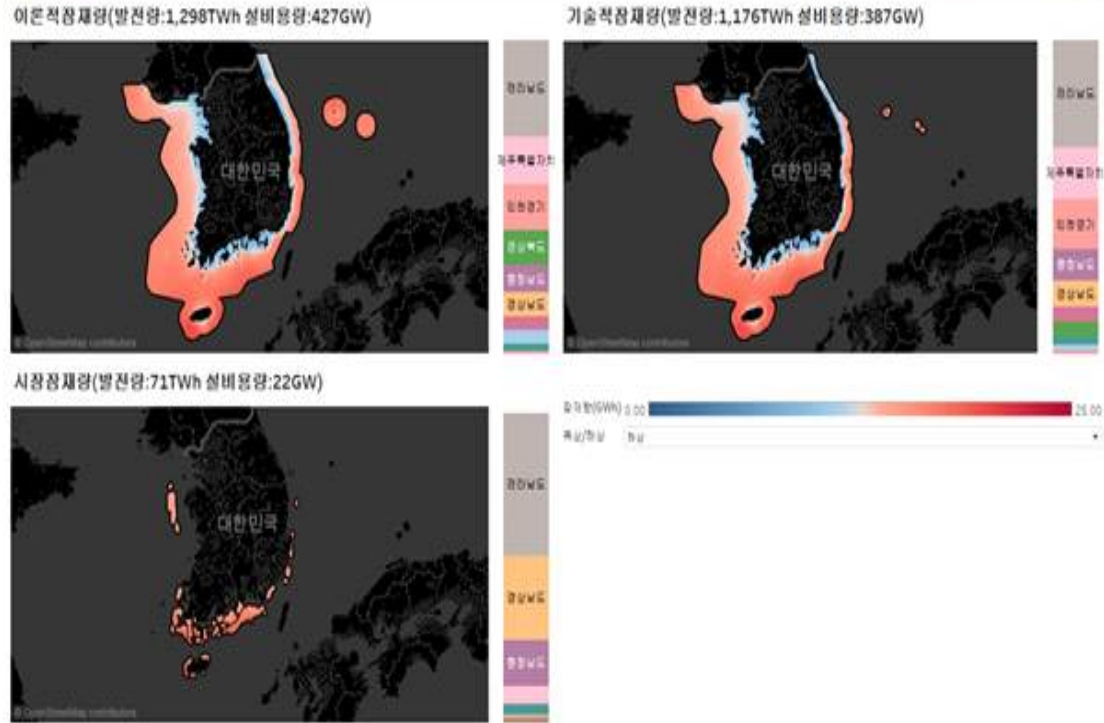


그림 2.8 국내 해상풍력 잠재량 (에너지경제연구원, 2017)

표 2.2 지역별 해상풍력 잠재량 (에너지경제연구원, 2017)

지역	발전량(GWh)	설비용량(GW)
시장잠재량 전체	70,996	22.0
인천경기	1,034	0.4
강원도	15	0.0
충청남도	10,487	3.6
전라남도	32,569	9.9
경상북도	715	0.2
경상남도	19,202	5.8
부산광역시	2,485	0.8
울산광역시	401	0.1
제주시	4,088	1.2

#### 4. 국내 해상풍력 지원정책

- 2017년 '재생에너지 3020 이행계획'을 발표, 2030년 해상풍력 12GW 목표 달성을 위해 해상풍력단지 조성 장기추진계획 및 보조금 인상 등을 추진
  - 정부 주도의 계획입지 제도를 통해 총 10GW 규모의 해상풍력 발전 계획단지 조성
  - 부유식 풍력발전, 대규모 해상풍력 등에 대한 기술개발 지원 확대
    - \* 부유체 설계·제작기술 ('18~'21) → 부유체·발전기 통합제어기술 ('22~'23)
    - \* Multi-type 대규모 풍력터빈 개발 ('20~'24) → 10MW 이상 부유식 플랫폼 개발 ('25~'30)
  - RPS 제도하에서 REC 조정을 통해 재생에너지 신규 발전사업자 확대

표 2.3 해상풍력 REC 가중치 개정 (산업통상자원부, 2018)

에너지원	대상에너지 및 구분		현행	REC 개정 후
풍력	육상풍력		1.0	현행유지
	해상풍력	연계거리 5km 이하	1.5	2.0
		연계거리 5~10km	2.0	2.5(복합)
		연계거리 10~15km		3.0(복합)
		연계거리 15km 초과		3.5(복합)

- 정부는 해외 대비 낮은 기술수준을 극복하기 위해 기술추격형 R&D에 집중하면서 단가 저감을 위한 R&D 병행 추진
  - (기술추격형) 6~8MW급 초대형 해상풍력 시스템 개발
  - (단가저감형) MW급 풍력발전기 핵심부품 개발, 풍력단지 시스템 비용(운송·설치·유지보수) 절감

## 2.2절 해상풍력 발전 설비 외부비용 분석

### 1. 재생에너지 외부비용 개요 및 연구 필요성

- 발전소 건설 및 운영에 소요되는 CAPEX와 OPEX 기반의 비용 분석이 전통적인 LCOE 분석
  - 자본비용, 연료비용, 연료 외 운전유지비용(고정 및 변동)을 포함
- 최근 들어 재생에너지 확대에 따라 추가적으로 발생하는 전력 시스템 운영 비용과 사회·환경적으로 발생하는 외부비용까지도 LCOE에 반영하는 추세
  - 시스템 비용은 망비용(망이용료 및 접속비용), 계통수급 안정화 비용(예비력 비용), 프로파일 비용(신규 발전진입에 따른 기존 발전의 비용 증가분) 등을 포함
  - 외부비용은 자연경관 및 소음영향, 생태계 및 생물다양성에 대한 영향, 방사능 및 GHG 배출에 따른 환경오염 등으로 인한 사회적·환경적 비용을 포함

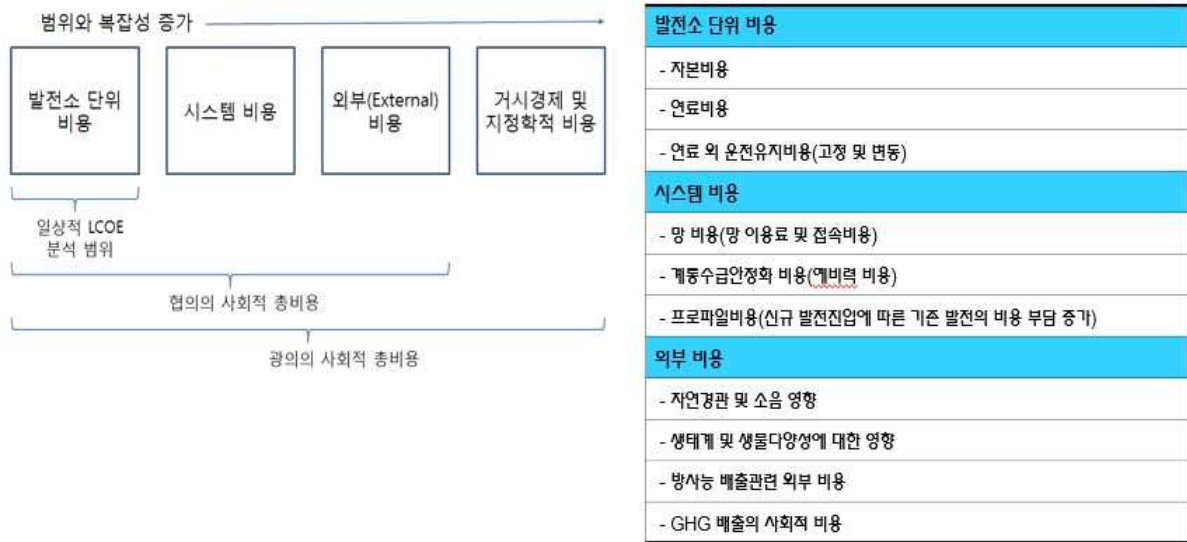


그림 2.9 재생에너지 LCOE 분석범위 확대 (The Social Costs of Electricity Generation, 2017)

- 해상풍력은 사람에게 직접적인 피해를 줄 가능성은 육상풍력에 비해 낮으나, 해양 환경 등 환경에 미치는 영향은 보다 다양
  - 수산업, 어로활동, 경관 등의 문제가 여전히 존재하며, 이 밖에 해양 생태계 및 조류(새) 등에 미치는 영향은 오히려 더 다양

- 따라서 해상풍력 발전에 따른 다양한 사회·환경적 영향 요인들을 분석하고 이를 비용화하여 LCOE에 반영하는 방안에 대한 논의가 필요

표 2.4 해상풍력 관련 주요 환경 요소 (Wilhelmsson et al., 2010)

주요 환경변수		예측의 확실정도 (1~5)	예상 영향범위 N/A=Not Assessed		
			공간적	시간적	풍력발전 단지 내에서 종 분포의 영향에 대한 심각 정도(-) 혹은 이득 정도(+)
어류	공사 시 소음으로 인한 피해	3	국소적	N/A	작다(-)
	공사 시 서식장 손실과 이동	3	매우 광범위	단기적	(-)
	공사 시 퇴적물의 분산	4	광범위	단기적	작다(-)
	운영 소음으로 인한 교란	4	매우 국소적	장기적	작다(-)
	트롤어업의 차단	5	광범위	장기적	크다(+)
	인공어초 효과	3	국소적	장기적	보통(+)
	전자기장의 영향	2	국소적	장기적	작다(-)
	터빈과의 충돌	2	N/A	N/A	작다(-)
생물음향 어류의 잡음 차폐	2	국소적	장기적	작다(-)	
해양 포유류	공사 시 소음으로 인한 피해	3	국소적	N/A	작다(-)
	공사 시 서식장 손실과 이동	3	매우 광범위	단기적	(-)
	운영 시 이동 및 교란	3	매우 국소적	장기적	작다(-)
	서식지의 향상	1	광범위	장기적	작다(+)
	이주 방해	2	N/A	장기적	작다(-)
	터빈과의 충돌	2	N/A	N/A	작다(-)
	생물음향 어류의 잡음 차폐	2	국소적	장기적	작다(-)
조류	공사 시 서식장 손실과 이동	5	매우 광범위	단기적	(-)
	운영 시 서식장 손실과 이동	4	매우 광범위	장기적	(-)
	이주 방해 1. 장거리 이주군 2. 일일 이주군	3	N/A	장기적	1. 작다(-) 2. 보통(-)
	터빈과의 충돌	3	N/A	장기적	작다(-)

## 2. 해상풍력 환경영향 관련 해외 문헌 분석

- 해상풍력 환경영향은 터빈설치 등과 같이 발전시설 공사로 인한 영향과 설치 후 운영 과정에서의 영향으로도 구분 가능

표 2.5 해상풍력발전사업 단계별 환경영향 (한국법제연구원, 2015)

공사단계	터빈 설치 및 송전선 매설 과정에서 해저지대에 미치는 영향
	해양 수·저질에 미치는 영향
	수중소음 및 진동에 의한 영향
운영단계	수중소음 및 진동에 의한 해양생물영향
	해저케이블 주변의 전자기장에 의한 영향
	해양경관에 영향
	조류(새)에 대한 영향
	해수온도에 미치는 영향
	해양생태계(서식환경)에 미치는 영향

### 가. 공사단계에서의 영향

- 터빈 설치 및 송전선 매설 과정에서 해저지대에 미치는 영향
  - 북동아틀란틱 해양환경보전협약(OSPAR Convention 위원회)에서는 모노파일(직경 4~5m) 설치와 침식·세굴방지에 의해 영향 받는 해저지대의 범위를 다음과 같이 각각 설정
    - \* 12기: 3.67km<sup>2</sup>, 31기: 18.25km<sup>2</sup>, 47기: 29.78km<sup>2</sup>
- 해양 수·저질에 미치는 영향
  - 덴마크에서는 해저면의 굴착으로 발생하는 부유사 농도 및 조류 변화가 수질악화에 미치는 영향을 예측하도록 함
  - 부유사 농도가 10mg/L 이상이면 어류에 영향을 미치는 것으로 봄
- 수중소음 및 진동에 의한 영향
  - Nedwell(2003)의 모니터링 연구 결과, 해양환경에서의 광역 소음의 평균치는 약 70dB 정도이며, 직경 4~5m의 모노파일 굴착시 소음은 1μPa 당 260~270dB 정도로 추정

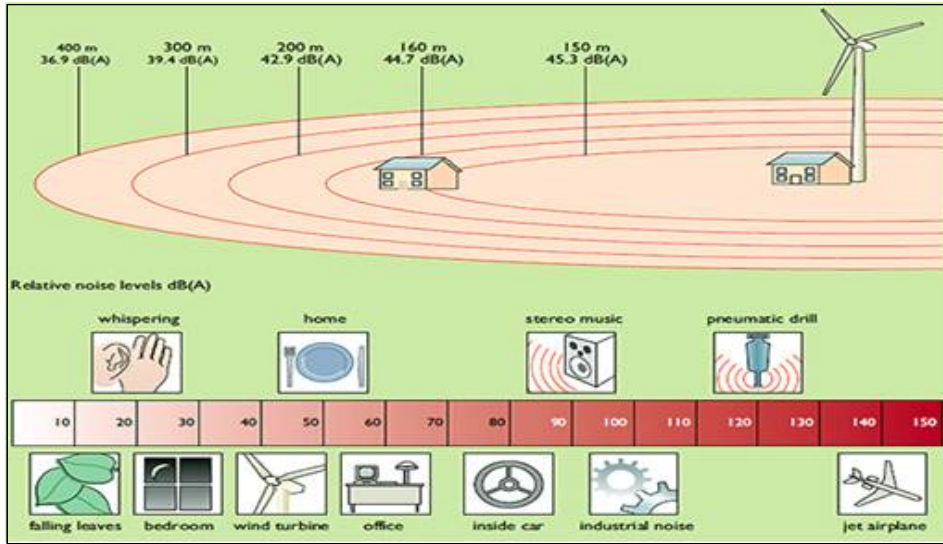


그림 2.10 풍력발전 소음 패턴 (Saidur R et al., 2011)

- Keller et al.(2006)은 항타 방식에 따른 소음을 측정하여 비교

표 2.6 해상풍력 사업별 방출 소음 분포 비교 (Keller et al., 2006)

측정지역	Utgrunden Sweden	North Hoyle GB	North Hoyle GB	FINO 1 Germany	FINO 1 Germany	SKY2000, D research pile
기초구조	모노파일	모노파일	모노파일	재킷식	재킷식	모노파일
항타 방식	충격 항타	충격 항타	충격 항타	충격 항타	충격 항타	-
터빈 수	7	30	30	-	-	-
터빈 용량	1.5	2	2	-	-	-
해저지형	사질	자갈모래	사질	사질	사질	사질
측정연도	2000	2003	2003	2003	2003	2002
수심(m)	5~6	7~11	0.4~7.5	-	-	-
측정거리(m)	30	250~6,000	250~8,000	350	400	20
항타 기간	1.5시간	5개월	-	2.5시간	2시간	-
항타수	1,320	-	-	-	-	-
최고 주파수 (hz)	100~2,000	40~1,000	-	125~1,000	80~2,000	30~300
최고 소음 (dB)	205	198	-	199	193	204
1m 내 최고 소음 (dB)	227	260	297	238	232	228

- 해상풍력의 경우 대기 중 소음이 바닷물로는 전해지지 않다고 가정할 경우 1MW의 풍력발전기에서 내는 소음도는 약 103dB에 달하고, 이런 발전기가 여러 기일 경우 106dB까지도 이를 수 있음
- Thomsen et al.(2006)은 우트그룬덴(Utgruden)에 있는 1.5MW 용량의 단일 터빈에서 운영 시 발생소음을 측정했는데, 평시 풍속인 12m/s 조건에서 발전기에서 110m 떨어진 곳에서 약 90~115dB 정도로 측정됨
- 독일연방환경부에서는 북해와 발틱해에 건설된 두 개의 풍력 시설 단지에서 건설과정에서 발생한 소음을 측정
  - \* 측정 결과, 북해에 있는 시설에서는 중심 구조물을 박아 넣을 때 발생한 소음이 400m 떨어진 곳에서 193dB에 달했고, 발틱해에서는 300m 떨어진 곳에서 196dB에 달하는 엄청난 소음이 발생함
- Gill(2005)에 따르면 기초공사 단계에서는 최대 260dB, 전력선 매설과정에서는 178dB이 발생하기도 함
- 해양시설물 건설과정에서 발생하는 소음은 주변 생물들에게 장·단기적으로 영향을 미치게 되나, 아직까지 구체적인 피해 정도는 정확하게 연구된 바가 없음
  - \* 다만 Nedwell and Howell의 보고서에 따르면 생물종별로 회피 거리에는 다소 차이가 있는 것으로 나타남

표 2.7 소음으로 인한 해양생물의 예상회피 범위 (Nedwell and Howell, 2004)

연어	1,400m	청백돌고래	4,600m
대구	5,500m	취돌고래	1,400m
작은가자미	100m	바다표범	2,000m

#### 나. 운영단계에서의 환경영향

##### ○ 수중소음 및 진동에 의한 해양생물영향

- 수중소음이나 진동은 부유생태계보다 해양포유류, 어류 및 저저생물에 더 큰 영향을 미침

표 2.8 소음에 따른 단계별 해양 생물 영향 및 반응 (한국법제연구원, 2015)

1차적 효과	부래·방광파열, 가스색진증, 내부출혈
2차적 효과	청각능력 일시적 또는 영구적 감소
행동적 반응	호흡패턴, 서식지로부터의 이동 등을 포함한 행동적 이상 반응
차폐효과	배경 소음의 증가로 인해 해양생물 상호간 통신능력 감소

- 수중소음은 공중에서의 블레이드 회전소음에 의한 것보다는 발전기, 기어박스, 변압기의 냉각장치 등 기계설비에서 기인한 소음으로 타워 진동을 통하여 수중으로 전달됨
- 소음 정도는 기둥의 직경, 수심, 지질, 지형에 따라 달라짐
- 수중전달은 거리에 따른 감쇄효과가 적어 소음이 멀리까지 전달됨

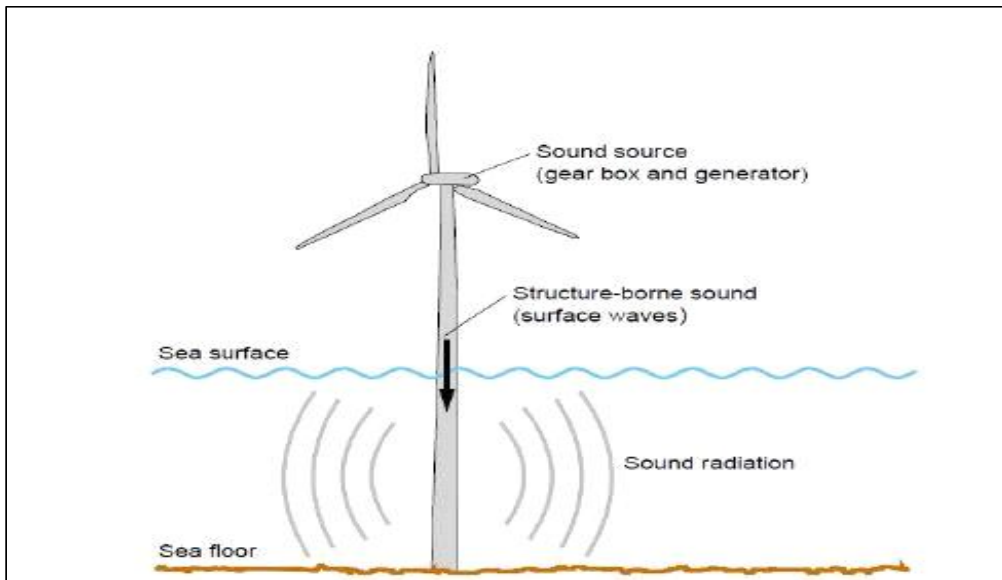


그림 2.11 해상풍력발전기 운영에 따른 수중소음 발생 과정 (Betke et al., 2004)

○ 해저케이블 주변의 전자기장에 의한 영향

- 전력계통에 인입하는 전력선에서 발생하는 전자기장과 열에 의한 영향도 고려 필요
- 전자기장의 세기는 전력선의 형태나 용량에 따라 달라질 수는 있지만 전력선 주변에 전자기장이 형성
- 스웨덴에서 독일을 잇는 발틱 전력선이라는 고전압 전력선의 경우 600MW의 용량에 1,330암페어가 흐르는데 전력선 주변 6m에서 흐르는 자기장은 이 지점에서 흐르는



지구자기장의 크기에 맞먹는 수준으로, 해저 전력선 바로 상단의 해수면을 지나는 선박의 운항에도 영향을 줄 정도

- 이 경우 전력선에서 발생한 자기장은 특히 지구 자기장을 활용하여 이동을 하는 어류나 해양포유류에게는 교란요인이 될 수 있음
- 전자기장에 민감한 생물 중 하나로 알려져 있는 상어류(elasmobranch)는 자기장이 0.005~1 $\mu$ Vcm<sup>1</sup>의 범위에 있을 때는 선호하는 영역이기 때문에 가까이 가지만 10 $\mu$ Vcm<sup>1</sup>을 넘어서는 수준에서는 회피하는 행동을 보임
- 그러나 3.7mT에서 수주간 여러 바다생물을 대상으로 시험한 결과나 홍합을 가지고 산란시기 동안 전자기장에 노출시킨 실험결과 특별히 전력선에서 발생한 자기장에 의해 저서 생물의 생태나 생리에 특별한 영향을 주었다고 볼 수는 없는 것으로 나타남

○ 해양경관에 영향

- 해상풍력은 육상풍력과 달리 사람들의 시각을 교란할 기회가 상대적으로 적으나 연안에서 바다를 볼 때 해상풍력단지가 들어선 해양경관(seascape)은 영향을 받을 수 있음
- 새로운 풍력단지가 해상에 들어오면 해안에서의 거리나 터빈의 개수, 풍력시설에서 밝히는 항로 유도등에 따라 해양경관에 영향을 미침

표 2.9 해양경관에 미치는 영향의 임계값 (Wratten et al., 2005)

거리	시각적 영향 정도
< 13km	상당한 시각적 영향 가능
13 ~ 24km	일반적인 시각적 영향 가능
> 24km	미미한 시각적 영향 가능

○ 조류(새)에 대한 영향

- 풍력발전 터빈의 회전날개에 새가 충돌하는 사고는 가장 빈번하게 발생하는 문제 중 하나임
- 하지만, Saidur. R et al, (2011)는 미국에서 풍력발전으로 죽는 조류의 수는 다른 이유와 비교할 때 현저히 낮다고 설명하며 풍력발전으로 인한 조류 피해는 심각하지 않다고 주장

표 2.10 인간에 의한 조류 사망 원인 (Saidur et al., 2011)

구분	1년에 죽는 새의 수(백만)	구분	1년에 죽는 새의 수(백만)
고양이	1,000	통신타워	10~40
빌딩	100	살충제	67
사냥	1400	전력선	0.01~174
교통사고	60~80	풍력발전 터빈	0.15

○ 해수온도에 미치는 영향

- 덴마크 Nysted 해상풍력단지의 케이블 주변 온도상승 효과 분석 결과온도가 최고 2.5℃까지 상승

○ 해양생태계(서식환경)에 미치는 영향

- 해상풍력발전은 부유식도 있으나 대부분은 해저에 시설물을 설치하는 방식으로 진행
- 따라서 시설물이 들어서면서 말뚝이 설치되는 지점이나 풍력발전에서 나온 전기를 육상으로 인입하는 해저전력선을 놓게 되는 저질에 살고 있던 저서생물은 서식처를 상실

3. 외부효과의 비용화 방안

○ 해상풍력으로 인한 환경영향에 대한 장기적이고 구체적인 연구 미흡

○ 환경영향분석이 이루어진다고 해도, 이를 정량적으로 비용화하여 LCOE에 반영하는 것은 별개의 작업으로 학문적·사회적 합의 과정이 쉽지 않음

○ 미국 에너지부(DOE, Department of Energy) 역시 사회적·환경적 비용을 정량화하는 것을 향후의 주요 추진 전략으로 꼽고 있음

○ Siemens는 외부비용을 반영한 에너지원별 발전원가(SCoE; Society's Cost of Energy)를 추정

○ 이에 따르면, 2025년에는 육상 및 해상풍력의 SCoE가 각각 59€/MWH, 60€/MWH으로 가장 저렴해질 전망

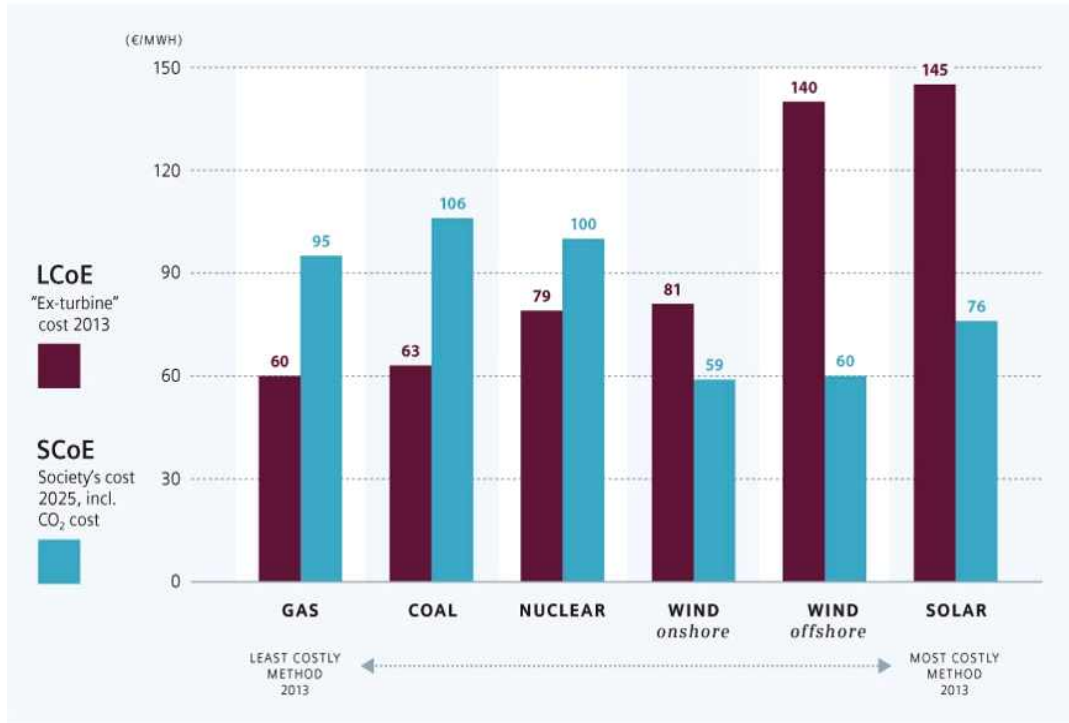


그림 2.12 에너지원별 2013 LCOE vs. 2025 SCOE 비교 (<https://www.siemens.com>)

#### 4. 국내·외 해상풍력 주민수용성 사례 분석

##### 가. 덴마크 미델그룬델

- 시민 참여형 풍력 발전 사업 모델을 선도해 온 덴마크의 경우 2002년에 이미 풍력 발전비중이 15%에 달하였으며 설치된 풍력 발전설비의 약 40%가 지역 풍력협동조합에 의해 운영
- 코펜하겐 앞바다에 설치된 40MW 규모의 미델그룬덴(Middelgrunden) 해상 풍력발전 단지의 경우 8,552명의 지역주민들이 참여한 대규모 협동조합에 의해서 운영
  - 풍력발전단지 최초 조성 시 참여자를 지역 주민으로 제한하고 10,000명의 주민에게 주식 우선매입권을 부여. 이 중 86%에 달하는 8,552명의 주민들이 조합에 등록
  - 후에 타 지역 주민들에게도 참여 허용하여 현재 미델그룬델 에너지 협동조합 지분의 88%는 코펜하겐 및 인근지역 주민들의 소유. 나머지 12%는 타 지역 시민들이 소유
  - 미델그룬델 에너지 협동조합 1구좌 당 투자금액은 570유로 정도이며 이를 통해서 조합원들은 매년 연간 70유로의 수익을 누림
  - 이를 위해서 정부는 생산된 전력에 대하여 시장 가격보다 높은 금액을 보장해 주고,

추가적 보조금도 지원. 뿐만 아니라 1인당 5구좌까지는 소득의 40%까지 세금 면제 혜택 부여

- 덴마크 에너지 공사를 주축으로 한 사업개발단 역시 68만 유로를 투자하여 환경 영향 평가를 실시하고, 1,600여 명의 지역주민들을 공사현장에 초청하는 등 개발 초기단계부터 지역주민들과의 적극적인 소통을 통하여 주민수용성을 확보
  - 10만명의 주민을 대상으로 논의 과정만 1993년부터 1999년까지 7년이 걸림
- 현재 주민들은 2MW급 총 20기의 미텔그룬델 풍력 발전기 가운데 10기에 대한 지분을 소유하고 있으며, 나머지 10기는 국영기업인 동에너지가 소유

#### 나. 제주 탐라해상풍력

- 국내 최초로 상용 운영을 시작한 탐라해상풍력단지의 경우 주민수용성 등의 문제로 인하여 개발사업시행 승인 후 11년 4개월 만에 준공
- 사업추진 경과는 다음과 같음
  - 2006.08 발전사업허가 및 개발사업시행 승인
  - 2010.07 공사계획 인가
  - 2011.06 탐라해상풍력발전(주) 설립
  - 2012.05 EPC 계약 (두산중공업)
  - 2015.04 착공(민원보상 완료 후 실 착공)
  - 2016.06 해상풍력 금융약정 체결
  - 2017.12 종합준공
- 탐라해상풍력단지는 국내 최초의 대규모 해상풍력발전단지로 주민수용성 해결에 어려움을 겪음
  - 탐라해상풍력단지는 국내 최초의 대규모 해상풍력발전단지로 주민수용성 해결에 어려움을 겪음
  - 위의 사업추진 경과에서 알 수 있듯이, 개발사업시행 승인 이후 착공까지 9년에 걸쳐 지역 주민들과 협의를 진행한 끝에 사업을 계속 추진
  - 전체 사업비의 10%가 주민보상 및 상생기금 등으로 집행되었으며, 마을은 이 중 일부를 활용하여 마을공동사업인 리조트를 운영하여 지속가능 수익 창출



그림 2.13 탐라해상풍력 마을주도 두모리에 리조트 (탐라해상풍력발전사업, 2018)

#### 다. 제주 대정해상풍력

- 2011년 남부발전과 삼성중공업이 제주 서귀포시 대정읍에 계획하였던 200MW 규모의 해상풍력단지
  - 2014년까지 1단계 84MW, 2016년까지 2단계 115MW 건설 추진
- 지역 어업 조합과 주민들의 반발로 인한 사업 지연으로 인하여 2017년 삼성중공업은 두산중공업에 지분 매각 후 사업 철수 진행 중
  - 2011년 업무협약 체결(한국남부발전과 삼성중공업 공동개발)
  - 2012년 11월 시범지구지정계획(안) 주민열람공고 실시
  - 2013년 1월 대정해상풍력발전사업 환경영향평가 초안 주민공람 진행
  - 2013년 1월29일 주민설명회 개최예정이었으나 중단
  - 2017년 12월, 삼성중공업 지분(50.1%) 전량 두산중공업에 매각 후 사업 철수
- 지역 어민들은 해상풍력발전단지 건설로 인한 어업권 피해 등을 주장하고 있으며, 개발사인 남동발전은 주민들이 분담금을 이익이 아닌 수익 기준으로 무리하게 요구한다고 주장
- 제주도는 대정해상풍력을 포함하여 평대·한동해상풍력, 월정·행원해상풍력 등 총 규모 500MW 이상의 해상풍력발전단지 건설 계획안을 발표하였으나 주민 반대 등의 이유로 차질이 빚어질 전망

## 제 3 장 해상풍력발전 LCOE 추정방법

### 3.1절 국외 에너지 연구기관 LCOE 추정 산정식

#### 1. NREL

- NREL은 미국의 전력 부문 분석을 지원하고 정보를 제공하기 위해 전력 생산 기술 비용 및 성능 데이터를 업데이트하여 Annual Technology Baseline(ATB)을 발표
- ATB는 현재의 기술과 미래 예상되는 전기 생성 기술에 대한 다양한 자원 특성, 부지 또는 연료 가격을 반영하여 에너지원별 비용 및 성능 매개 변수를 추정하고 투자자에게 의사결정 지표를 제공하는 모형
  - Regional Energy Deployment Systems(ReEDS)으로 만들어진 10개 이상의 시나리오 (TRG : Technology Resource Group)를 적용하여 2050년까지의 에너지원별 시장을 전망
  - ATB 모형 산정식은 다음과 같음

$$\begin{aligned}
 LCOE &= ((FCR \times CAPEX + FOM) \times 1000 / (CF \times 8760)) + VOM + FUEL \\
 &= ((CRF \times Profinfactor \times Confinfactor \times (OCC \times Capregmult + GCC) \\
 &\quad + FOM) \times 1000 / (CF \times 8760)) + VOM + FUEL
 \end{aligned}$$

여기서, FCR(Fix Charge Rate) = CRF × Profinfactor

CAPEX = Confinfactor × (OCC × Capregmult + GCC)

CRF(Capital Recovery Factor) = WACC / (1 - (1/(1+WACC)<sup>t</sup>))

WACC = ((1 + ((1-DF) × ((1+RROE) × (1+i) - 1)) + (DF × ((1+IR) × (1+i) - 1) × (1-TR))) / (1+i)) - 1

ProFinFactor(Project Finance factor) = (1 - TR × PVD) / (1 - TR)

ConFinFactor(Construction Finance Factor) = summation from y=0 to y=C-1 of (FCy × AIy)

OCC(Overnight Capital Cost) = input in \$/kW

GCC(Grid Connection Cost) = OnSpurCost + OffSpurCost

CapRegMult(Capital Regional Multiplier) = 1

FOM(Fixed Operating Expenses) = input in \$/kW

VOM(Variable Operating Expenses) = input in \$/kW

CF(Capacity Factor) = input as %

DF = debt fraction

TR = combined state/federal tax rate

PVD = present value of depreciation = summation from  $y = 1$  to  $y = M + 1$  of  $(FD_y \times f_y)$

M = # years in MACRS depreciation schedule

$FD_y$  = fraction of capital depreciated in year  $y$

$f_y$  = depreciation factor in year  $y$

d = nominal discount rate (8.9%)

IR = interest rate

$FC_y$  = fraction of capital spent in year  $y$

$AI_y = 1 + (1 - TR) \times ((1 + IDC)^{(year + 0.5)} - 1)$

IDC = interest during construction

$y$  = year index, starting at 0

C = construction duration (years)

- (특징) 미국 기업을 중심으로 회계적인 관점에서 LCOE를 분석하며, 수정비용회수축진제도(MACRS : The Modified Accelerated Cost Recovery System)을 이용하여 회계적으로 감가상각을 적용

\* 특정한 재산에 대하여 실제 비용이 발생한 당해연도에 더 큰 비용을 공제 받을 수 있음

## 2. IRENA

- IRENA는 전 세계 국가를 대상으로 발전원별 비용을 조사하여 동일한 조건내에서 LCOE를 추정
- 국가별, 기술 및 프로젝트별 비용이 다르다는 가정하에 신재생에너지 자원, 자본, 운영 비용 및 기술의 효율성/성능의 기준으로 할인된 현금흐름(DCF : Discount Cash Flow) 분석을 기반으로 신재생에너지 발전의 경제성을 평가
- 신재생에너지 기술별 LCOE 분석 모형은 다음과 같음

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

여기서,  $I_t$ 는 초기투자 지출 비용,  $M_t$ 는 운영 및 유지 지출 비용,  $F_t$ 는 연료 지출 비용,  $E_t$ 는 발전량,  $r$ 은 할인율,  $n$ 은 설비 수명을 나타냄

- Input data는 WACC(OECD 7.5%, Rest of the world 10%), 수명, Total CAPEX(개발, 터빈, 기초구조물, 계통연계, 설치, 보험), O&M, 금융비용, 해체비용, Net AEP(이용률, 손실률 포함) 등
- (특징) LCOE 분석 모형은 다른 국가 및 지역의 광범위한 기술에 모델을 적용 해야 한다는 사실을 감안할 때 상대적으로 단순한 모형임
- 하지만, 분석이 투명하고, 객관적이고, 활용이 용이하여 많은 연구기관에서 해당 방법론을 사용하고 있음
- 분석에 필요한 가정의 세분화 측면에서 보다 상세한 LCOE 분석은 높은 정확성을 제공하지만 모델을 가정으로 견고하게 채우거나 실제 데이터를 기반으로 가정을 차별화 할 수 없는 경우 분석과정과 결과의 신뢰도가 낮을 수 있음
- IRENA의 LCOE 분석 방법은 신재생에너지 기술별 다양한 정책 개발을 위해 널리 사용될 수 있으나, 신재생에너지 기술의 비용을 평가하고 비교하는 데 사용할 수 있는 유일한 척도는 아님
- 실제 프로젝트의 수익성을 평가하기 위해 신재생에너지 프로젝트 개발자가 세제, 보조금 및 기타 인센티브를 고려하여보다 상세한 DCF 접근법이 필요하며 이는 개별 상황과 시장에 따라 달라 IRENA의 분석 범위에서 벗어남



### 3.2절 국외 해상풍력 LCOE 추정 모델 벤치마크

#### 1. 덴마크

- 덴마크는 '91년 세계 최초 해상풍력단지인 Vindeby(4.95MW)를 준공하였으며, 해상풍력 설비 및 비용 관련하여 독보적인 기술력을 확보하고 있음
- 덴마크 정부는 1973년 석유위기를 계기로 안전한 에너지 공급을 위해 풍력발전 도입을 적극적으로 추진
  - 1991년 세계 최초 해상풍력단지인 Vindeby(4.95MW)를 준공 → 2002년 세계 최대 해상풍력발전단지 Homs Rev(160MW)를 완공
  - 2017년 기준 해상풍력 설비용량이 1,292MW(유럽 3위)로 세계 해상풍력을 주도하는 국가로 자리 매김(IRENA, 2018)
  - 덴마크 기업인 외르스테드(Orsted)가 세계 해상풍력발전 개발 시장점유율 19%(1위)를 차지(BNEF, 2018)
  - 덴마크 정부는 환경영향평가등 사전조사를 거쳐 해상풍력 후보지를 최종적으로 결정 후 업체에 입찰을 하는 시스템을 가지고 있어 낮은 가격에 에너지를 공급 및 발전단지 건설기간을 단축 가능

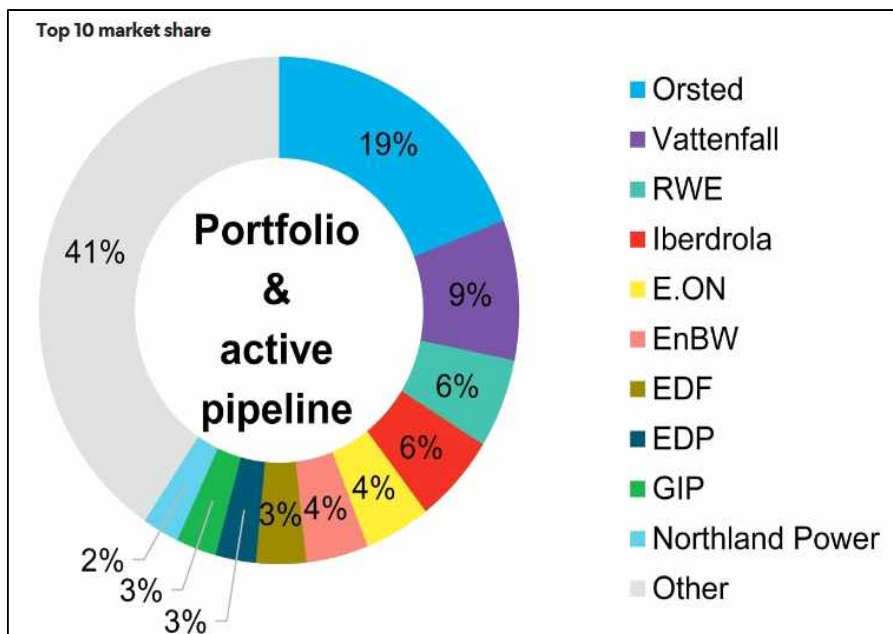


그림 3.1 세계 해상풍력 개발사 시장 점유율 (BNEF, 2018)

- Megavind는 덴마크에서 해상풍력발전 연구개발 및 추진 전략을 수립하는 공동체로서 최근 정부지원으로 해상풍력 LCOE 추정 모델을 개발하였으며, 해당 모델은 독일, 영국에서도 적용하여 활용하고 있음
- Megavind는 2006년 덴마크의 국가-민간기업-연구기관-벤처캐피탈 등으로 구성으로 설립된 해상풍력발전 연구개발 및 추진 전략을 수립하는 공동체임
  - 2010년 국가 해상풍력발전 RD&D(Reserch, Development and Demonstration) 계획을 발표, 2020년까지 전력 비용 감소를 위해 MW당 전력 생산량 25% 증가, 설치비용 40% 절감, 운영유지비용 50% 절감을 목표로 설정하였음
- Megavind의 해상풍력 LCOE 추정 모델은 2015년 ESP Consulting과 공동으로 개발되었으며, DONG energy, E.ON, MHI Vestas Offshore Wind A/S, Siemens Wind Power A/S 및 Vattenfall A/S에서 검증
  - 해상풍력 LCOE 추정 모델은 지리적 제약이 없는 모든 해상풍력발전소에 적용가능하며, 전력이 공급되는 네트워크 지점의 해상풍력발전단지 비용을 산정
  - 규제와 상관없이 많은 국가에서 적용 가능하며, 덴마크를 비롯한 독일, 영국에서도 해상풍력 발전단가 추정에 활용

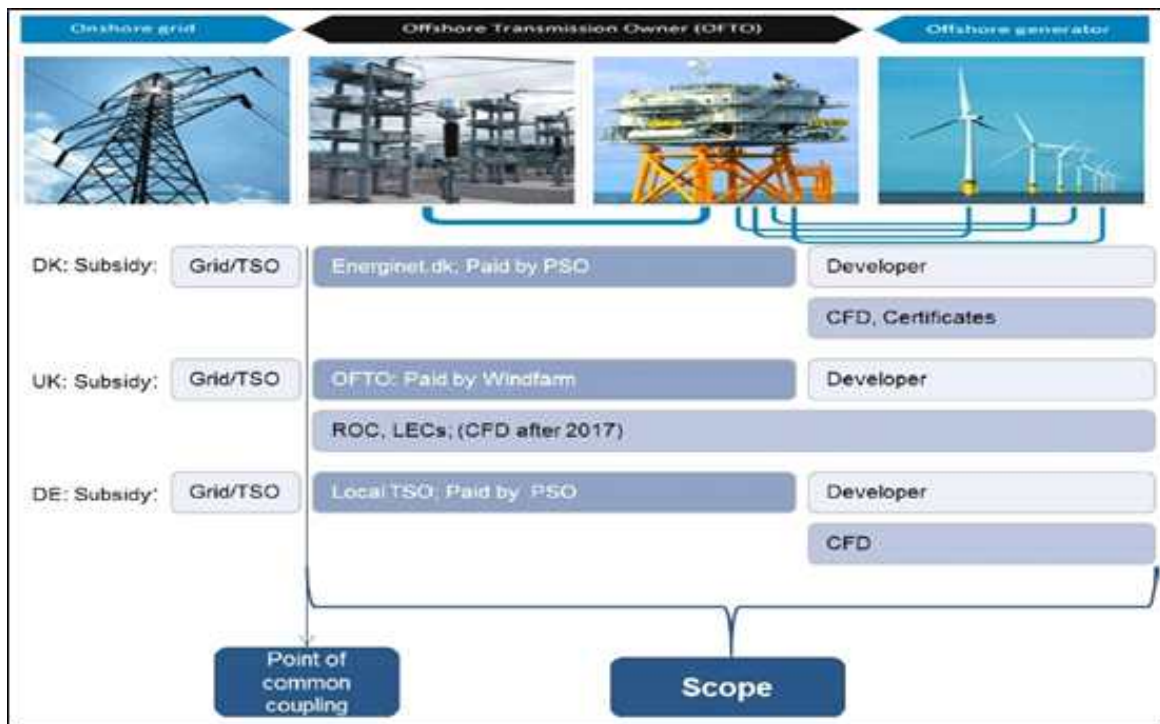


그림 3.2 해상풍력 발전 비용 구조 (Megavind, 2015)

- Megavind 해상풍력 LCOE 추정 모델의 목적은 해상풍력 에너지 비용을 계산하기 위한 업계의 공통적이고 가장 정확한 도구가 되는 것과 해상풍력 에너지 비용 절감을 위한 주요 요인별 과학적 혁신을 장려하는 것임
- LCOE 추정 모델의 특징은 다음 4가지로 정리할 수 있음
  - 공통적으로 합의된 해상풍력 에너지 비용 산정 방법론
  - 풍력산업 전반에 걸친 소통을 위한 공통적 도구
  - 해상풍력발전 단지의 비용 비교를 위한 기회를 제공
  - 장기적으로 해상풍력 LCOE를 줄이기 위한 기준 설립 및 비용 절감을 위한 주요 방법 및 관련 잠재력 분석 가능
- Megavind의 LCOE 개념은 MWh당 비용을 의미하며, 수명기간 동안 발생된 모든 비용(해체비용 포함)의 현재가치를 연도별 생산된 발전량의 현재가치로 나눈 것으로 정의함
  - LCOE 산정식은 다음과 같음

$$LCoE = \frac{\text{Present value (Cost)}}{\text{Present value (Production)}}$$

$$\text{Production} \sum_{t=k}^T \frac{E_t}{(1+W_r)^t} = \frac{E_{year 0}}{(1+W_r)^0} + \frac{E_{year 1}}{(1+W_r)^1} + \dots + \frac{E_{year T}}{(1+W_r)^T}$$

$$\text{Cost} \sum_{t=k}^T \frac{I_t + O_t + A_t}{(1+W_n)^t} = \frac{I_{year 0} + O_{year 0} + A_{year 0}}{(1+W_n)^0} + \frac{I_{year 1} + O_{year 1} + A_{year 1}}{(1+W_n)^1} + \dots + \frac{I_{year T} + O_{year T} + A_{year T}}{(1+W_n)^T}$$

여기서,  $W_r$ 은 실질할인율,  $W_n$ 은 명목할인율, E는 발전량, I는 투자비, O는 운영유지 비용, A는 해체비용을 의미함

- Megavind는 LCOE를 사회적 관점 및 개발자 관점과 세금 전·후 총 4가지 관점에서 분석하였음
  - 세전 개발자 관점에서의 비용은 EPC 공급자의 비용 및 이윤, O&M 공급자의 비용 및 이윤을 포함하며, 사회적 관점에서의 비용은 개발자 관점에서의 비용과 이윤을 포함함
  - 세후 개발자 관점에서의 비용은 세전 개발자 관점에서의 비용에서 세금을 포함한 것이며, 사회적 관점에서의 비용은 세전 사회적 관점의 비용에서 세금을 제외한 것임

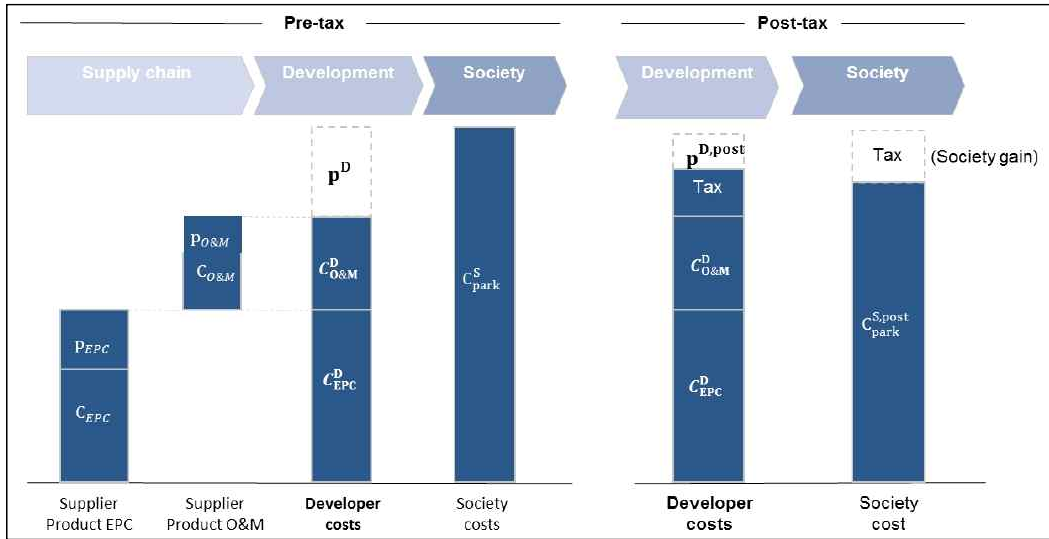


그림 3.3 LCOE에 대한 관점 (Megavind, 2015)

	Pre-tax	Post-tax
<b>Developer</b>	$\frac{\sum_{t=k}^T \frac{I_t + O_t + A_t}{(1 + W_n)^t}}{\sum_{t=k}^T \frac{E_t}{(1 + W_r)^t}}$	$\frac{\sum_{t=k}^T \frac{I_t + O_t + A_t + p_t \cdot ct}{(1 + W_n)^t}}{\sum_{t=k}^T \frac{E_t}{(1 + W_r)^t}}$
<b>Society</b>	$\frac{\sum_{t=k}^T \frac{I_t + O_t + A_t + p_t}{(1 + W_n)^t}}{\sum_{t=k}^T \frac{E_t}{(1 + W_r)^t}}$	$\frac{\sum_{t=k}^T \frac{I_t + O_t + A_t + p_t \cdot (1 - ct)}{(1 + W_n)^t}}{\sum_{t=k}^T \frac{E_t}{(1 + W_r)^t}}$

그림 3.4 LCOE 산정을 위한 4가지 관점 (Megavind, 2015)

- 해상풍력 LCOE 추정에는 시작부터 종료까지 발생하는 모든 비용을 반영하고 있으며, 크게 개발비용(DEVEX), 설치비용(CAPEX), 운영유지비용(OPEX), 해체 및 폐기비용(ABEX)로 구분됨
  - DEVEX : 아이디어와 개발에서부터 설계 및 기획까지 소요되는 모든 비용 (기간 : 2~3년)
  - CAPEX : 풍력발전소 운영 시작일 전까지 발생된 모든 건설 지출 비용 (기간 : 2~3년)
  - OPEX : 운영기간 동안 발생된 모든 비용 (기간 : 25년)
  - ABEX : 풍력발전소 운영 종료일 이후, 폐기처리까지 지출되는 모든 비용 (기간 : 1년)
- \* FID(Final Investment Decision) : 서로 다른 해상풍력발전 단지를 비교할 때 동일한 출발 시점이 필요

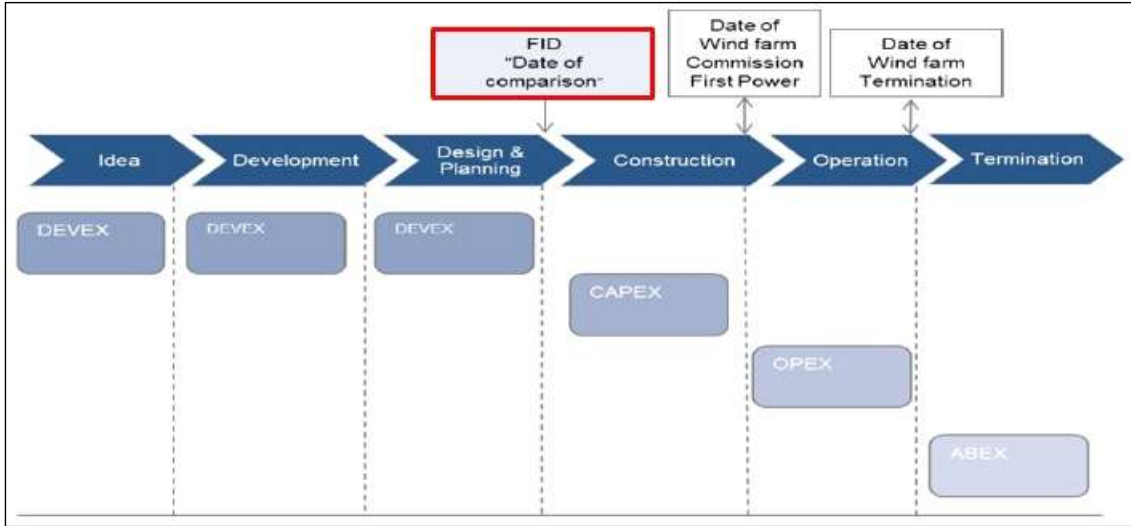


그림 3.5 해상풍력발전 단계별 비용 구조 (Megavind, 2015)

- Megavind의 LCOE 산출 시스템은 입력단계 → 계산단계 → 산출단계로 구분되어 있으며, 사용자가 입력한 해상풍력 매개 변수에 따라 LCOE가 산출되는 과정으로 구성되어 있음
  - 입력단계 : 기간, 시점, 기준가격, 할인율(실질/명목), 물가상승률, 환율, 수명주기, 해상풍력 발전단지 정보, 터빈 정보, 해상풍력 발전비용, 생산량, 수익, 세율 등에 대한 값을 입력
  - 계산단계 : 사용자가 입력한 값에 따라 할인율 승수, 물가상승률을 반영한 기준가격 전환, 운영기간, 재무비율, 발전 생산량의 현재가치, 발전비용의 현재가치 등을 계산
  - 산출단계 : 해상풍력 발전 투자에 대한 경제성 분석 및 4가지 관점(세전 개발자, 세전 사회, 세후 개발자, 세후 사회)에 따른 LCOE 산출

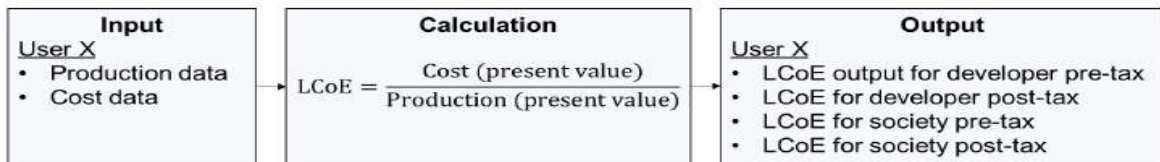


그림 3.6 해상풍력 LCOE 산출 구조 (Megavind, 2015)

- 결과적으로 Megavind의 LCOE 추정 모델이 가지고 있는 다양한 장점이 기존 우리나라 해상풍력 LCOE 모형을 향상시키고, 추정의 정확도를 높이는데 적용하기에 적절한 것으로 판단됨

- Megavind의 해상풍력 LCOE 추정 모델을 우리나라에 적용하기 위해 갖는 차별성과 장단점은 아래와 같이 정리할 수 있음
  - (차별성1) 해상풍력 LCOE를 개발자 및 사회적 / 세금 전후의 관점에서 추정
  - (차별성2) 발전량에 대해 실질할인율을 적용하며, 발전비용에 대해 명목할인율을 적용하여 LCOE 추정
  - (차별성3) 가격 기준 연도 설정 및 연도별 물가상승률을 반영
  - (장점) 기본적인 LCOE 산출 방법론은 우리나라 LCOE 산출 방법론과 유사한 형태를 갖춤
  - (장점) LCOE 추정을 위한 회계적 접근 방법과는 차이가 있지만 입력 → 계산 → 산출(세금 전후)로 구성된 시스템이 기존 우리나라 해상풍력 LCOE 추정 모형과 유사하여 벤치마킹하기에 적절함
  - (단점) 연도별 발전량 및 발전비용, 수익에 대한 정보가 부재하며, 개발자가 직접 데이터를 입력하는 시스템
    - \* 이용률(Capacity factor) 및 항목별 비용산출 세부 내역, 지원 정책에 대한 정보 부재
    - \* 전기요금 및 정부 보조금 지원에 대한 정보 부재, 개발자의 기대 수익(%)으로 전체 수익을 결정
- 우리나라 해상풍력 LCOE 추정 모형 적용 방안은 비용, 발전량, 수익으로 분류하여 각각에 대해 우리나라 현실에 맞는 매개 변수를 반영하는 것임
  - (비용) 우리나라 지역적/환경적 특성에 맞는 지지구조물 선택 및 각종 세부 항목 입력
  - (발전량) 지역별 풍속 데이터 및 발전 효율, 이용률, 가동률, 성능저하율 등을 반영한 연간 발전량 추정
  - (수익) 해상풍력 지원제도(SMP+REC)를 적용한 연간 수익 추정 및 국내 회계 기준을 반영한 감가상각률과 세율 반영
- 결론적으로 국내 환경을 고려한 해상풍력 LCOE 추정 모형은 우리나라의 회계기준, 지원제도, 자원환경, 기술 및 효율, 경제 및 금융, 이격거리, 수심, 소유 선박, 외부비용, 공사비 등을 반영한 해상풍력 LCOE 추정 방법으로 정의됨
  - 최종적으로 덴마크와 같이 LCOE를 균등화 발전비용(LCOE)을 사회적 관점과 개발자 관점으로 구분하여 추정할 수 있는 모형으로 개발
  - 사회적 LCOE에는 세금을 포함하지 않으며, 개발자 LCOE에는 세금 포함 추정에 요구되는 모든 비용을 고려함

Input				Input																
Column descriptions for timeseries data				Column descriptions for timeseries data																
Parameter	Unit	Price basis	Value	Parameter	Unit	Price basis	Value	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
<b>General</b>				<b>Costs (Detailed method)</b>																
Price basis input			1	<b>DEVEX</b>																
Price basis output			₩2018	Site development	koream	N														
WACC (nominal, after tax)			6.5%	Design/inv - Support Structures	koream	N														
Inflation Korea			2.0%	Design/inv - Wind turbines	koream	N														
Currency			Korea	Design/inv - Export cable	koream	N														
<b>Design</b>				Design/inv - Onshore substation	koream	N														
Park capacity	MW		80.0	Design/inv - Offshore substation	koream	N														
Turbine model			3MW offshore	Design/inv - Array cable	koream	N														
Turbine - number			1.0	Total	koream	N														
Turbine - capacity	MW		8.00	<b>CAPEX</b>																
Turbine - degradation rate	%		1.00	Project management	koream	N														
Turbine - rotor diameter	m		90	Production - Support Structures	koream	N														
<b>Support structure type</b>				Production - Wind turbines	koream	N														
Type				Production - Export cable	koream	N														
Joint distance				Production - Onshore substation	koream	N														
Operating day				Production - Offshore substation	koream	N														
<b>Wind farm information</b>				Production - Array cable	koream	N														
Longitude				Installation - Support Structures	koream	N														
Latitude				Installation - Wind turbines	koream	N														
Distance	km		10	Installation - Export cable	koream	N														
Wind speed	m/s		8	Installation - Onshore substation	koream	N														
Depth	m		30	Installation - Offshore substation	koream	N														
<b>Capacity factor</b>				Installation - Array cable	koream	N														
Park capacity factor	%		82%	Total	koream	N														
Operating ratio	%		88%	<b>OPEX</b>																
<b>EMP &amp; REC</b>				Operations management	koream	N														
EMP	Won		90	O&M - Support Structures	koream	N														
REC	Won		90	O&M - Wind turbines	koream	N														
REC Weight	\$/10km (韓鎊)		2.8	O&M - Export cable	koream	N														
	\$/10km (韓鎊)		3.0	O&M - Onshore substation	koream	N														
	\$/10km (韓鎊)		3.5	O&M - Offshore substation	koream	N														
<b>Debt ratio</b>				O&M - Array cable	koream	N														
Debt	% of investment(CAPEX)		70%	Total	koream	N														
Interest ratio	%		4%	<b>ABEX</b>																
Period	year		10	Decommissioning	koream	N														
<b>Tax</b>				Total	koream	N														
Corporate tax rate			24.2%																	
Tax depreciation method			Declining balance																	
Tax depreciation rate (decl. bal.)	%		20.0%																	



그림 3.7 국내 해상풍력 LCOE 추정 모형

표 3.1 국내 해상풍력 LCOE 추정의 관점

주요 요소		사회적 LCOE	개발자 LCOE
CAPEX	모듈	○	○
	BOS	○	○
	건설비	○	○
	계통접속비	○	○
	인센티브	○	○
OPEX	수리 및 관리	○	○
	보험료	○	○
DEVEX		○	○
ABEX		○	○
금융비용		○	○
감가상각		○	○
세금		×	○
외부비용(사회,환경비용)		○(시나리오)	○(시나리오)
기타 잔존가치		×	×
성능 저하율		○	○
경제적 수명		○(25년)	○(25년)

### 3.3절 국내 해상풍력 LCOE 산정식 정립 및 모델 기본방향

#### 1. LCOE 산정을 위한 기본 식

- LCOE는 발전 단위 당 실질발전비용으로 총 발전시설 비용의 현재가치를 총 발전량의 현재가치로 나누어 산출
- LCOE의 기본적 수식은 아래와 같음

$$LCOE_t = \frac{CAPEX_t + \sum_{n=1}^T \frac{OM_n + FC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{(1-d)^n \times CF \times 365(days) \times 24(hours) \times Capacity}{(1+r)^n}}$$

여기서, CAPEX : 초기 투자비, OM : 운영유지비(Operating & Maintenance Costs), FC : 금융비용, r : 할인율(Discout rate), d : 효율저하율, CF : 이용률, Capacity : 설비용량, T : 발전기의 경제적 수명 (년수)

- 즉, LOCE는 발전설비 설계과정부터 폐기단계까지 발생한 총 비용을 시설의 수명기간 안에 회수하는데 필요한 최소한의 시불변(time-invariant)한 평균 단위가격임.

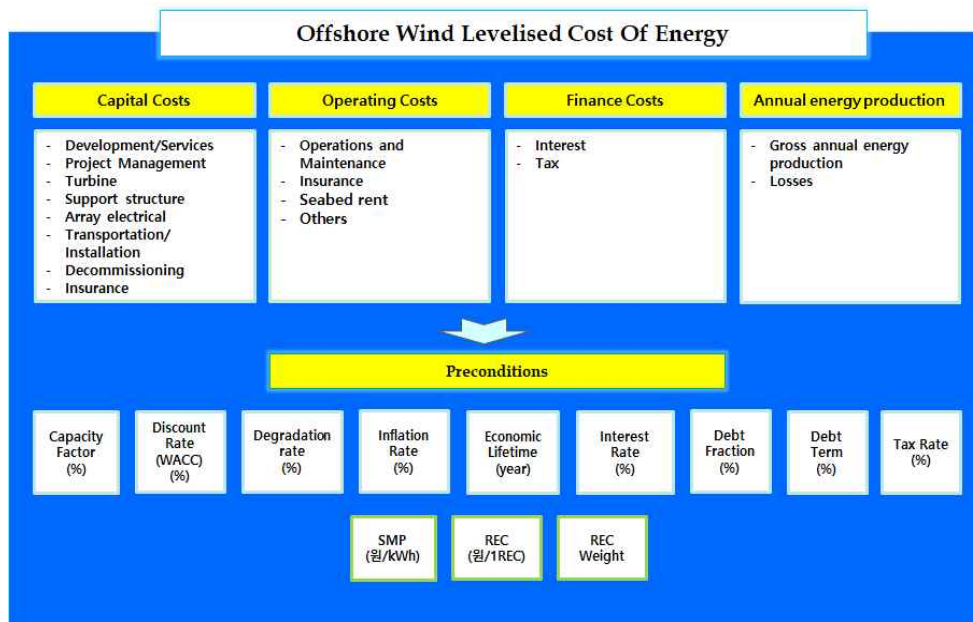
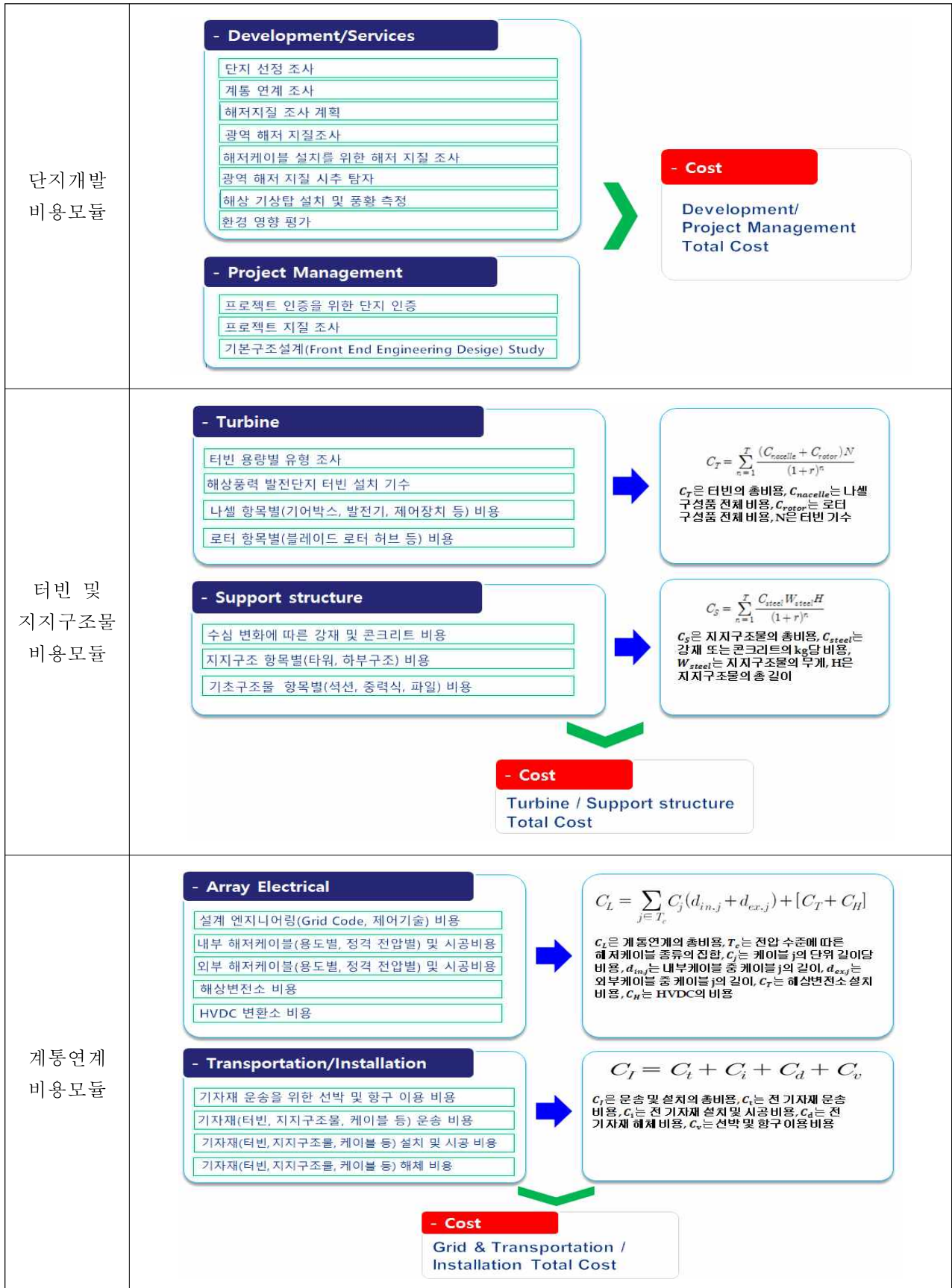
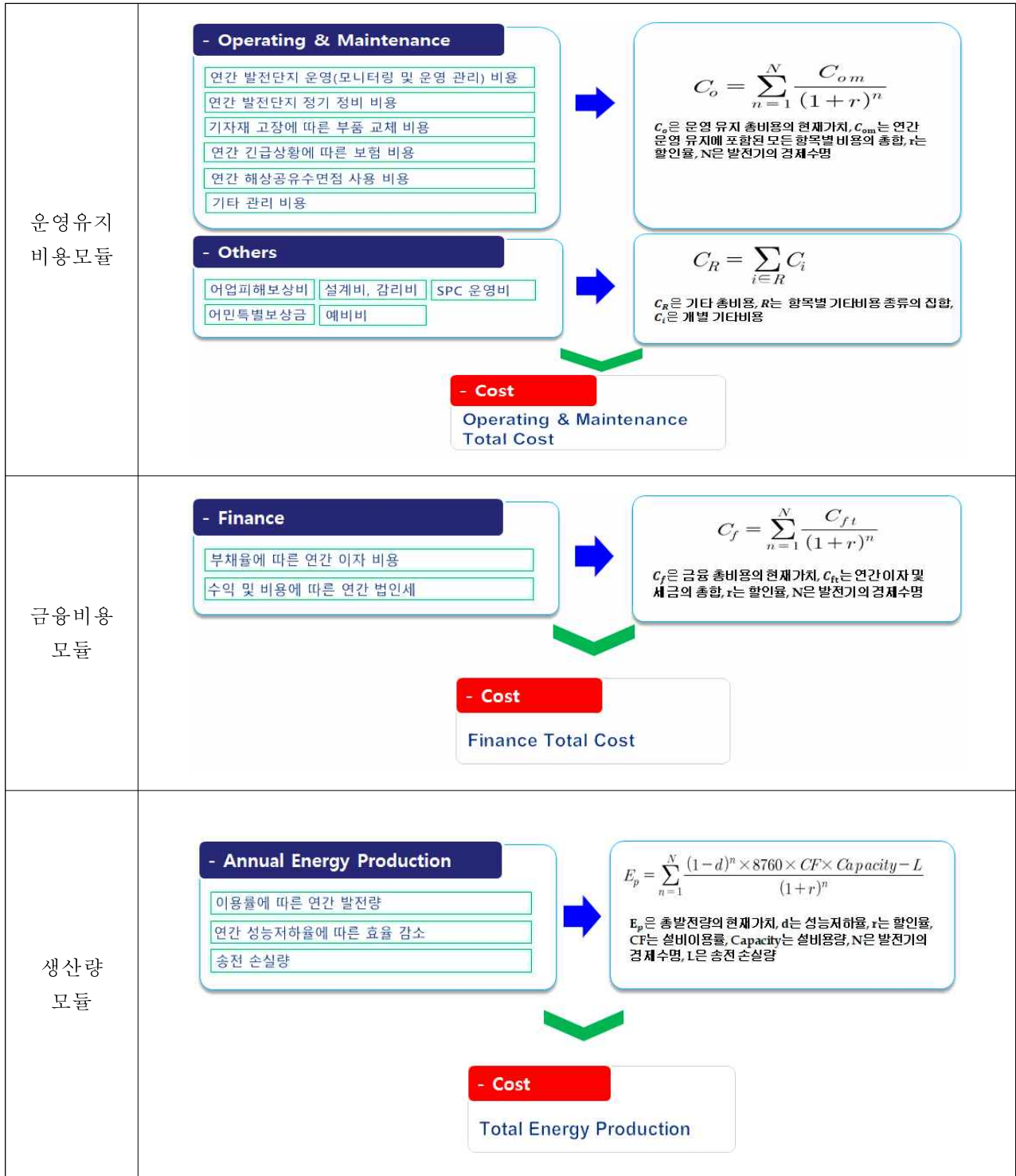


그림 3.8 국내 해상풍력 LCOE 추정 구조



표 3.2 국내 해상풍력 LCOE 추정 모듈





## 2. 해상풍력 LCOE를 산정하기 위한 재무적 가정 및 전제조건

- 전제조건에 따라 발전비용이 민간하게 반응하기 때문에 국내 실적을 바탕으로 하여 적절한 가정을 제시하는 것이 중요
  - 국내 기준으로 산정하기 위한 재무적 가정 및 전제조건은 아래와 같음

표 3.3 우리나라 해상풍력 발전단가 추정을 위한 전제조건 및 산출내역

구분	전제조건 가정 값	산출내역
이용률 (%)	32	- 한국에너지기술연구원에서 실제 측정한 내부자료 활용 * 국내 풍황에 따른 해상풍력 실질 이용률은 30~32% 수준
할인율 (%)	5.6	- WACC(가중평균 자본비용)은 자기자본비용, 타인자본비용, 회사채 발행 금리, 법인세 등을 반영한 산출 공식에 산출하여 적용 - KDI(한국개발연구원, 2017) 연구결과 국내 기준 4.5% 적용
법인세 (%)	22	- 2018년 법인세율 개정 : 법인세 20%(연간 수입 2억 원 초과 200억 원 이하), 주민세 10%
부채율 (%)	70	- 국내 실적을 가정하였으며, 일반적인 부채율은 70~80% 수준
대출이자 (%/년)	4.5	- 국내 실적을 가정하였으며, 일반적인 이자율은 4.5~8% 수준
인플레이션 (%)	2.3	- 최근 5년간 물가상승률 반영(한국은행)
성능저하율 (%)	1.0	- IRENA, BNEF, NREL 등 해외 연구 사례 기준 적용
수명 (년)	25	- 최근 국내에서 설치된 해상풍력 발전기 수명 기준
SMP+REC (원/kWh)	250	- 가중치 2.0 적용

# 제 4 장 서남해안 해상풍력단지 해양환경·해저지반 특성

## 4.1절 해양환경 특성

### 1. 조류 및 조위 통계특성 분석

- 국립해양조사원 검조소 관측자료를 수집·분석



그림 4.1 검조소 자료 분석 위치

#### 가. 조위의 연변화

- 연최고조위(H.H.W.) : 위도는 688~735cm, 영광은 695~738cm 범위로, 고극조위는 각각 735cm(1997년), 738cm(2004년)를 기록함
- 연평균고조위(M.H.W.) : 위도는 563.8~576.6cm, 영광은 571.9~591.6cm 범위를 보임
- 관측 연평균해면(A<sub>0</sub>) : 위도는 334.2~341.0cm, 영광은 335.3~346.1cm 범위로 두 지역 모두 관측기간 동안 큰 변화를 보이지 않음
- 연평균저조위(M.L.W.) : 위도는 99.3~113.9cm, 영광은 97.5~105.4cm 범위를 보임
- 연최저조위(L.L.W.) : 위도는 -27~-6cm, 영광은 -35~-9cm 범위를 보임

#### 나. 조석 조화분석

- 대조차(Annual Spring Range) : 위도는 512.6~545.6cm(평균 567.3cm) 범위의 대조차를 나타내며, 영광은 549.5~570.4cm(평균 557.7cm) 범위를 나타냄

- 주요 4개 분조 반조차의 합(Annual  $S_0$ ) : 위도는 311.9~332.1cm(평균 325.9cm), 영광에서는 332.4~345.8cm(평균 338.0cm)의 범위를 나타냄
- 평균고조간격(Annual Mean High Water Interval) : 위도의 평균고조간격은 평균 2시간 40분이며, 영광은 평균 2시간 27분으로 위도 조위관측소보다 평균 13분가량 빨리 고조가 발생됨

다. 조위 출현율 및 노정율

- 위도의 조위 계급별 출현율은 소조평균저조위와 평균해면 사이에서 가장 높은 출현 빈도를 나타내며, 영광은 평균해면과 소조평균고조위 사이에서 높은 출현 빈도를 보임
- 해면의 노정율은 임의의 조위면(해면)이 연간 대기 중에 노출될 확률을 의미하는 것으로 위도의 경우 평균고조위(523.3cm) 보다 높은 곳이 대기 중에 노출될 확률은 약 87% 이상, 해수에 잠길 확률은 약 13%, 영광의 경우 평균고조위(537.5cm) 보다 높은 곳이 대기 중에 노출될 확률은 약 85%, 해수에 잠길 확률은 약 15% 정도임

라. 조류 조화상수 및 비조화상수

- 약최고고조기시 최강유속은 안마도 인근에서 112.7~158.1cm/s로 가장 빠르며, 위도 인근에서는 조금 느려진 88.0~92.0cm/s의 분포를 보이며 사업대상해역 인근인 안마도와 위도 사이 해역에서는 82.9~106.7cm/s의 분포를 나타냄
- 4개 분조의 주축 기울기는 동쪽으로부터 반시계방향으로 27.4~64.1°로서 주유향은 남서-북동 방향이며, 반일주조가 우세한 해역이며 사업대상해역에 가장 인접한 07JB07 정점에서 약최고고조기, 평균대조기, 평균고조기, 평균소조기시 최강유속은 각각 106.7, 91.9, 64.9, 38.0cm/s이며, 주축은 동쪽으로부터 반시계방향으로 29.2~40.1°로서 주유향이 남서(서남서)-북동(동북동)향으로 나타남

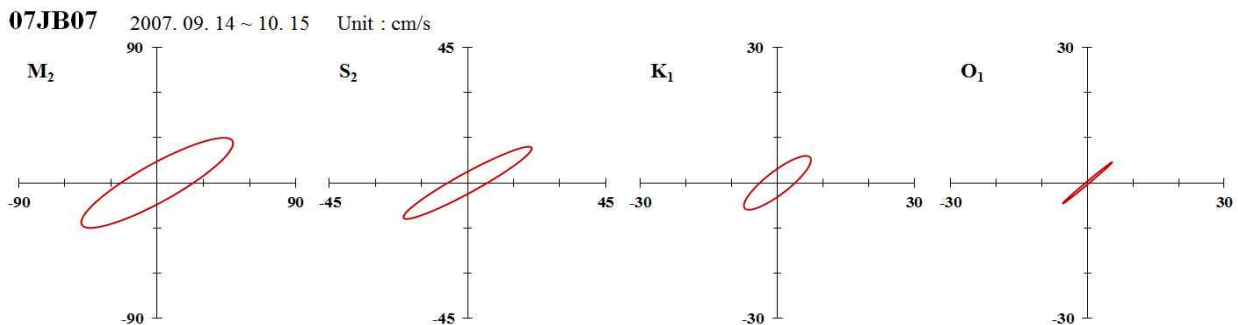


그림 4.2 정점 07JB07의 조류타원도

표 4.1 정점 07JB07의 조류 조화상수 및 비조화상수

항목	동방유속 (cm/s)	북방유속 (cm/s)	합성유속 (cm/s)	주축 크기 (cm/s)	단축 크기 (cm/s)	주축 기울기 (°)	지각 (°)
V <sub>m</sub>	49.3	29.9	57.7	56.3	12.5	29.7	16.5
V <sub>s</sub>	20.9	12.0	24.1	23.9	3.2	29.2	60.7
V <sub>o</sub>	7.4	6.0	9.5	9.1	2.5	38.0	214.4
V'	5.4	4.6	7.1	7.1	-0.3	40.1	186.4
최강 유속 (cm/s)	약최대조	83.0	52.5	98.4	-	-	-
	평균대조	70.2	41.9	81.8	-	-	-
	평균조	49.3	29.9	57.7	-	-	-
	평균소조	28.4	17.9	33.6	-	-	-

2. 풍하중의 확률특성 및 설계풍속

○ 해모수 기상탑 관측자료 이용

○ 평균 풍속의 확률 분포 : Weibull or Rayleigh Distribution

- Weibull Distribution :  $f_V(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\}, k \geq 0$

- Rayleigh Distribution :  $f_V(v) = \frac{v}{\sigma^2} \exp\left\{-\frac{1}{2}\left(\frac{v}{\sigma}\right)^2\right\}, k \geq 0$

○ 극한 풍속의 확률모델

- 연최대풍속은 일반화 극치분포(GEV, Generalized Extreme Value) 사용

- Gumbel Distribution : 연최대값의 샘플 분포

- 분포함수 :  $F_v(v) = \exp\left[-\exp\left\{-\left(\frac{v-\mu}{\beta}\right)\right\}\right]$

- 확률밀도함수 :  $f_v(v) = \exp(-v)\exp[-\exp(-v)]$

○ 고도에 따른 풍속 분포

- 기상탑 관측자료 활용이 가능한 경우 이를 활용하며, 기상탑 관측자료가 충분하지 않을 경우 고도지수(RE, Roughness Exponent)를 이용하여 고도에 따른 풍속 보정

$$\alpha = \frac{\log(v_2/v_1)}{\log(z_2/z_1)}$$

여기서,  $z_1$ 과  $z_2$ ,  $v_1$ 과  $v_2$ 는 각각 기준 및 목표위치의 높이 및 풍속

○ 단기 관측 풍속의 보정 : MCP(Measure-Correlate-Predict)

- 현장에서 관측된 단기간 풍속 관측자료를 인근 기준점의 풍속과 비교하여, 현장의 장기 풍속을 추정하는 방법으로 풍속의 표준편차를 이용한 방법의 정확성이 가장 높음 (Rogers, 2005)

$$\hat{V} = \frac{\sigma_{V_s}}{\sigma_{U_s}} U + \left( \bar{V}_s - \frac{\sigma_{V_s}}{\sigma_{U_s}} \bar{U}_s \right)$$

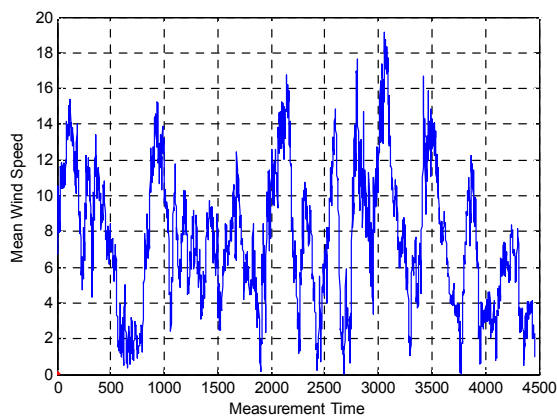
여기서,  $U$ 와  $\hat{V}$ 는 각각 기준점 및 목표점에서의 장기 풍속,  $\bar{U}_s$ 와  $\sigma_{U_s}$ 는 각각 기준점에서의 평균의 평균 및 표준편차, 그리고  $\bar{V}_s$ 와  $\sigma_{V_s}$ 는 각각 목표점에서의 평균의 평균 및 표준편차

○ 장기 설계풍속 산정 방법

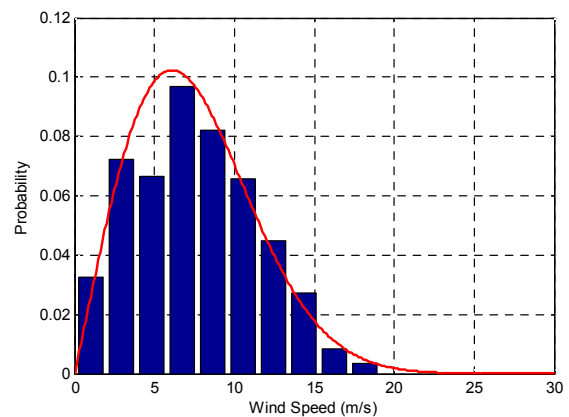
- 관측탑 풍속계 높이에서의 장기 풍속 추정 : MCP 방법
- 풍속계 보다 높은 지점에서의 고도보정 : 고도지수 이용
- 보정한 풍속을 확률모델에 대입하여 장기 풍속 추정 : Gumbel Distribution 적용

○ 실제 바람 관측자료를 이용한 확률분포 특성 추정

- 해모수 기상탑 관측자료를 이용한 Weibull Distribution 계수 추정 및 비교



(a) 10분 평균 풍속



(b) Weibull Distribution (c=8.49, c=20.4)

그림 4.3 10분 평균 풍속 관측자료 및 Weibull Distribution 확률밀도함수

### 3. 파고 빈도분석 및 파고 확률특성 분석

○ 유의 파고의 추정에 Weibull 분포함수를 많이 사용함

- Weibull 분포함수의 확률밀도함수

$$y = f(x|a,b) = ba^{-b}x^{b-1}e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} I_{(0,\infty)}(x)$$

여기서,  $a$  = scale parameter,  $b$  = shape parameter

- 유의 파고와 유의 주기의 관계는 Goda(2003)가 제안한 다음과 같은 관계식과 회귀식을 상호 비교하여 산출함

Goda(2003) 제안 식 :  $T_{1/3} = 3.3(H_{1/3})^{0.63}$

여기서,  $H_{1/3}$  = 유의 파고,  $T_{1/3}$  = 유의 주기

회귀식 :  $T_{1/3} = a(H_{1/3})^b$

- 한국해양연구원(2005)에서 생성한 1979.01~2003.12 기간의 매시간 역추산한 심해파 자료를 분석
- Weibull 분포함수의 parameter  $a$ 는 5.5610, shape parameter  $b$ 는 9.6608로 추정됨
- Weibull 분포함수와 재현주기와의 관계

$$F^{-1}(1-1/T) = X$$

여기서,  $X$  = 재현주기,  $F^{-1}(1-1/T) = T$ 년 재현주기의 파고가 발생하지 않을 확률

- 회귀식의 회귀분석 결과 : parameter  $a = 0.4569$ ,  $b = 1.37$
- Goda(2003)의 제안 식에 의한 유의주기는 7.68sec이며, 회귀식에 의한 유의주기는 10.66sec으로 나타남
- 50년 재현주기 설계파의 유의파고  $H_{1/3}$ 는 3.82m, 유의 주기는 10.66sec로 제안

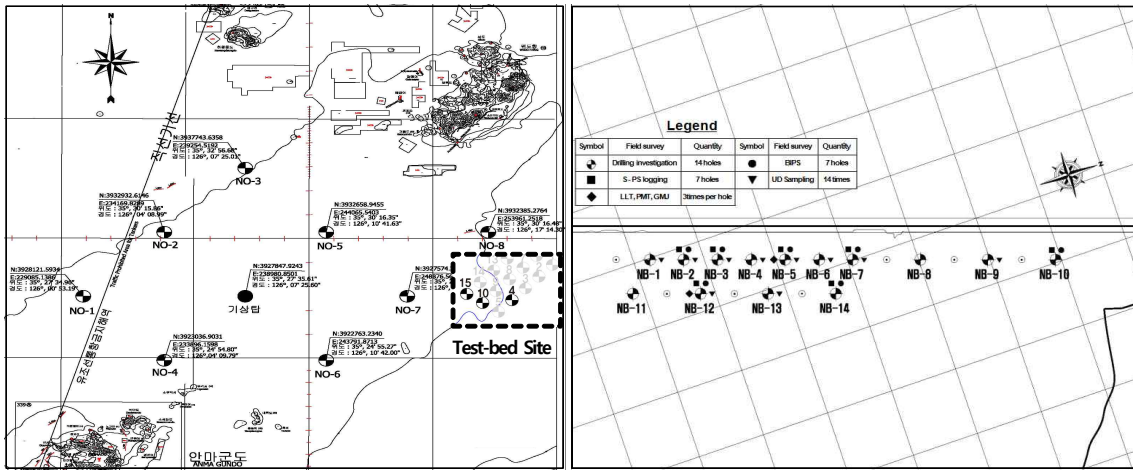


## 4.2절 해저지반 역학적 특성

### 1. 조사위치 및 기본 성상

#### ○ 조사위치

- 부안-영광 해역의 서남해 2.5GW 해상풍력 사업단지 11공, 새만금 풍력발전 시범단지 14공의 시추조사자료 활용



(a) 부안-영광 해역

(b) 새만금 해역

그림 4.4 지반조사 위치

#### ○ 지층분포

- 전반적으로 상부로부터 해성점토(ML, CL)와 해성사질토(SM, SP, SW-SM, GP)로 구성된 해성퇴적층이 분포하고, 해성퇴적층 하부에 풍화토와 풍화암, 연암층이 존재
- 해성퇴적층의 두께는 부안-영광 해역의 경우 24.3~62.5m 정도이고, 새만금 해역은 29.6~47.0m 정도이며, 외해일수록 두께가 두터워지는 경향

표 4.2 부안-영광 해역 지층분포

토질 구분	USCS	Bottom elevation, m										
		NO-1	NO-2	NO-3	NO-4	NO-5	NO-6	NO-7	NO-8	#4	#10	#15
해성 퇴적토	ML,CL,CH, SM,SW-SM	-62.5	-55.5	-54.7	-59.3	-28.0	-48.0	-46.0	-39.0	-32.5	-24.3	-39.0
	풍화토	-67.0	-	-57.0	-60.5	-32.0	-67.0	-57.0	-	-35.0	-27.0	-
	풍화암	-	-58.5	-61.4	-	-38.0	-	-59.0	-41.0	-42.0	-34.0	-41.3
	연암	-72.0	-63.5	-66.4	-	-43.0	-72.0	-64.0	-46.0	-	-	-44.0

표 4.3 새만금 해역 지층분포

토질 구분	USCS	Bottom elevation, m													
		NB-1	NB-2	NB-3	NB-4	NB-5	NB-6	NB-7	NB-8	NB-9	NB-10	NB-11	NB-12	NB-13	NB-14
해성 퇴적토	ML,CL,SM, SP,GP	-36.8	-36.0	-36.0	-29.6	-37.0	-33.5	-37.5	-30.5	-36.5	-27.8	-47.0	-46.6	-46.2	-42.3
풍화토		-40.5	-40.5	-43.0	-39.0	-	-34.3	-	-	-	-36.0	-51.0	-54.0	-49.5	-
풍화암		-42.2	-54.0	-51.0	-54.0	-	-	-	-32.5	-	-44.5	-53.0	-63.0	-	-
연암		-46.7	-57.0	-57.0	-58.0	-41.0	-36.5	-48.0	-35.5	-41.0	-52.0	-56.0	-69.0	-53.0	-48.0

2. 해성퇴적층의 물리·역학적 특성 분석

○ 물리적 특성

- 새만금 해역은 심도를 포함한 공간적 위치별로 특정한 경향성이 잘 관찰되지 않지만, 부안-영광 해역의 경우 함수비( $w_n$ )와 소성지수( $PI$ ), 초기간극비( $e_0$ ), 압축지수( $C_c$ ), 선행압밀하중( $P_c$ ),  $N$ 값 등에서 공간적 위치별로 특정한 경향성을 확인하였음
- 해성퇴적층에 대한 각 지반 특성값들이 #4를 제외하고 No-3, No-4의 한 그룹과 No-7, No-8의 다른 그룹, 그리고 #10, #15를 대상으로 하는 또 하나의 그룹 등 3개의 그룹으로 구분할 수 있음

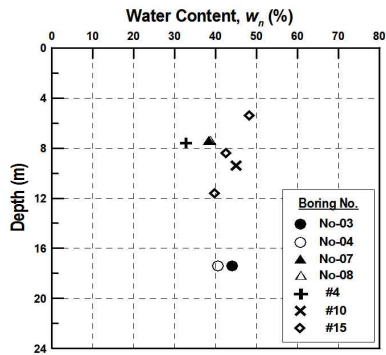
표 4.4 부안-영광 해역 해성퇴적층 물리적 특성

시추 공번	심도(m)	$w_n$ (%)	$G_s$	Atterberg 한계		$e_0$	$C_c$	$P_c$ (kPa)	$N$ -값	USCS
				LL(%)	PI(%)					
No-3	17.0~17.8	44.0	2.71	47.4	23.0	1.285	0.435	111	8	CL
No-4	17.0~17.8	40.5	2.70	43.9	21.9	1.156	0.409	108	9	CL
No-7	7.0~7.8	38.3	2.70	32.9	10.8	0.977	0.205	82	5	CL
No-8	7.0~7.8	38.7	2.70	31.2	13.6	1.070	0.374	83	2	CL
#4	4.0~4.8	31.7	2.67	N.P	N.P	-	-	-	0	ML
	6.0~6.8	30.3	2.67	N.P	N.P	-	-	-	2	ML
	7.2~8.0	32.7	2.66	36.6	12.2	0.870	0.224	239	7	CL
	13.0~16.0	23.3	2.65	N.P	N.P	-	-	-	8~13	SM
#10	4.0~4.8	26.6	2.63	N.P	N.P	-	-	-	6	ML
	9.0~9.8	44.9	2.66	49.1	28.3	1.197	0.236	141	12	CL
	12.0~18.0	26.2	2.67	N.P	N.P	-	-	-	30~50	SM
#15	5.0~5.8	48.1	2.69	58.6	35.8	1.313	0.489	144	4	CH
	8.0~8.8	42.5	2.69	59.9	36.3	-	-	-	3	CH
	11.2~12.0	39.7	2.69	42.4	16.7	-	-	-	3	CL
	37.0~39.0	19.1	2.64	N.P	N.P	-	-	-	49	SW-SM

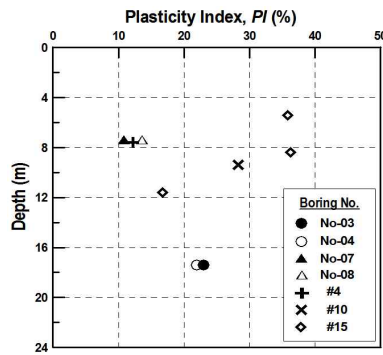
$w_n$  : 함수비,  $G_s$  : 비중,  $e_0$  : 초기간극비,  $C_c$  : 압축지수,  $P_c$  : 선행압밀하중, N.P : non-plastic

표 4.5 새만금 해역 해성퇴적층 물리적 특성

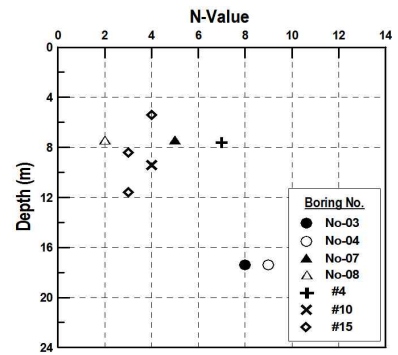
시추 공번	심도(m)	$w_n$ (%)	$G_s$	Atterberg 한계		$e_0$	$C_c$	$P_c$ (kPa)	N-값	USCS
				LL(%)	PI(%)					
NB-1	3.0	27.3	2.67	N.P	N.P	-	-	-	6	ML
NB-1	14.0~14.8	43.1	2.68	34.9	13.0	-	-	-	4	CL
NB-1	37.5	33.3	2.66	N.P	N.P	-	-	-	30	SM
NB-2	5.2~6.0	33.1	2.68	36.3	15.0	0.981	0.284	82	3	CL
NB-3	8.0~8.8	33.3	2.69	43.3	24.1	-	-	-	0	CL
NB-4	6.5~7.3	32.7	2.68	40.1	21.3	0.912	0.313	189	2	CL
NB-5	6.0	20.8	2.65	N.P	N.P	-	-	-	3	SM
NB-5	8.5~9.3	33.8	2.68	30.7	8.6	0.947	0.301	180	4	CL
NB-5	15.5~16.3	38.2	2.69	49.4	27.6	1.097	0.384	75	5	CL
NB-6	8.0~8.8	33.5	2.69	44.9	24.3	-	-	-	5	CL
NB-7	3.7~4.5	35.9	2.68	37.4	17.7	-	-	-	1	CL
NB-7	11.0~11.8	30.8	2.68	35.9	27.0	-	-	-	5	CL
NB-9	3.0	27.5	2.66	N.P	N.P	-	-	-	5	SM
NB-9	6.7~7.3	36.1	2.67	29.9	10.1	-	-	-	2	CL
NB-12	13.0~13.8	31.9	2.68	32.4	13.4	-	-	-	2	CL
NB-13	4.5	26.7	2.66	N.P	N.P	-	-	-	12	SM
NB-13	15.5~16.3	38.1	2.69	46.1	24.3	1.034	0.557	190.9	5	CL
NB-14	4.5	30.7	2.65	N.P	N.P	-	-	-	12	SM



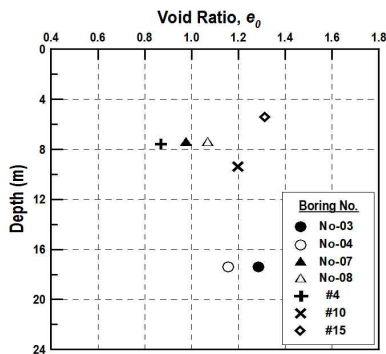
(a) 함수비



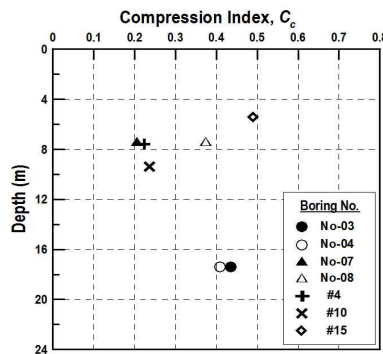
(b) 소성지수



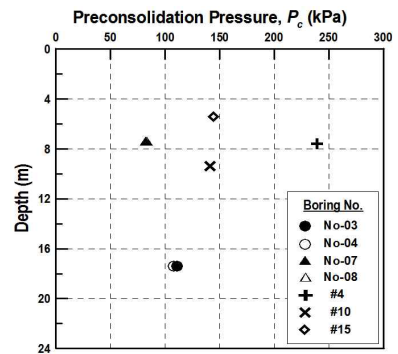
(c) N-값



(d) 간극비



(e) 압축지수



(f) 선행압밀하중

그림 4.5 부안-영광 해역 점토층(CL, CH)의 물리적 특성

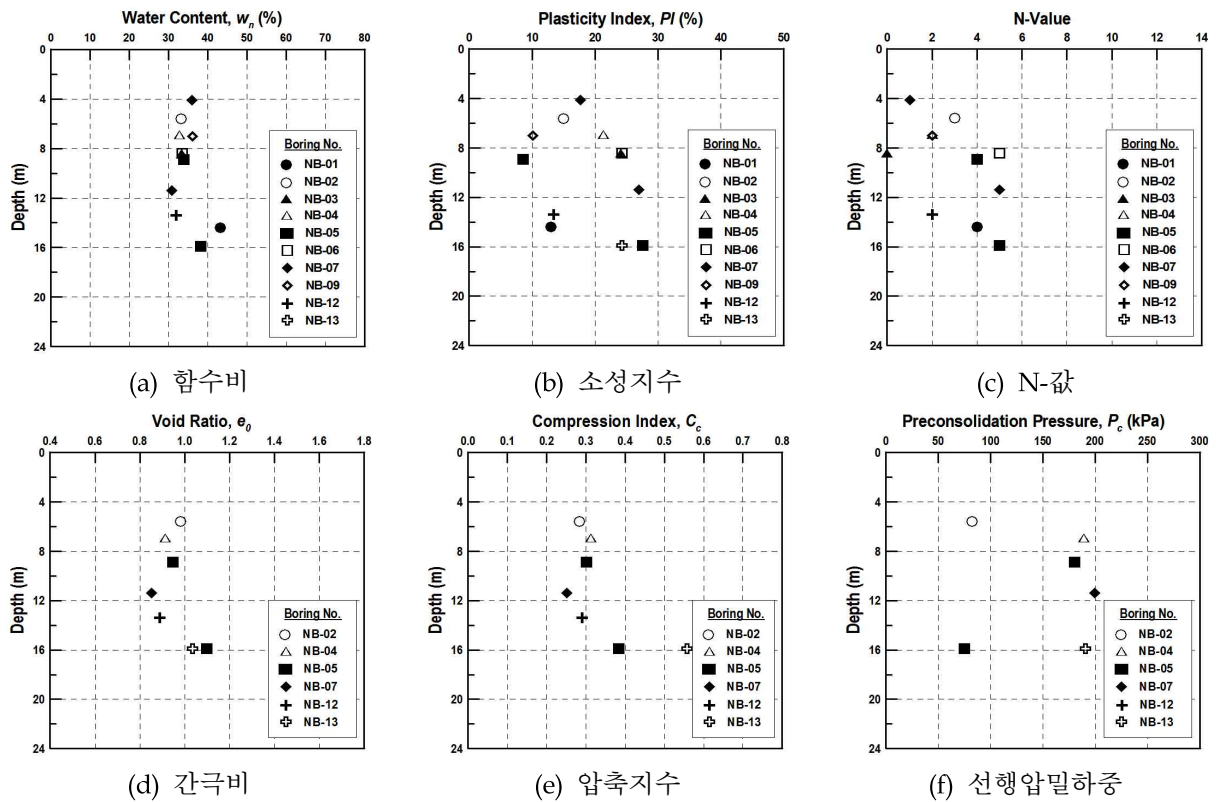


그림 4.6 새만금 해역 점토층(CL, CH)의 물리적 특성

- 형성퇴적층에 대한 지반정수는 부안-영광 해역의 콘관입시험(#15)과 일축/삼축압축시험 결과를 이용하였으며, 새만금 해역은 일축압축시험과 삼축압축시험 결과 활용
- 부안-영광해역 점토층을 먼저 살펴보면, 물리적 특성 및 압밀특성값에 따라 그룹핑된 구역별 비배수전단강도는 공간적 위치별로 보다 뚜렷한 차이를 나타냄
- 확률분포는 모두 정규분포(normal distribution)의 형태임을 알 수 있으며, No-3, No-4의 경우 평균 28.3kPa, 표준편차 4.8kPa이고, No-7, No-8은 평균 8.9kPa, 표준편차 1.6kPa, #10과 #15에서는 평균 33.88kPa, 표준편차 7.582kPa 수준으로 평가됨. 변동계수(COV)는 각각 0.171(17.1%), 0.184(18.4%), 0.224(22.4%)
- 새만금 해역의 경우 비배수전단강도( $S_u$ )와 배수전단강도( $c'$ ,  $\phi'$ )는 심도를 포함한 공간적 위치에 따라 특정한 경향성을 보이지 않음
- $S_u$ 는 평균이 41.53kPa, 표준편차가 12.07kPa인 정규분포형태의 확률분포 특성을 갖으며, COV는 0.291(29.1%)로 나타나 부안-영광 해역과 비교 시 상대적으로 불확실성이 큰 것으로 분석됨
- 배수전단강도( $c'$ ,  $\phi'$ )는 확률분포 특성을 파악하기 위한 최소한의 샘플 수를 확보하지 못하여 변동성 분석 시 배제하였음

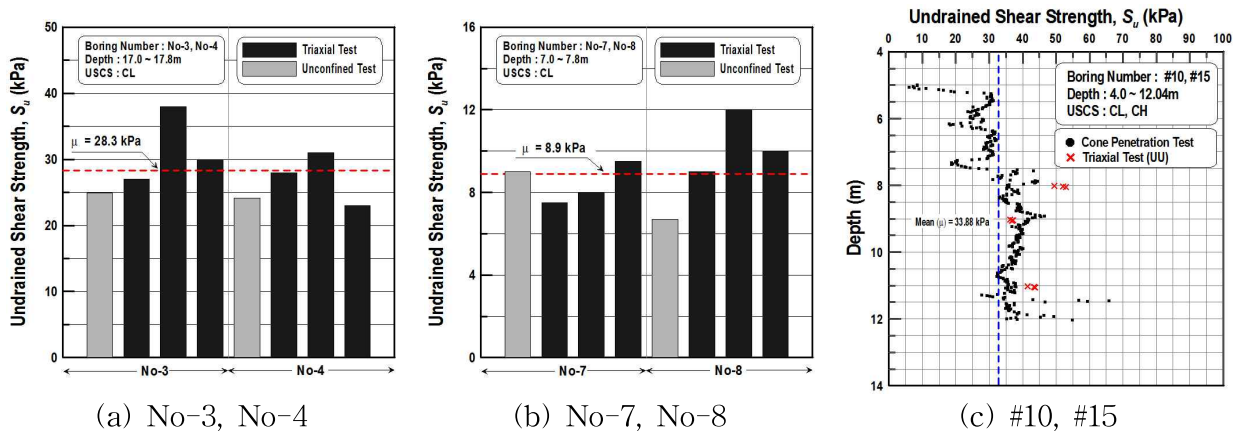


그림 4.7 부안-영광 해역 점토층(CL, CH)의 비배수전단강도

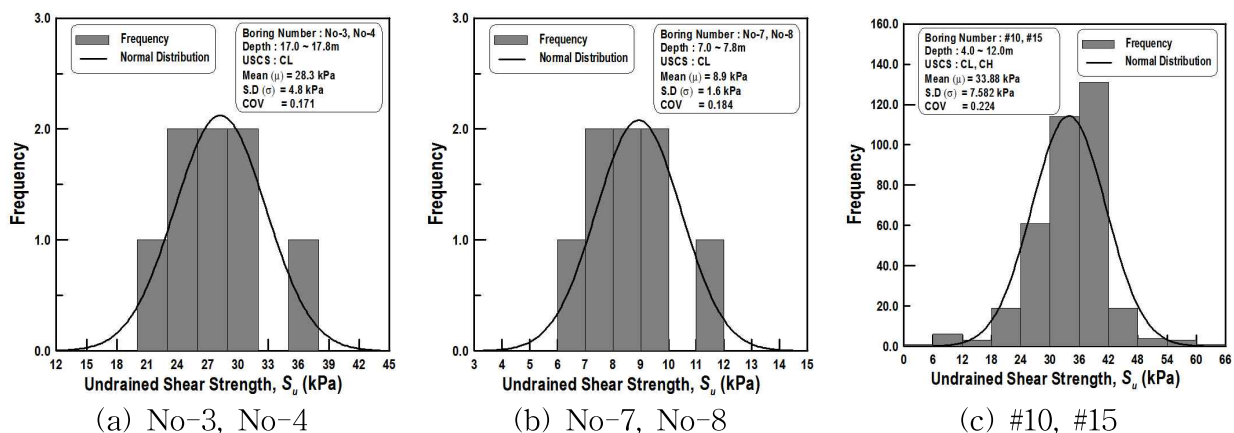


그림 4.8 부안-영광 해역 점토층(CL, CH) 비배수전단강도 히스토그램

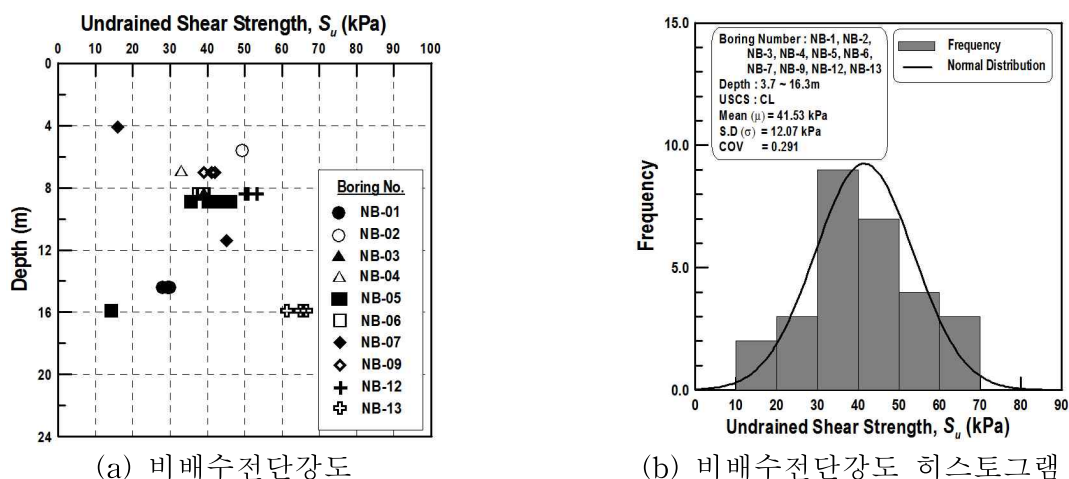


그림 4.9 새만금 해역 점토층의 비배수전단강도

- 일반적으로 점토의 비배수전단강도에 대한 불확실성이 모래에 비하여 큰 것으로 알려져 있고, 점토와 점토질 실트의 비배수 전단강도에 대한  $COV$ 는 0.10~0.63, 배수전단강도에 대한  $COV$ 는 0.03~0.12의 범위임
- 본 연구대상 해역에서 분석된 해성퇴적층의  $COV$ 는 다음과 같이 요약되며, 이를 상기 수치와 비교해 보면 비배수전단강도의 불확실성은 비교적 낮은 수준이고, 배수전단강도는 평균 수준으로 평가됨. 다만 변동성 분석에 사용된 표본수가 매우 제한적임을 감안할 때 보다 신뢰성 있는 변동성 수준을 파악하기 위해서는 해당 해역에서 추가적인 지반조사가 필요함

표 4.6 본 연구대상 해역 해성퇴적층의 변동성(COV)

구분	점토(Clay)			실트(Silt)		모래(Sand)	
	CL, CH	CL, CH		ML		SM, SW-SM	
	$S_u$	$c'$	$\phi'$	$c'$	$\phi'$	$c'$	$\phi'$
$COV$	0.171~0.291	0.229	0.061	0.178	0.016	0.265	0.063



○ 신뢰성해석 방법 및 조건

- 한계상태 조건 : 말뚝두부 수평변위 및 회전각

(허용 수평변위 10cm, 허용 회전각 0.5°)

- 신뢰성해석 방법 : Monte Carlo simulation (반복계산 100,000번, 정밀도 0.01% 이내)

- 확률변수 : 기초지반 비배수전단강도(COV 26.0%), 내부마찰각(COV 6.3%), 수평하중(COV 2.0%), 모멘트(COV 2.2%)

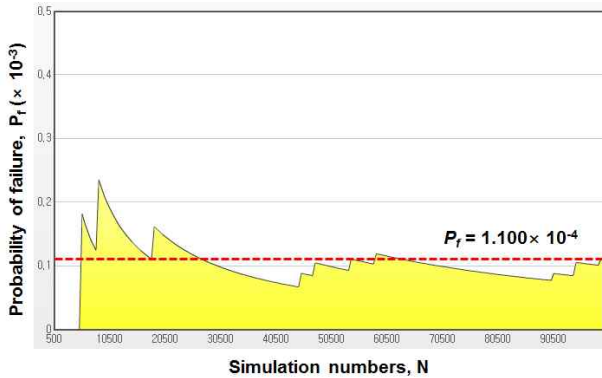
\* 설계변수의 확률분포는 정규분포 간주

○ 신뢰성해석 결과

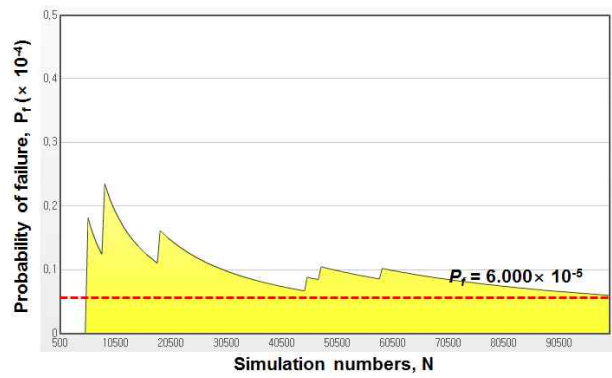
- 하중조건별 각 한계상태 조건에 대한 신뢰성해석 결과는 다음과 같음

표 5.3 모노파일 신뢰성해석 결과

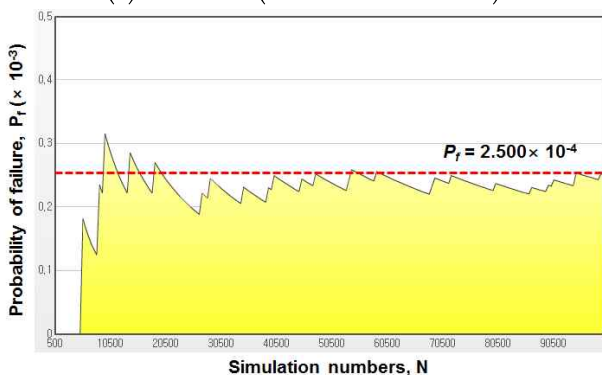
하중 구분	말뚝두부 수평변위		말뚝두부 회전각	
	신뢰도지수 ( $\beta$ )	파괴확률 ( $P_f$ )	신뢰도지수 ( $\beta$ )	파괴확률 ( $P_f$ )
운영 시	3.6950	$1.100 \times 10^{-4}$	3.8462	$6.000 \times 10^{-5}$
폭풍 시	3.4809	$2.500 \times 10^{-4}$	3.6154	$1.500 \times 10^{-4}$



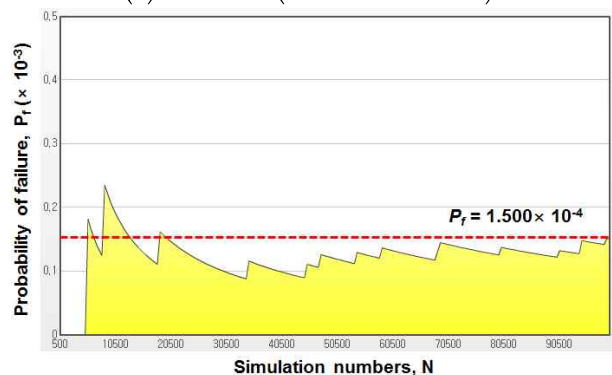
(a) 운영 시 (말뚝두부 수평변위)



(b) 운영 시 (말뚝두부 회전각)



(c) 폭풍 시 (말뚝두부 수평변위)



(d) 폭풍 시 (말뚝두부 회전각)

그림 5.2 모노파일 신뢰성해석 (Monte Carlo simulation)



## 5.2절 중력식

○ 중력식 기초 표준모델 및 설치조건

- 상부 D=10.0~5.6m, 중앙부 D=5.6m, 하부 D= 5.6~19.1m, 기초 D=31.5m

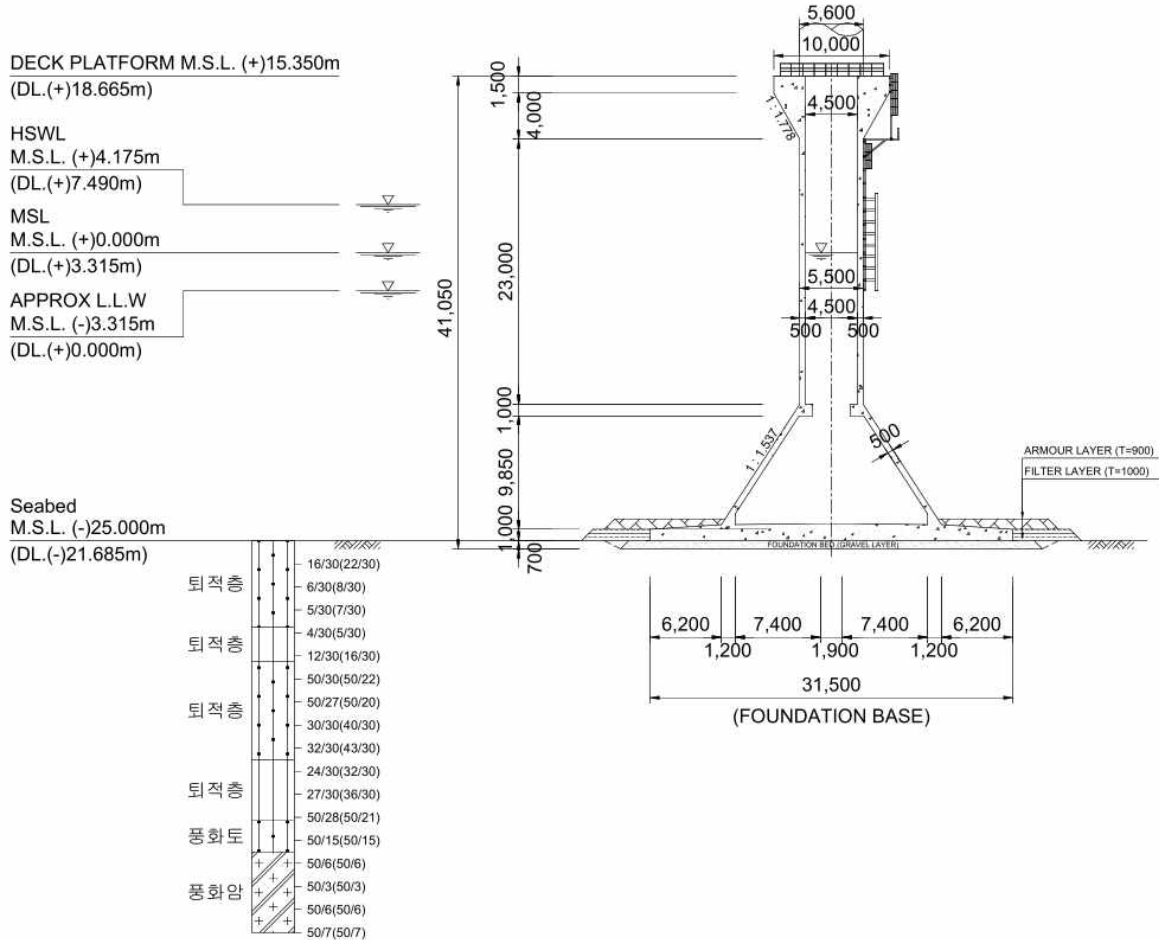


그림 5.3 중력식 기초 표준모델 선정

표 5.4 풍력터빈 및 중력식 기초 설치조건

구분	풍력터빈	Hub 높이	수심(MSL기준)		
제원	NREL 5.0MW	90.0m	-25.0m		

○ 신뢰성해석 방법 및 조건

- 한계상태 조건 : 연직지지력, 저면활동, 연직변위
- 신뢰성해석방법 : Level II (FORM)
- 확률변수 : 기초지반 단위중량, 내부마찰각, 전단탄성계수, 포아송비, 연직하중, 수평하중

표 5.5 중력식 기초 한계상태조건

한계상태	검토식	비 고
연직지지력	$g = q_d A_{eff} - V$ Rupture 1 : $q_d = \frac{1}{2} \gamma' b_{eff} N_{r,s_r,i_r} + p_0' N_{q,s_q,i_q} + c_d N_{c,s_c,i_c}$ Rupture 2 : $q_d = \gamma' b_{eff} N_{r,s_r,i_r} + c_d N_{c,s_c,i_c} (1.05 + \tan^3 \phi)$	DNV OS-J101 (2013)
저면활동	$H < A_{eff} c + V \tan \phi$	DNV OS-J101 (2013)
연직변위	$u_v = \left( \frac{1 - \nu}{4GR} \right) V$	API RP 2A-WSD (2007)

표 5.6 중력식 기초 신뢰성해석 확률변수

확률변수	평균	변동계수 (COV)	확률분포
기초지반 단위중량	19kN/m <sup>3</sup>	0.05	Normal
내부마찰각	35°	0.08	Normal
전단탄성계수	122.67MN	0.29	Normal
포아송비	0.33	0.07	Normal
연직하중	77.5MN	0.15	Normal
수평하중 (wave+wind)	6.5585MN	0.43	Normal

○ 신뢰성해석 결과

- 하중조건별 각 한계상태 조건에 대한 신뢰성해석 결과는 다음과 같음

표 5.7 중력식 기초 신뢰성해석 결과

확률변수	연직지지력		저면활동		연직변위	
	$\alpha$	MPFP	$\alpha$	MPFP	$\alpha$	MPFP
기초지반 단위중량	0.0163	18.939kN/m <sup>3</sup>	-	-	-	-
내부마찰각	0.1148	33.7401°	0.1607	32.5365°	-	-
연직하중	0.7556	43.0841MN	0.9224	18.7902MN	-0.1836	82.124
수평하중	-0.6447	13.6905MN	-0.3512	11.9875MN	-	-
전단탄성계수	-	-	-	-	0.9819	46.984
포아송비					0.0446	0.3277
신뢰도지수 ( $\beta$ )	0.3981		5.8204		2.1666	

### 5.3절 재킷식

○ 재킷 표준모델 및 설치조건

- T/P D=5.6m, H=9.5m, 자켓 B1=10m, B2=16m, H=50.5m, Leg D=1.1~1.4m

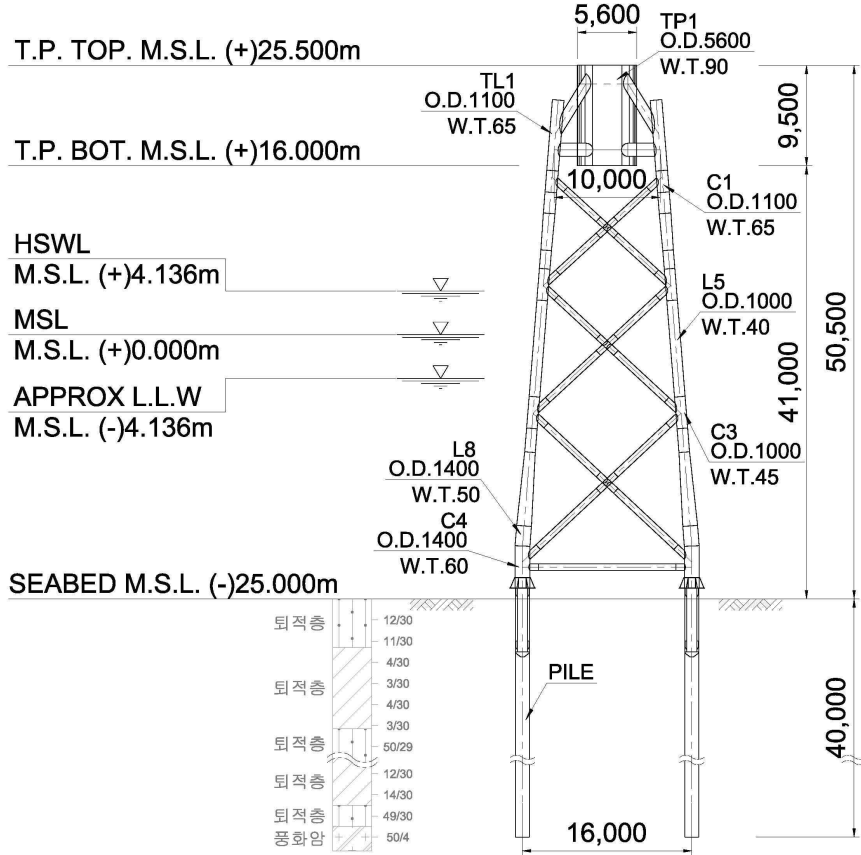


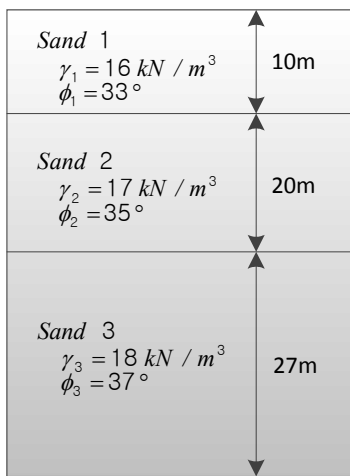
그림 5.4 재킷 표준모델 선정

○ 신뢰성해석 방법 및 조건

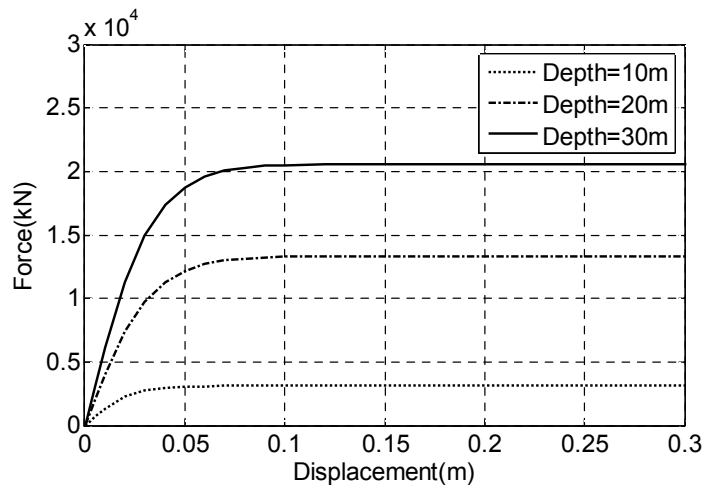
- 재킷 지지구조물의 상부 타워 및 터빈의 제원은 NREL 5MW 해상풍력터빈 모델 참조 (Jonkman et al., 2009)
- 설계 하중 조건은 DNV 기준(DNV, 2013)에 의해 결정하였으며, 해상풍력터빈의 작동 시 극한하중이 작용하는 상황을 고려
- 난류 바람장 생성 및 추력의 계산은 GH\_Bladed를 사용하여 계산(GH, 2013)
- 파랑조건은 위험해상상태이므로 50년 재현주기에 대한 유의파고 및 피크주기를 사용
- 지반은 각각 다른 유효단위중량 및 내부마찰각을 갖는 다층 모래지반으로 구성하였고, 이에 따라 계산된 p-y 곡선은 그림 5.5와 같음

표 5.8 재킷 환경조건

Design situation	Power production
Wind	Normal Turbulence Model(NTM) $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
Wave	Severe Sea State(SSS) $H_s = H_{s,sss}$
Wind and wave directionality	Codirectional in one direction
Current	Wind-generate current
Water level	1-year water level
Limit state	Ultimate limit state(ULS)



(a) 지반조건



(b) p-y 곡선 (API, sand)

그림 5.5 지반조건 및 p-y 곡선

- 확률변수 정의

표 5.9 재킷 신뢰성해석 확률변수

확률변수		Value	확률분포
Peak response ratio		$\lambda_{R_n} = -0.2929, \zeta_{R_n} = 0.3602$	Log normal
Thrust force		$\mu_{f_n} = 0.129 \text{ MN}, \text{ COV} = 0.22$	Normal
단위중량	Layer 1	$\mu_{\gamma_1} = 16 \text{ kN/m}^3, \text{ COV} = 0.05$	Normal
	Layer 2	$\mu_{\gamma_2} = 17 \text{ kN/m}^3, \text{ COV} = 0.05$	Normal
	Layer 3	$\mu_{\gamma_3} = 18 \text{ kN/m}^3, \text{ COV} = 0.05$	Normal
내부마찰각	Layer 1	$\mu_{\phi_1} = 33^\circ, \text{ COV} = 0.07$	Beta
	Layer 2	$\mu_{\phi_2} = 35^\circ, \text{ COV} = 0.07$	Beta
	Layer 3	$\mu_{\phi_3} = 38.5^\circ, \text{ COV} = 0.07$	Beta

- 한계상태함수 : mud line에서 지지구조물의 허용 수평변위로 정의

$$g = R_{all} - R_n R_{st}(f_w, f_h, \gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \phi_1, \phi_2, \phi_3)$$

\* 허용수평변위는 AASHTO LRFD Bridge Design Specification를 준용하여 38mm로 가정

○ 신뢰성해석 결과

- 신뢰도지수( $\beta$ )는 다음 그림과 같이 약 40번의 반복과정 이후 6.0493으로 수렴

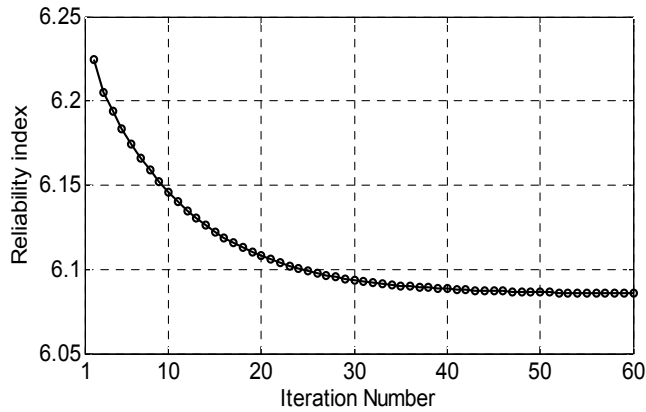


그림 5.6 재킷 신뢰성해석 (FORM) 결과

- 각 확률변수의 민감도계수(sensitivity factors) 및 최확파괴점(most probable failure point, MPFP)은 다음 표와 같음

표 5.10 재킷 신뢰성해석 결과 (확률변수별 민감도지수 및 최확파괴점)

Random variable	Sensitivity factor	MPFP
Peak response ratio	-0.9916	6.5609
Thrust force	-0.1204	0.1499 MN
단위중량 (Layer 1)	0.0065	15.9683 kN/m <sup>3</sup>
단위중량 (Layer 2)	3.85×10 <sup>-7</sup>	17 kN/m <sup>3</sup>
단위중량 (Layer 3)	4.75×10 <sup>-10</sup>	18 kN/m <sup>3</sup>
내부마찰각 (Layer 1)	0.0467	31.9651 °
내부마찰각 (Layer 2)	0.0009	34.9865 °
내부마찰각 (Layer 3)	4.38×10 <sup>-7</sup>	38.5 °
신뢰도지수	6.0857	

## 5.4절 석션버켓식

○ 석션버켓식 기초 표준모델 및 설치조건

-  $D_{outer}=18.0m$ ,  $D_{inner}=17.0m$ ,  $H=16.5m$ ,  $t=0.5m$

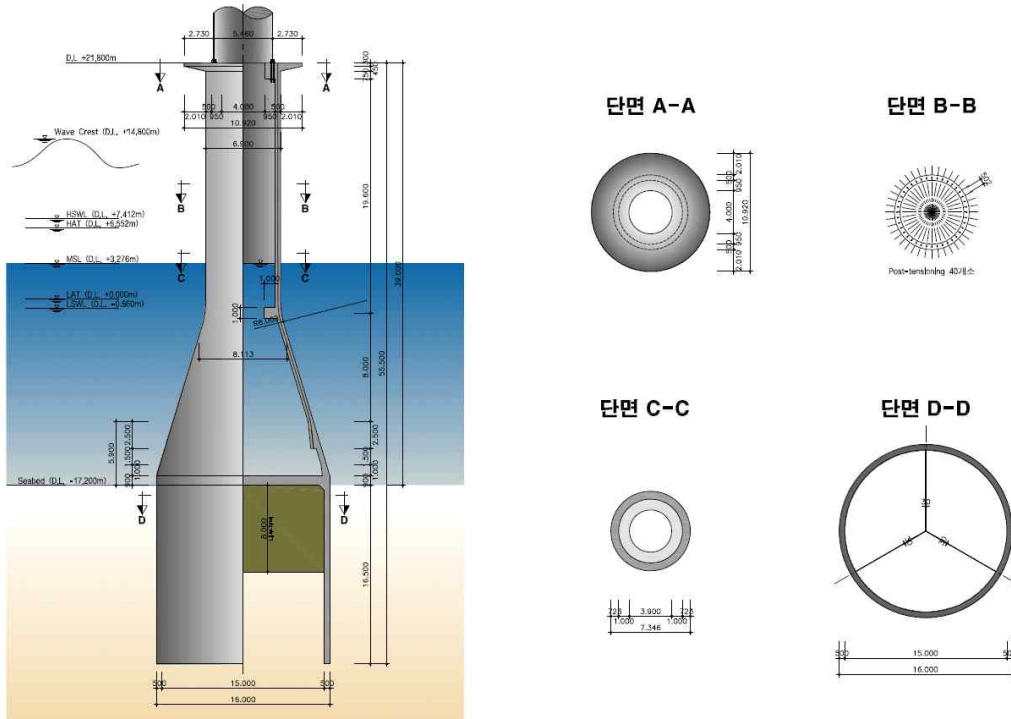
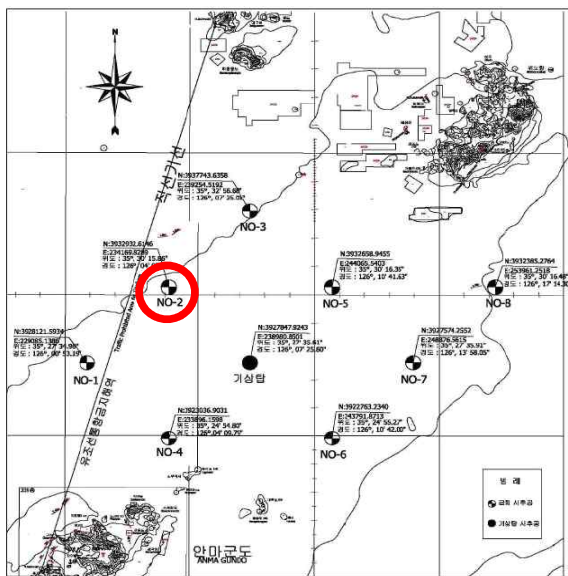
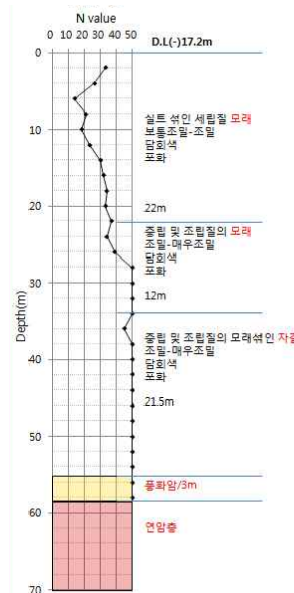


그림 5.7 석션 버켓 표준모델 선정



(a) 시추공 위치 (서남해 해상풍력 광역지반조사)



(b) NO-2 시추조사 결과

그림 5.8 석션 버켓 지반조건

○ 신뢰성해석 방법 및 조건

- 기초지반 적용 지반정수

표 5.11 석션버킷 적용 지반정수

구 분	해수 단위중량(kN/m <sup>3</sup> )	습윤단위중량(kN/m <sup>3</sup> )	수중단위중량(kN/m <sup>3</sup> )	내부마찰각(°)
모래지반	10.1	18.6	8.5	35~50

\* 기초지반의 물성은 지반조사 결과(표준관입시험)를 토대로 추정된 값이며, 내부마찰각의 경우 다음의 제안식을 토대로 산정됨

- Wolff (1989) 제안식 :  $\phi' = 27.1 + 0.3(N_1)_{60} - 0.00054(N_1)_{60}^2$
- Kulhawy & Mayne (1990) 제안식 :  $\phi' = \tan^{-1}\left[\frac{N_{60}}{12.2 + 20.3(\sigma'/p_a)}\right]^{0.34}$
- Hatanaka & Uchida (1996) 제안식 :  $\phi' = \sqrt{20(N_1)_{60}} + 20$

표 5.12 석션 버킷 적용 지반정수 (내부마찰각 산정)

제안식	내부마찰각(°)	변동계수(COV)
Wolff (1989)	35.41	0.0939
Kulhawy & Mayne (1990)	50.23	0.0505
Hatanaka & Uchida (1996)	43.86	0.1066

- 설계하중

표 5.13 석션버킷 상부 작용 하중 (Tower bottom 하중)

Load Case	F <sub>x</sub>	F <sub>y</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>z</sub>	M <sub>x</sub>	M <sub>y</sub>	M <sub>max</sub>	M <sub>z</sub>
DLC 62a	8,597	430	8,608	-60,691	-10,100	183,364	183,642	2,346
DLC 12	-41	15,858	15,858	-60,692	-220,917	783	220,918	-2,670
DLC 81a	12	-577	577	-60,760	4,239	8,087	9,130	1,301
DLC 222	116	16,800	16,800	-66,245	-259,818	17,582	260,412	271
DLC 63a	6,978	346	6,986	-49,452	-8,444	150,074	150,311	1,927
DLC 222	21	1,641	1,641	-60,564	-2,516	-20,245	20,401	-18,155

\* 연직하중은 통합하중해석을 통해 산정된 SLS 하중값 중 F<sub>z</sub>의 최대값 적용  
(V=66,245kN)

\* 수평하중은 통합하중해석을 통해 산정된 SLS 하중값 중 F<sub>max</sub>의 최대값 적용  
(H=16,800kN)

- 한계상태조건

\* 연직지지력 (기초-지반 일체거동시)

$$Q_1 = Q_{skin,out} + Q_{tip,gross} - W_{inside,soil}$$

여기서,  $Q_{skin,out}$  = 외부 주면마찰력 (kN)

$Q_{tip,gross}$  = 석션버켓 전단면적에 대한 선단지지력 (kN)

$W_{inside,soil}$  = 석션버켓 내부 흙 중량

$$Q_{tip,gross} = (\gamma'LN_q + 0.5\gamma'DN_\gamma) \left( \frac{\pi D^2}{4} \right)$$

여기서,  $\gamma'$  = 흙의 수중단위중량 (kN/m<sup>3</sup>)

$L$  = 석션버켓 길이 (m)

$D$  = 석션버켓 직경 (m)

$N_q, N_\gamma$  = 지지력 계수

$\pi D^2/4$  = 석션버켓 전단면적 (m<sup>2</sup>)

$$Q_{skin} = \sum_{i=1}^N \int_0^{L_i} \pi D f_s dz = \sum_{i=1}^N \int_0^{L_i} \pi D (\sigma' K_0 \tan \delta) dz$$

여기서,  $D$  = 석션버켓 직경 (m)

$f_s$  = 단위주면마찰력 (kN/m<sup>2</sup>)

$\sigma'$  = 심도별 유효상재압력 (kN/m<sup>2</sup>)

$K_0$  = 흙의 정지토압계수 ( $K_0 = 1 - \sin \phi$ )

$\delta$  = 석션버켓 벽체와 흙 사이의 마찰각 ( $\delta = 2/3 \times \phi$ )

\* 연직지지력 (기초-지반 분리거동시)

$$Q_2 = Q_{skin,out} + Q_{skin,in} + Q_{tip,net}$$

여기서,  $Q_{skin,out}$  = 외부 주면마찰력 (kN)

$Q_{skin,in}$  = 내부 주면마찰력 (kN)

$Q_{tip,net}$  = 석션버켓 유효단면적에 대한 선단지지력 (kN)

$$Q_{tip,net} = (\gamma'LN_q + 0.5\gamma'tN_\gamma) \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4}$$



여기서,  $\gamma'$  = 흙의 수중단위중량 (kN/m<sup>3</sup>)

$L$  = 석션버켓 길이 (m)

$t$  = 석션버켓 벽체두께 (m)

$D$  = 석션버켓 외부직경 (m)

$d$  = 석션버켓 내부직경 (m)

$N_q, N_r$  = 지지력 계수

$\pi(D^2 - d^2)/4$  = 석션버켓 유효단면적 (m<sup>2</sup>)

$$Q_{skin} = \sum_{i=1}^N \int_0^{L_i} \pi D f_s dz = \sum_{i=1}^N \int_0^{L_i} \pi D (\sigma' K_o \tan \delta) dz$$

여기서,  $D$  = 석션버켓 직경 (m)

$f_s$  = 단위주면마찰력 (kN/m<sup>2</sup>)

$\sigma'$  = 심도별 유효상재압력 (kN/m<sup>2</sup>)

$K_o$  = 흙의 정지토압계수 ( $K_o = 1 - \sin \phi$ )

$\delta$  = 석션버켓 벽체와 흙 사이의 마찰각 ( $\delta = 2/3 \times \phi$ )

\* 극한연직지지력 평가 : 석션버켓의 극한연직지지력은 연직방향 극한지지력의 두 값

$Q_1, Q_2$  중 작은 값으로 결정

$$Q_u = \min[Q_1, Q_2] - W$$

여기서,  $Q_u$  = 극한연직지지력 (kN)

$Q_1$  = 일체거동시 극한연직지지력 (kN)

$Q_2$  = 분리거동시 극한연직지지력 (kN)

$W$  = 석션버켓 수중중량 (kN)

\* 수평지지력

$$Q = \frac{K_p \times \gamma' \times D \times L^2}{2}$$

여기서,  $Q$  = 극한수평지지력 (kN)

$K_p$  = Rankine 수동토압계수 ( $\frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi}$ )

$\gamma'$  = 흙의 수중단위중량 (kN/m<sup>3</sup>)

$D$  = 석션버켓 직경 (m)

$L$  = 석션버켓 길이 (m)

- 확률변수

표 5.14 석션버켓기초 신뢰성해석 확률변수

확률변수	평균값 / 변동계수			확률분포
	Case-I	Case-II	Case-III	
콘크리트 단위중량 ( $\text{kN/m}^3$ )	25 / 0.1			Normal
지반 수중단위중량 ( $\text{kN/m}^3$ )	8.5 / 0.2			Normal
내부마찰각 ( $^\circ$ )	35.41 / 0.0939	50.23 / 0.0505	43.86 / 0.1066	Normal
연직하중 (kN)	66.245 / 0.1			Normal
수평하중 (kN)	16,800 / 0.1			Normal

- 신뢰성해석 방법 : Level-II (AFOSM)

○ 신뢰성해석 결과

- 석션버켓기초와 지반 일체거동 시 연직지지력

표 5.15 석션버켓기초와 지반 일체거동 시 연직지지력 신뢰성해석 결과

구 분	신뢰도지수 ( $\beta$ )	파괴확률 ( $P_f$ )
Case-I	4.8105	$7.53 \times 10^{-7}$
Case-II	4.986	$3.08 \times 10^{-7}$
Case-III	4.9542	$3.63 \times 10^{-7}$

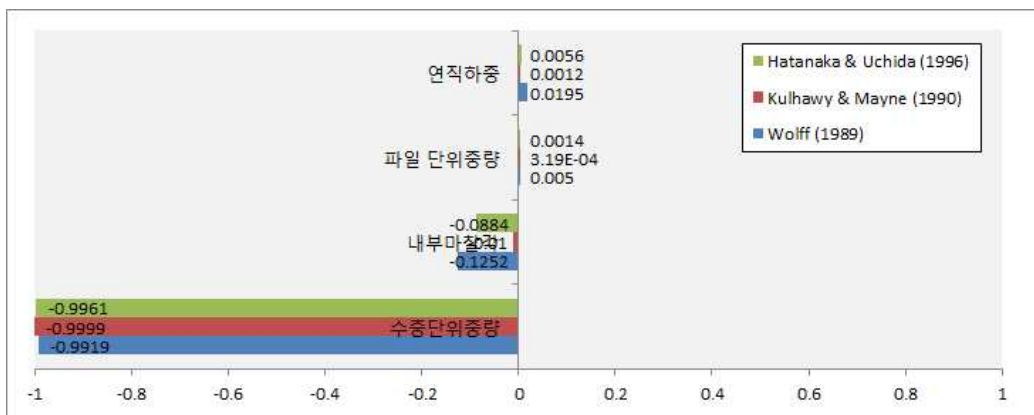


그림 5.9 석션버켓기초와 지반 일체거동 시 연직지지력 민감도분석 결과

- 석션버켓기초와 지반 분리거동 시 연직지지력

표 5.16 석션버켓기초와 지반 일체거동 시 연직지지력 신뢰성해석 결과

구 분	신뢰도지수 ( $\beta$ )	과괴확률 ( $P_f$ )
Case-I	1.9558	$2.52 \times 10^{-2}$
Case-II	4.6653	$1.54 \times 10^{-6}$
Case-III	3.0221	$1.3 \times 10^{-3}$

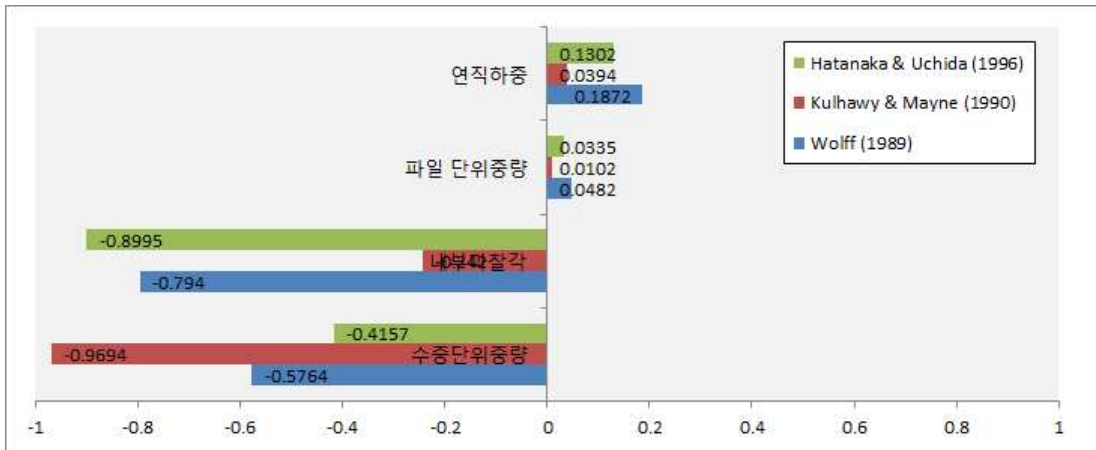


그림 5.10 석션버켓기초와 지반 분리거동 시 연직지지력 민감도분석 결과

- 수평지지력

표 5.17 석션버켓기초 수평지지력 신뢰성해석 결과

구 분	신뢰도지수 ( $\beta$ )	과괴확률 ( $P_f$ )
Case-I	3.8799	$5.22 \times 10^{-5}$
Case-II	4.4534	$4.23 \times 10^{-6}$
Case-III	4.1895	$1.4 \times 10^{-5}$

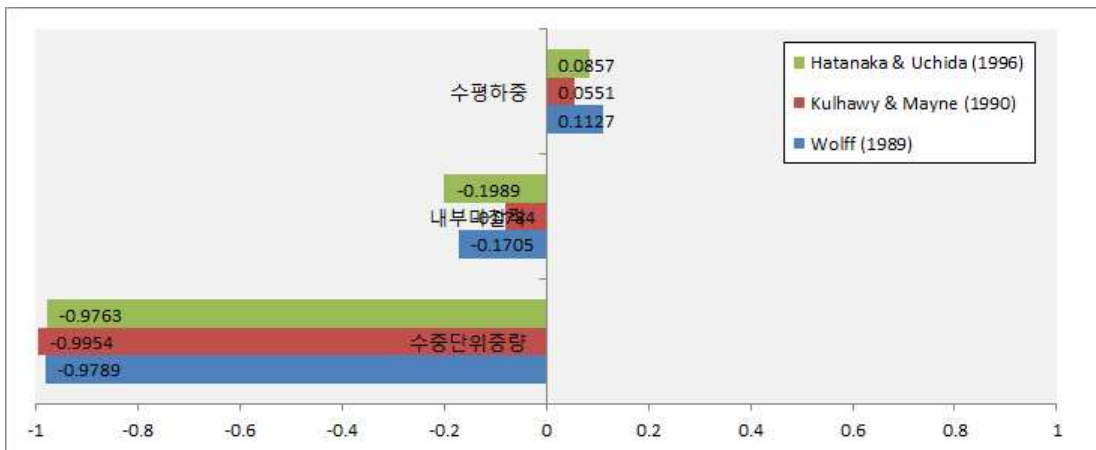


그림 5.11 석션버켓기초 수평지지력 민감도분석 결과

## 주 의

1. 이 보고서는 한국해양과학기술원에서 수행한 주요사업의 연구결과보고서입니다.
2. 이 보고서 내용을 발표할 때에는 반드시 한국해양과학기술원에서 수행한 주요사업의 연구결과임을 밝혀야 합니다.
3. 국가과학기술 기밀유지에 필요한 내용은 대외적으로 발표 또는 공개하여서는 안됩니다.