

현안과제 2011-1

제주지역 대규모 해상풍력발전 시범단지 조성방안 기초 연구

고태호 · 김일환 · 임정현



발 간 사

제주도는 예로부터 바람, 돌, 여자가 많아 삼다도(三多島)라 불리었습니다. 이 중 바람은 최근의 기후온난화 및 고유가 시대를 맞이하여 제주의 부가가치를 높일 수 있는 유용한 자원으로 부각되고 있습니다. 왜냐하면 바람을 이용한 풍력발전은 석유를 대체할 공해 없는 신재생 에너지 중에서도 비교적 경제성이 우수한 것으로 평가받고 있기 때문입니다.

이러한 풍력자원을 활용하기 위해 제주지역에는 9개소에 이르는 육상풍력발전단지(2010년 기준)가 조성·운영되고 있습니다. 그러나 육상풍력발전단지가 야기하는 소음, 경관훼손 등의 문제는 제주지역 풍력발전 확대에 걸림돌로 작용하고 있는 실정입니다. 그렇다면 이를 극복할 수 있는 대안은 무엇인가? 이에 대한 답으로 본 연구는 해상풍력발전단지의 유용성에 주목하고, 대규모 해상풍력발전단지 조성에 필요한 기초연구를 수행하였습니다.

구체적으로 본 연구는 국내외 해상풍력발전 관련 단지 조성 및 기술개발 동향을 검토하고, 제주 해안의 풍황조사를 토대로 해상풍력발전시범단지 개략 설계를 실시하였습니다. 이와 함께 해상풍력발전시범단지 조성사업의 경제적 타당성을 분석·제시하였습니다. 본 연구는 제주지역의 해상풍력발전시범단지 조성 연구의 시발점으로 의의가 높다고 판단합니다. 아무쪼록 본 연구가 향후 제주지역이 해상풍력발전의 메카로 자리매김하는 데 유용한 자료로 활용되길 기대합니다.

2011년 3월

제주발전연구원
원장 양 영 오

요 약

- 제주지역은 풍부한 풍속자원을 기반으로 한 육상풍력발전사업이 비교적 활발하게 이루어지고 있음
- 그러나 육상풍력발전은 소음, 경관훼손 등의 문제를 야기하는 바, 이는 제주지역 풍력발전사업 확대에 있어 한계로 작용하고 있음
- 이에 본 연구는 최근 육상풍력발전의 문제점을 극복하기 위한 대안으로 제시되고 있는 해상풍력 발전을 활용하기 위한 시범단지 조성 방안을 수립함
 - 구체적으로 국내외 해상풍력발전 관련 단지 조성 및 기술 개발 동향 검토, 제주 해안의 풍황 조사 및 단지 개략 설계, 조성 후보지별 경제적 타당성 분석, 단지 조성 전략 수립 등을 실시함
- 본 연구에서 제시하고 있는 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성 방안을 요약하여 제시하면 다음과 같음
 - 해상풍력발전시범단지 조성 지역은 전문가 의견을 수렴하여 제주 구좌읍 행원 해상(동북부 지역), 한림읍 한림 해상(서북부 지역), 대정읍 가파도 해상(서남부 지역), 표선읍 표선 해상(동남부 지역)에 조성되는 것을 가정함
 - 각 조성 후보지별 풍황조사를 토대로 단지 개략 설계를 실시하였으며, 조성시의 발전용량을 구체적으로 분석함
 - 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 개략 설계 및 발전용량 분석 결과를 제시하면 다음과 같음

<표 1> 조성후보지별 개략 설계 및 발전용량 분석 내역

구분	조성 후보지			
	구좌	한림	대정	표선
연 평균 풍속 (m/sec)	8.40	7.70	8.70	8.01
평균 풍력에너지 밀도(W/m ²)	691.0	506.0	755.0	531.0
주 풍향 (평균풍속/빈도)	WNW (20.6%)	E (29.8%)	N (23.5%)	N (61.2%)
조성 규모 (설비용량)	102MW 201MW 300MW	102MW 201MW 300MW	102MW 201MW 300MW	102MW 201MW
연간 순발전용량 (MWh)	373,571.6 705,905.2 1,053,063.2	382,276.4 749,682.3 1,104,750.2	383,859.8 762,826.3 1,152,712.9	389,305.0 770,669.0

주1) 연 평균 풍속, 평균 풍력에너지 밀도, 주 풍향은 실제 조성 후보지별 풍향조사 결과를 토대로 해상풍력발전기 허브 설치 지점(지상 84m)의 풍향을 추정한 결과임

주2) 해상풍력발전시범단지의 풍력발전기종은 덴마크 Vestas사의 해상풍력용 V112 3MW 을 이용함

주3) 풍력발전기 이격거리는 주풍향 방향의 경우 780m, 이외 방향의 경우 560m로 설정함

- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 발전시스템 설계 및 발전량 분석 결과를 토대로 경제적 타당성을 분석함

· 계통연계비용 지원 여부, 계통한계가격(SMP) 기준 가격, 탄소배출권(CER) 거래 여부에 따라 총 8가지의 시나리오를 설정함¹⁾

1) ·계통연계비용은 해상의 발전설비와 육상의 변전설비를 연계하는 전력케이블의 설치 및 변전설비의 확충에 소요되는 비용으로, 이에 대한 정부 지원 여부를 시나리오 구분 기준으로 설정함
·계통한계가격(SMP)은 전력판매수의 계산에 이용되는 단가로, 일반발전기(원자력, 석탄 외의 발전기)의 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격(원/kWh)으로, 2010년 기준 제주지역 및 전국 SMP 평균 가격을 시나리오 구분 기준으로 설정함
·탄소배출권(CER)은 온실가스 감축실적에 따라 획득되는 것으로, 이의 거래 여부를 시나리오 구분 기준으로 설정함

- 각 시나리오별·경제성 평가 지표별로 가장 경제적 타당성이 높은 조성단지를 제시하면 다음과 같음

<표 2> 경제적 타당성 분석 결과 종합

연번	시나리오	NPV	B/C ratio	IRR
	가정			
1	계통연계비용 지원 제주 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
2	계통연계비용 지원 전국 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW 표선 102MW 표선 201MW	대정 300MW
3	계통연계비용 미지원 제주 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
4	계통연계비용 미지원 전국 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
5	계통연계비용 지원 제주 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW 표선 102MW 표선 201MW	대정 300MW
6	계통연계비용 지원 전국 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW 표선 201MW	대정 300MW 표선 201MW
7	계통연계비용 미지원 제주 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
8	계통연계비용 미지원 전국 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW

- 해상풍력발전사업의 경제성, 주민수용성, 경관, 현 기술개발 수준을 고려한 수심 30m 이내 단지 개발 가능 면적 등을 고려하여 전문가 의견 수렴 결과를 토대로 단계별로 조성 계획을 수립함
 - 이외에도 자금 확보 가능성, 정부의 해상풍력발전사업 관련 정책 및 SmartGrid 사업과의 연계성 등을 고려함
 - 구체적으로 구좌 또는 대정 100MW(시범단계 2012~2014), 구좌 및 대정지역 400MW(정착단계, 2015~2019), 한림 및 표선지역 각각 100MW(확산단계, 2020~2025)의 해상풍력발전시범단지를 조성하는 것이 적합한 것으로 평가함
 - 한림 및 표선지역 해상풍력발전단지(100MW)는 향후 기술 개발을 통한 경제성 확보가 가능할 경우 추진함
 - 향후 주민 수용 여부, 해양환경 훼손, 전력계통연계 상의 문제, 경관 등을 고려하여 좀 더 세밀한 평가가 실시될 경우, 조성 후보지 및 개발용량은 달라질 수 있음

<목 차>

I. 서론	1
1. 연구의 배경 및 목적	1
2. 연구의 방법 및 과정	3
II. 국내외 해상풍력발전 관련 현황	6
1. 국내 해상풍력발전 현황	6
1.1. 국내 해상풍력발전단지 조성 현황	6
1.2. 국내 해상풍력발전 기술 개발 동향	10
1.3. 국내 풍력발전사업 관련 지원 정책	12
2. 국외 해상풍력발전 관련 현황	14
2.1. 국외 해상풍력발전단지 조성 현황	14
2.2. 국외 해상풍력발전 기술 개발 동향	21
2.3. 국외 풍력발전에 대한 지원 정책	29
3. 시사점	32
III. 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성방안	33
1. 해상풍력발전시범단지 조성 지역 선정 및 풍황조사	33
2. 해상풍력발전시범단지 개략 설계	46
3. 해상풍력발전시범단지 발전용량 추정	50

IV. 제주지역 해상풍력발전시범단지의 타당성 분석	62
1. 비용편익분석의 개요	62
1.1. 비용편익분석의 과정	63
1.2. 경제성 평가 지표	66
2. 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용편익분석	68
2.1. 사업의 정의	68
2.2. 분석 체계 수립	70
2.3. 분석 시나리오의 설정	78
2.4. 분석 결과	80
V. 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성 전략	94
1. 제주지역 해상풍력발전 사업 전망	94
2. 제주지역 해상풍력발전시범단지 개발 전략	95
2.1. 해상풍력발전시범단지 조성 후보지 및 개발 용량 산정	95
2.2. 해상풍력발전단지 추진 계획	97
【참고문헌】	101

< 표 목차 >

<표 1-1> 지역별 풍력발전설비 현황	1
<표 2-1> 국내 해상풍력발전 시스템 개발업체 현황(2010년 기준)	11
<표 2-2> 신재생에너지 보급지원사업	12
<표 2-3> 신재생에너지 기반조성사업	13
<표 2-4> 세계의 해상풍력 발전 현황(2007~2009)	14
<표 2-5> 해상풍력발전 선도업체의 기술 개발 현황	26
<표 2-6> 해상풍력발전 관련 업체 실적	27
<표 2-7> 국가별 해상풍력발전차액 지원 사례	29
<표 2-8> 국외 신재생에너지(풍력) 발전에 대한 지원 정책	31
<표 3-1> 시범단지 조성 후보지별 풍황조사 결과	39
<표 3-2> 시범단지 조성 후보지별 풍력자원 추정 결과(84M 높이)	45
<표 3-3> 제주지역 해상풍력발전시범단지 개략 설계 내역	49
<표 3-4> 구좌지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율	51
<표 3-5> 한림지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율	54
<표 3-6> 대정지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율	57
<표 3-7> 표선지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율	60
<표 4-1> 해상풍력발전시범단지 설비용량 및 연간발전량	69
<표 4-2> 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용과 편익 항목	71
<표 4-3> 비용 항목별 산출산식 및 내용	72

<표 4-4> 편익 항목의 산출산식 및 내용	76
<표 4-5> 분석 시나리오의 구성	79
<표 4-6> 시나리오 1에 따른 비용편익분석 결과	81
<표 4-7> 시나리오 2에 따른 비용편익분석 결과	82
<표 4-8> 시나리오 3에 따른 비용편익분석 결과	84
<표 4-9> 시나리오 4에 따른 비용편익분석 결과	85
<표 4-10> 시나리오 5에 따른 비용편익분석 결과	87
<표 4-11> 시나리오 6에 따른 비용편익분석 결과	88
<표 4-12> 시나리오 7에 따른 비용편익분석 결과	90
<표 4-13> 시나리오 8에 따른 비용편익분석 결과	91
<표 4-14> 경제적 타당성 분석 결과 종합	93
<표 5-1> 제주도 해상풍력발전 추진 계획	99

< 그림 목차 >

(그림 1-1) 연구의 과정 및 방법	5
(그림 2-1) 정부의 해상풍력 추진 로드맵	8
(그림 2-2) 정부의 서남해안 해상풍력발전단지 조성 배치도	9
(그림 2-3) 영국 Scroby Sands 해상풍력발전단지	15
(그림 2-4) 덴마크 Middelgrunden 해상풍력발전단지 배치도	16
(그림 2-5) 덴마크 Middelgrunden 해상풍력발전단지	16

(그림 2-6) 덴마크 Horns Rev의 배치도	17
(그림 2-7) 덴마크 Horns Rev 풍력발전단지	18
(그림 2-8) 덴마크 Nysted 해상풍력발전단지	18
(그림 2-9) 덴마크 Nysted 해상풍력발전단지 건설	19
(그림 2-10) 네덜란드 Q7-WP 해상풍력발전단지	20
(그림 2-11) 스웨덴 Lillgrund 해상풍력발전단지	20
(그림 2-12) 주요 업체 제품개발 현황(2010년)	28
(그림 3-1) 제주 인근 해상지역의 풍향 실측용 마스터 위치	34
(그림 3-2) 구좌지역 풍력자원 특성	35
(그림 3-3) 한림지역 풍력자원 특성	36
(그림 3-4) 대정지역 풍력자원 특성	37
(그림 3-5) 표선지역 풍력자원 특성	38
(그림 3-6) 구좌지역의 WAsP interface를 통한 84m 풍향분석	41
(그림 3-7) 한림지역의 WAsP interface를 통한 84m 풍향분석	42
(그림 3-8) 대정지역의 WAsP interface를 통한 84m 풍향분석	43
(그림 3-9) 표선지역의 WAsP interface를 통한 84m 풍향분석	44
(그림 3-10) 제주 해상풍력발전시범단지 조성 후보지	46
(그림 3-11) 풍력발전시스템 건설지점의 선정 절차	48
(그림 3-12) 구좌 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도	52
(그림 3-13) 구좌 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도	52

(그림 3-14) 구좌 해상풍력발전단지의 300MW 풍력발전기 배치도	53
(그림 3-15) 한림 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도	55
(그림 3-16) 한림 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도	55
(그림 3-17) 한림 해상풍력발전단지의 300MW 풍력발전기 배치도	56
(그림 3-18) 대정 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도	58
(그림 3-19) 대정 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도	58
(그림 3-20) 대정 해상풍력발전단지의 300MW 풍력발전기 배치도	59
(그림 3-21) 표선 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도	61
(그림 3-22) 표선 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도	61
(그림 4-1) 비용편익분석의 과정	63
(그림 5-1) 제주지역 해상풍력발전단지 조성지역 및 가능용량	97

I. 서론

1. 연구의 배경 및 목적

- 제주지역은 풍부한 풍속자원을 가지고 있어 풍력발전사업이 활발하게 이루어지고 있는 지역 중의 하나임
- 2010년 12월 현재 전국 29곳의 풍력발전소 중 9곳이 제주지역에 위치하고 있음

<표 1-1> 지역별 풍력발전설비 현황

지역	개소	발전소명	지역	개소	발전소명
부산	1	고리	전북	2	전북, 새만금
인천	1	영흥	전남	1	신안
울산	1	현충	경북	4	울릉도, 포항, 영덕, 영양
경기	2	누에섬, 시화-방이머리	제주	9	행원, 한경, 신창, 월정, 성산1, 성산2, 삼달, 김녕, 월령
강원	8	대관령, 매봉산, 강원, 양양, 대기, 태기산, 용대, 영월	계	29	-

자료: 한국풍력산업협회(<http://www.kweia.or.kr/>)

- 그러나 현재 육상풍력이라는 특성으로 인해 소음, 경관훼손 등의 문제가 제기되고 있는 실정임
- 육상풍력발전단지 조성시 조성지 인근 주민의 반발 및 환경단체의 반대가 발생하고 있음

- 최근 이러한 문제점을 극복하기 위한 대안으로 해상풍력을 이용한 풍력발전단지가 제시되고 있음
 - 육상풍력발전에서 해상풍력발전으로의 전환은 세계적인 추세라고 할 수 있음
 - 세계 각국은 해상풍력발전 관련 기술 개발 계획을 수립하고 있으며, 2015년 세계 해상풍력발전단지 조성 규모는 약 6.2GW 규모에 이를 것으로 전망되고 있음
- 제주지역의 경우, 섬이라는 지리적 여건을 감안할 때 해상풍력발전단지의 조성 가능성이 높은 것으로 판단됨
- 단, 이러한 해상풍력발전단지 조성에는 막대한 사업비가 소요되는바, 효과적인 사업 시행을 위해서는 사전에 조성방안에 대한 구체적인 전략을 수립할 필요가 있음
- 이러한 맥락에서 본 연구는 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성을 위한 국내외 해상풍력 기술 개발 동향 고찰, 발전시스템 설계방안 수립, 경제적 타당성 분석 등을 실시하고자 함
- 이에 본 연구의 목적을 구체적으로 제시하면 다음과 같음
 - 제주지역에 적합한 해상풍력발전 방안 및 시범단지 조성계획 수립을 위해 국내외 해상풍력발전 기술 개발 동향 및 발전 시스템 현황 등을 고찰함
 - 제주지역 해상풍력발전시범단지의 구체적인 발전시스템을 설계하고, 설계된 발전시스템 하에서의 발전량 등을 분석함
 - 발전량 분석 결과를 토대로 제주지역 해상풍력발전시범단지의 경제적 타당성을 평가하기 위한 비용편익분석을 실시함

2. 연구의 방법 및 과정

- 본 연구는 국내외 해상풍력발전 관련 현황 조사를 토대로 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성방안을 수립하고, 이에 대한 경제적 타당성을 검토하는 데 그 목적이 있음
- 구체적인 연구의 방법 및 과정은 다음과 같음

□ 국내외 해상풍력발전 기술 개발 동향 및 발전시스템 현황 고찰

- 국내외 해상풍력발전단지의 조성 현황을 구체적으로 살펴봄
- 해상풍력발전 관련 선진지역인 독일, 덴마크 등 유럽 국가 및 국내의 해상풍력발전 기술 개발 동향을 고찰함
- 이와 함께 국내외 해상풍력발전단지에 대한 지원제도 및 관련정책을 조사·분석함

□ 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성방안 수립

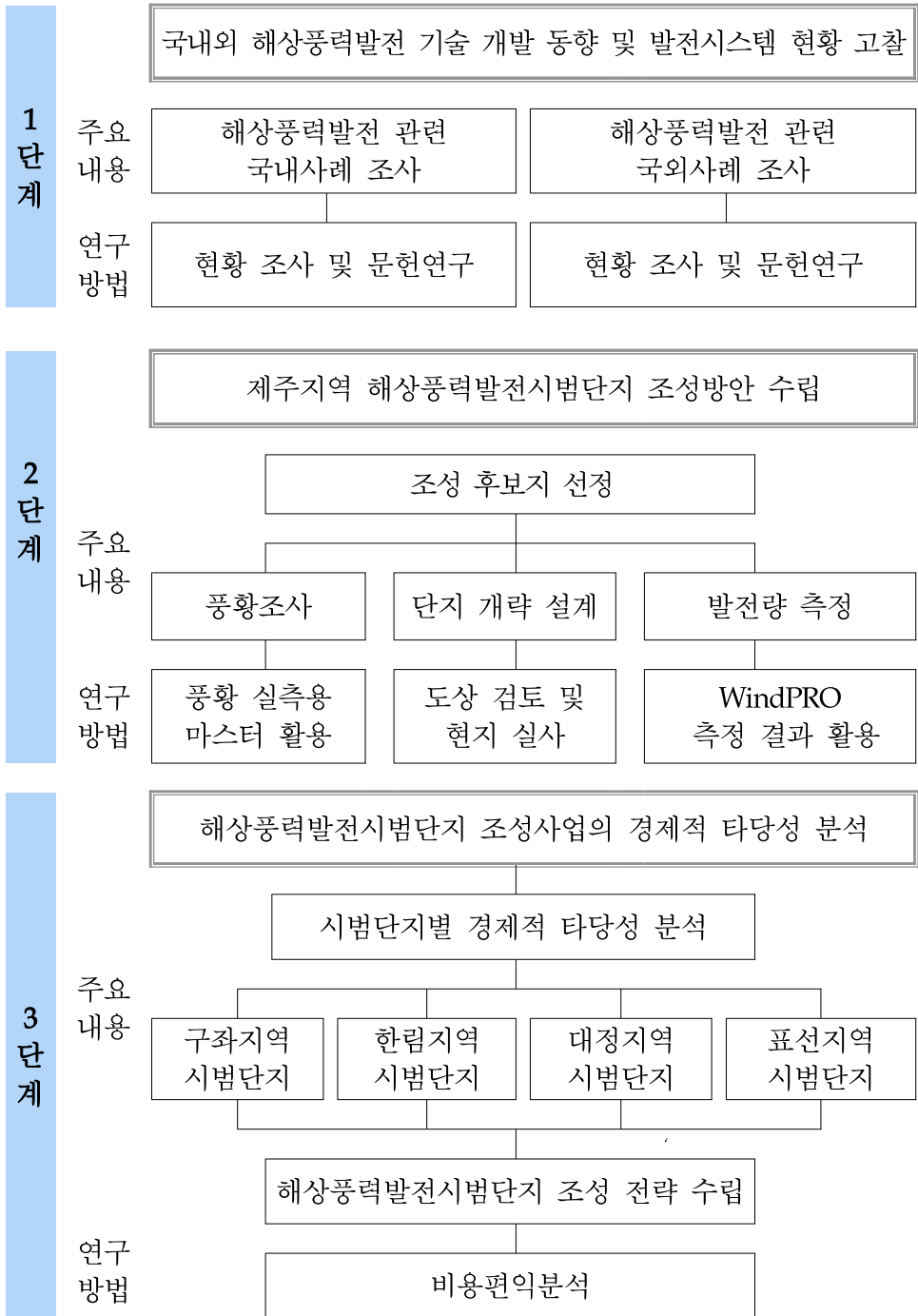
- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 풍황조사를 실시하고, 이를 토대로 단지 개략 설계를 실시함
 - 각 시범단지 조성 후보지별 발전시스템을 구체적으로 설계하고 발전량을 분석함
 - 단지 설계 및 발전량 분석은 WindPRO 등의 모듈을 이용하여 실시함

□ 해상풍력발전시범단지 조성사업의 경제적 타당성 분석

- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 발전시스템 설계 및 발전량 분석 결과를 토대로 경제적 타당성 분석을 실시함
- 해상풍력발전시범단지 조성 및 운영에 따른 비용편익분석을 토대로 경제적 타당성을 판단함
 - 시범단지 조성 후보지별 설비용량을 토대로 산출한 사업비 규모와 발전용량에 따른 전력판매수익 등을 종합적으로 고려하여 비용편익분석을 실시함
 - 시나리오를 설정하여 분석 항목의 변화가 사업의 경제성에 어떠한 영향을 미치는지를 구체적으로 분석함

□ 제주지역 해상풍력발전시범단지 개발 전략 수립

- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 풍황조사 및 경제적 타당성 분석 결과 등을 토대로 해상풍력발전시범단지 조성 전략을 수립함
- 비교우위에 있는 조성 후보지 등을 선정하고, 구체적인 개발 전략을 수립함
- 이를 그림으로 도식화하면 다음과 같음



(그림 1-1) 연구의 과정 및 방법

II. 국내외 해상풍력발전 관련 현황

- 여기에서는 국내외 해상풍력발전 기술 개발 동향 고찰 및 발전 시스템 현황 등을 고찰함
 - 구체적으로 국내외 해상풍력발전단지 조성 현황, 해상풍력발전 기술 개발 동향, 풍력발전에 대한 지원 정책을 고찰함

1. 국내 해상풍력발전 현황

- 여기에서는 국내 해상풍력발전단지 조성 현황, 해상풍력발전 기술 개발 동향, 풍력발전에 대한 정부 지원정책 등을 구체적으로 살펴봄

1.1. 국내 해상풍력발전단지 조성 현황

- 정부는 「해상풍력 추진 로드맵」에 의거하여 서남해안에 2,500MW 규모의 대규모 해상풍력발전단지를 단계적으로 조성할 계획임
 - 지식경제부는 2010년 11월 세계 3대 해상풍력강국으로의 도약을 목표로 하는 해상풍력 추진 로드맵을 발표함
 - 해상풍력 추진 로드맵은 해상풍력발전 운영경험(Track Record)을 확보하여 확대 추세에 있는 세계 해상풍력발전 시장을 선점하기 위한 단계적 추진계획을 제시하고 있음
- 해상풍력발전단지 조성지역은 풍황, 수심 등에 대한 조사 결과를 토대로 서남해안의 부안-영광지역을 선정함
 - 우리나라 해상에 대한 풍황, 수심, 계통연계조건, 해안 및 변전소와의 이격 거리, 확장성 등에 대한 조사 결과를 토대로 최종 선정함

- 부안-영광지역 해상의 바람등급은 6.9~7.5m/s 수준의 Class 3으로, 수심은 20m 이내, 변전소와의 이격 거리는 15km로 조사되어, 300MW 이상의 대규모 해상풍력발전단지 개발이 가능할 것으로 예측되고 있음
- 해상풍력발전단지는 구체적으로 실증단지 조성, 시범단지 확대, 발전단지 조성 등 2019년까지 3단계 사업으로 추진될 예정임
 - 1단계 사업으로 2013년까지 100MW(5MW급 20기) 규모의 국산 해상풍력발전기 실증단지를 조성할 계획임
 - 2단계 사업으로 2016년까지 900MW(5MW급 180기) 규모의 해상 풍력발전시범단지를 조성할 계획임
 - 3단계 사업으로 2019년까지 1,500MW(5MW급 300기) 규모의 해상 풍력발전단지를 추가 조성할 계획임
- 해상풍력발전단지의 사업 규모는 총 92,590억원(1단계 6,036억원, 2단계 30,254억원, 3단계 56,300억원)으로, 정부는 해상구조물 등 기술개발에 290억원을 지원할 예정임
 - 이외에 발전기 개발·설치, 지지구조물 설치, 계통연계 등에 대한 사업비는 민간투자를 통해 확보할 예정임
- 이러한 「해상풍력 추진 로드맵」에 따른 해상풍력발전단지 조성사업의 추진 일정은 다음과 같음

해상풍력 추진로드맵

단계별추진

	1 실증	2 시범단지	3 확산
목적	<ul style="list-style-type: none"> • Test Bed 구축 • Track Record 확보 • 단지설계기술 확보 	<ul style="list-style-type: none"> • 운영기술 확보 • 상업적 가능성 검증 	<ul style="list-style-type: none"> • 비용절감 • 대규모 단지 개발 • 상업적 운영
규모	• 100MW (5MW X 20기)	• 900MW (5MW X 180기)	• 1,500MW (5MW X 300기)
일정	• '11 ~ '13년(3년)	• '14 ~ '16년(3년)	• '17 ~ '19년(3년)
재원	<ul style="list-style-type: none"> • R&D, 사업비(6,036억원) • 정부·민간 	<ul style="list-style-type: none"> • R&D, 사업비(3조 254억원) • 정부·민간 	<ul style="list-style-type: none"> • 사업비(5조 6,300억원) • 민간

※ 인허가 지원, 민원해소 등 사업의 원활한 추진을 위해 인근 지역경제 활성화와 연계

세부추진계획

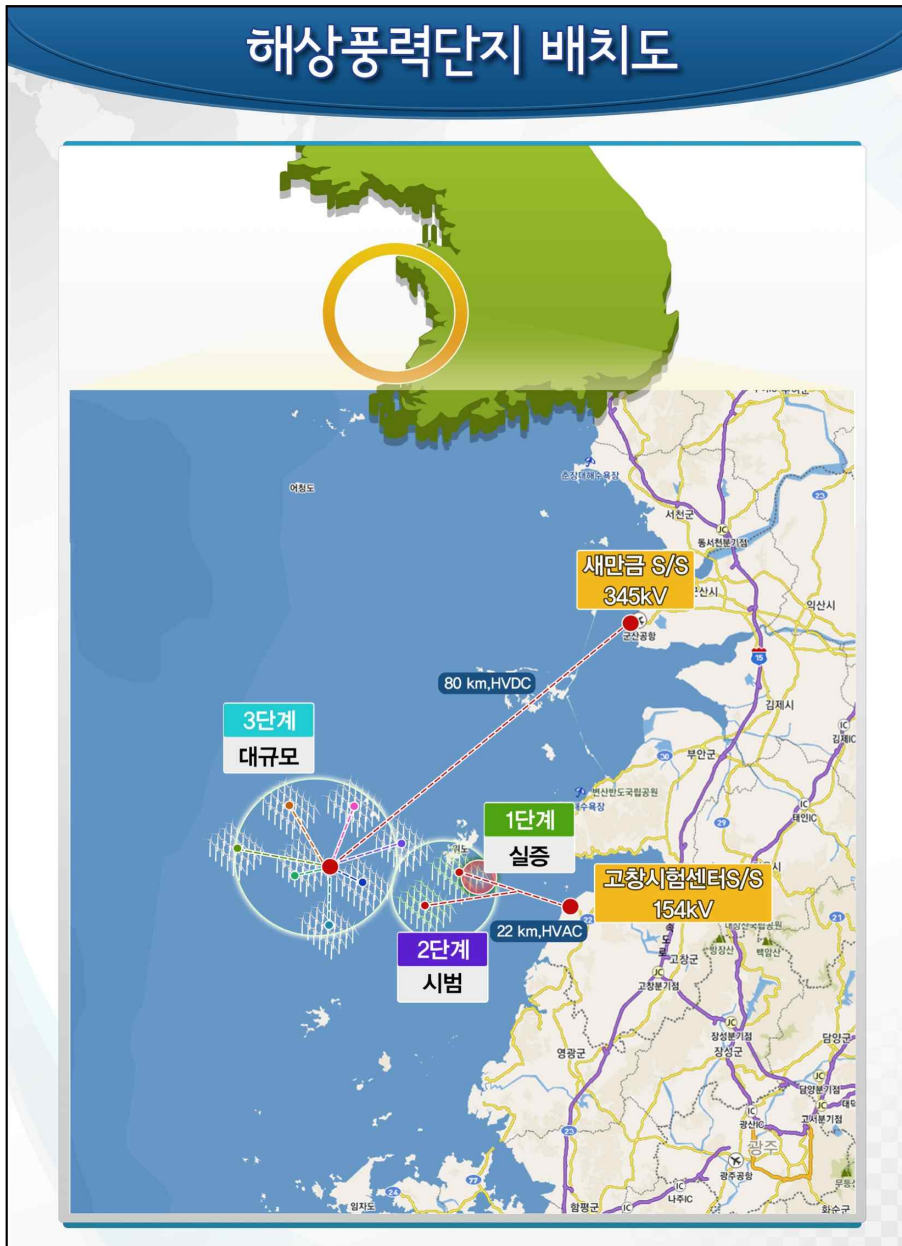
추진단계	1단계			2단계			3단계		
	11년	12년	13년	14년	15년	16년	17년	18년	19년
개발목표	실증단지(100MW)			시범단지(900MW)			확산(Multi GW)		
풍력터빈	기기요건 정의	설계/제작/설치		제작/설치			제작/설치		
계통연계(HVAC)	설계/인허가	제작/설치 (2회선, 600MW)					제작/설치		
계통연계(HVDC)	HVDC 기술개발(1.9GW, 2회선)			설계/인허가			제작/설치		
자원평가	해상기상탑 모니터링/분석	자원평가/風기상분석							
단지발굴/설계	부지조사/예상부지 공표 /2단계 단지설계			3단계 단지설계					
지지구조물	설계요건 개발	설계/제작/설치		설계/제작/설치			설계/제작/설치		
환경영향평가	해상풍력 환경영향 분석			EIA/인허가	모니터링		EIA/인허가	모니터링	
운영기술	SCADA/CMS 개발			SCADA 구축/운영			SCADA 구축/운영		

• SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition, 원격감시제어시스템 • CMS : Condition Monitoring System, 상태감시시스템
* EIA : Environmental Impact Assessment, 환경영향평가

자료: 지식경제부(2010), 해상풍력 추진 로드맵

(그림 2-1) 정부의 해상풍력 추진 로드맵

- 「해상풍력 추진 로드맵」에 따른 서남해안 해상풍력발전단지의 배치도는 다음과 같음



자료: 지식경제부(2010), 해상풍력 추진 로드맵

(그림 2-2) 정부의 서남해안 해상풍력발전단지 조성 배치도

1.2. 국내 해상풍력발전 기술 개발 동향

- 국내 해상풍력발전 기술 개발은 육상풍력발전에 비해 초기 단계라고 할 수 있음
 - 「대체 에너지 기술 개발 촉진법」에 의거하여 국내 풍력발전시스템에 대한 체계적인 기술 개발이 이루어짐
 - 육상풍력발전 시스템과 관련하여 효성중공업(750kW·2MW급), 현대중공업(1.6MW급), 삼성중공업(2.5MW급), 유니슨(750kW·2MW급), 한진산업(1.5MW·2MW급) 등의 기업이 개발 사업을 추진하고 있음
- 현재 해상풍력발전 시스템 관련 기술 개발이 이루어지고 있으나, 단지 설계 기술, 운영 및 유지보수 기술 등에 관한 기술 개발은 이루어지지 않고 있음
 - 해상풍력발전 시스템 개발업체는 두산중공업, 삼성중공업, 효성중공업 등이 있음
 - 두산중공업의 경우, 3MW급 해상풍력발전 시스템을 개발하여 제주 해상에서 실증시험을 추진하고 있음
 - 개별 업체의 해상풍력발전 시스템 개발 현황을 제시하면 다음과 같음

<표 2-1> 국내 해상풍력발전 시스템 개발업체 현황(2010년 기준)

업체명	설비용량	주요내용
현대중공업	5MW	·AMSC(American Superconductor Cooperation)와 기술 제휴하여 2012년 초에 신규모델 설치 추진 중
삼성중공업	5MW	·영국과의 기술 제휴로 설계 중 ·2014년 신규 모델 설치 추진 중
효성중공업	5MW	·정부자금을 지원받아 개발 중

자료: Wind Power Journal(2010), 가을호

- 풍력발전시스템 이외의 블레이드, 풍력타워, 관련 부품 등 풍력발전 관련 기술 개발 업체 현황은 다음과 같음
 - KM은 국내 최초로 2MW급 블레이드를 개발하였으며, 현재 실증 단계에 있음
 - 한국화이바 또한 블레이드 개발 사업을 추진하고 있음
 - 동국 S&C와 CS Wind는 중대형 풍력타워를 생산·수출하고 있음
 - 평산(rotor shaft, 플렌지), 현진소재(main shaft), 태웅(main shaft) 등이 풍력발전 관련 단조부품을 생산하고 있음

1.3. 국내 풍력발전사업 관련 지원 정책

- 우리나라의 풍력발전사업과 관련한 지원은 신재생에너지 관련 지원 정책에 포함되어 수행되고 있는 바, 여기에서는 우리나라 신재생에너지 관련 지원 정책을 구체적으로 살펴보고자 함
- 정부(제3차 신재생에너지 기본계획)는 2008~2030년 국내 총 에너지의 11%를 신재생에너지로 충당하는 것을 목표로, 보급지원에 100조원, R&D 지원에 11.5조원 등 총 111.5조원을 투자할 계획임
 - 신재생에너지 보급지원사업과 관련한 지원 제도에는 용가지원, 일반보조사업, 그린홈 100만호사업, 지방보급사업 등이 있음
 - 이에 대한 구체적인 내용은 다음과 같음

<표 2-2> 신재생에너지 보급지원사업

구분	지원내역
용가지원	·예특자금으로 신재생에너지 설비생산 및 운전자금 지원 ·전력기반자금으로는 신재생에너지 설치자금 지원
일반보조사업	·상용화된 신재생에너지 설비에 대하여 자가용으로 사용하는 경우 설치비용 최대 50% 지원
그린홈 100만호사업	·2020년까지 신재생에너지 100만호 보급을 목표로 추진 ·태양광, 소형풍력 3kW이하/호 50%까지 무상지원
지방보급사업	·기반구축사업: 100% 지원(교육, 홍보, 타당성 사업) ·시설보조사업: 70%이내 지원

자료: 지식경제부(2008), 제3차 신재생에너지 기본계획(2008~2030)

- 신재생에너지 기반조성사업과 관련한 지원 제도에는 인증제도, 발전차액제도(Feed In Tariff, FIT), 전문기업제도, 설치의무화사업 등이 있음

- 이 중 발전차액제도는 2012년부터 신재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standards, RPS)로 전환될 예정임
- 신재생에너지 공급의무화제도는 일정 규모 이상의 발전사업자가 총발전량의 일정 비율 이상을 신재생에너지 전력으로 공급토록 의무화하는 제도임
- 여기서 신재생에너지 전원별 공급인증서 가중치²⁾를 육상풍력(1)에 비해 해상풍력(1.5~2)에 높게 부여하여 해상풍력발전사업의 활성화를 유도하고 있음
- 이에 대한 구체적인 내용은 다음과 같음

<표 2-3> 신재생에너지 기반조성사업

구분	지원내역
인증제도	· 신재생에너지 개발, 이용, 보급 촉진법 제13조에 따라 신재생에너지 설비의 보급촉진을 위하여 일정기준 이상의 신재생에너지 설비에 대하여 인증하는 제도
발전차액제도 (Feed In Tariff, FIT)	· 10kW 이상 풍력발전설비에 대하여 15년간 107.29원으로 구매 · 지원한계용량은 1,000MW → 현재 300MW 설치 · 태양광 500MW, 연료전지 50MW · 매년 2%씩 지원금액 감소 · 2012년부터 RPS 제도로 전환
전문기업제도	· 신재생에너지설비에 대한 설치를 전문으로 하는 기업을 등록, 육성하는 제도
설치의무화 사업	· 공공기관이 신축, 증축, 개축하는 연면적 3천㎡ 이상의 건물에 대하여, 총 건축공사비의 5% 이상을 신재생에너지 설치에 투자하도록 의무화하는 제도 · 국가/정부기관, 정부투자기관/출연기관, 지방자치단체 등

자료: 지식경제부(2008), 제3차 신재생에너지 기본계획(2008~2030)

2) 공급인증서 가중치는 물리적인 신재생에너지 발전량 1단위당 공급인증서 발급량으로, 가중치 1인 경우 신재생에너지 발전량 1kWh에 대해 1kWh의 인증서를 발급하며, 가중치 0.5의 경우 신재생에너지 발전량 1kWh에 대해 0.5kWh의 인증서를 발급함

2. 국외 해상풍력발전 관련 현황

- 여기에서는 국외 해상풍력발전단지 조성 현황, 해상풍력발전 기술 개발 동향, 풍력발전에 대한 각 국의 지원정책 등을 구체적으로 고찰함

2.1. 국외 해상풍력발전단지 조성 현황

- 2009년 기준 세계 해상풍력발전 누적 용량은 총 2,100.03MW이며, 대체로 유럽 국가들의 발전 용량이 높은 것으로 나타남
 - 국가별 해상풍력발전 누적용량은 영국(894MW), 덴마크(625.9MW), 네덜란드(240.0MW), 스웨덴(163.3MW) 순으로 나타남

<표 2-4> 세계의 해상풍력 발전 현황(2007~2009)

(단위: MW)

구분	2007		2008		2009	
	기설치된 용량	누적 용량	기설치된 용량	누적 용량	기설치된 용량	누적 용량
벨기에	0.0	0.0	30.0	30.0	0.0	30.0
중국	0.0	0.0	0.0	0.0	63.0	63.0
독일	0.0	60.0	0.0	60.0	60.0	120.0
덴마크	0.0	397.9	0.0	397.9	228.0	625.9
아일랜드	0.0	25.0	0.0	25.0	0.0	25.0
네덜란드	0.0	120.0	120.0	240.0	0.0	240.0
노르웨이	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	2.3
스웨덴	110.0	133.3	0.0	133.3	30.0	163.3
영국	90.0	394.0	194.0	588.0	306.0	894.0
전세계	200	1,130.2	344.0	1,474.2	689.3	2,163.5

자료: BTM Consult ApS(2009), offshore report

- 해상풍력발전 용량이 높은 국가의 대표적인 해상풍력발전단지에 대한 조성 현황을 제시하면 다음과 같음

□ 영국 Scorby Sands 해상풍력발전단지

- 영국 Scorby Sands 해상풍력발전단지(2003년 완공)는 Great Yarmouth 해상(2.3km 지점)에 설비용량 60MW 규모로 조성된 해상풍력발전단지임

- Vestas V80 2MW 풍력발전기 30기가 설치됨



(그림 2-3) 영국 Scorby Sands 해상풍력발전단지

□ 덴마크 Middelgrunden 해상풍력발전단지

- 덴마크 Middelgrunden 해상풍력발전단지는 코펜하겐 해상(2km 지점)에 설비용량 40MW 규모로 조성된 세계 최초의 대형 해상풍력발전단지임



(그림 2-4) 덴마크 Middelgrunden 해상풍력발전단지 배치도

- 1993년~2001년까지 약 9년(환경영향평가 2년)간 4,800만€가 투입되어 공사가 이루어졌으며, Bonus사 2MW급 풍력발전기 20기가 설치됨
- 풍력단지의 총 길이는 3.4km, 부지면적은 20km²이며, 풍력발전기의 설치 간격은 180m임
- 허브높이는 64m, 회전자 직경은 76m이며, 발전기 풀대의 깊이는 4~8m로서 중력식 콘크리트 지지방식을 이용하고 있음

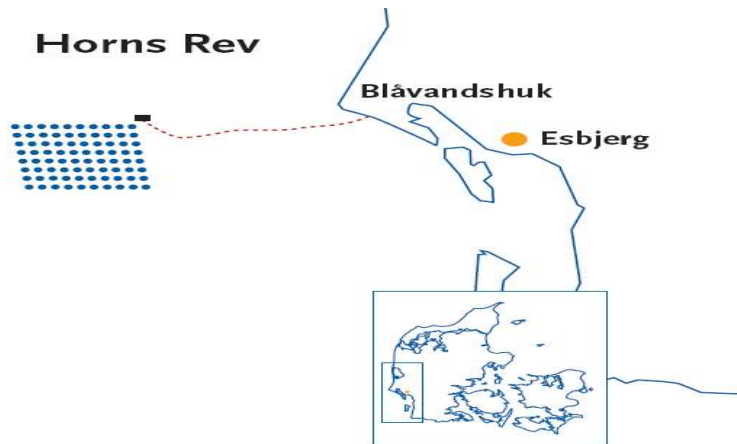


(그림 2-5) 덴마크 Middelgrunden 해상풍력발전단지

- Middlegrunden 해상풍력발전단지의 연간 발전용량은 약 85,000MWh로, 이는 코펜하겐 총 전력 소비량의 3%에 해당하는 수치임

□ 덴마크 Horns Rev I·II 해상풍력발전단지

- 덴마크 Horns Rev I·II 해상풍력발전단지는 2002년 덴마크의 가장 서쪽인 Blåvandshuk의 해안과 북해의 Jutland의 연안(14~20km 지점)에 설비용량 369MW 규모로 조성된 해상풍력발전단지임
- 해당지역의 평균풍속은 10m/s(허브높이 기준), 평균 파고는 1.5m로 해상풍력발전에 적합한 지역으로 평가받고 있음



(그림 2-6) 덴마크 Horns Rev의 배치도

- 1차 사업을 통해 부지면적 20km² 규모에 Vestas 2MW급 풍력발전기 80기(설비용량 160MW, 풍력발전기 설치 간격 560m)가 설치됨
 - 허브높이는 68m, 회전자 직경은 93m이며, 발전기 폴대의 깊이는 9~17m로서 모노파일 지지방식을 이용하고 있음
 - 육지 계통 연계선까지의 총 케이블 길이는 약 70km임
- 2차 사업에서 Siemens 2.3MW급 풍력발전기 93기(설비용량 209MW)가 설치됨



(그림 2-7) 덴마크 Horns Rev 풍력발전단지

- Horns Rev I·II 해상풍력발전단지의 발전용량은 약 35만 가구에 전기를 공급할 수 있는 규모로, 덴마크 전체 전력 소비의 약 2%를 담당하고 있음

□ 덴마크 Nysted 해상풍력발전단지

- Nysted 해상풍력발전단지는 코펜하겐 남동쪽 해상(10km 지점)에 설비용량 165.6MW 규모로 조성된 해상풍력발전단지임



(그림 2-8) 덴마크 Nysted 해상풍력발전단지

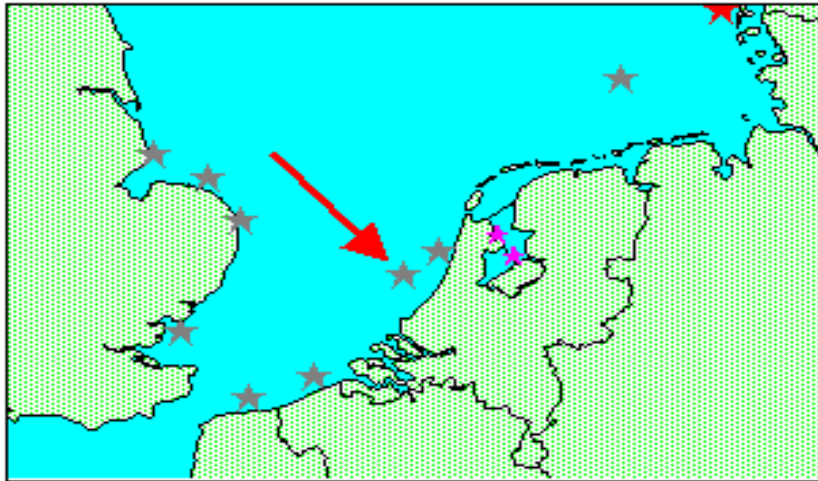
- 부지면적 24km² 규모에 Bonus사 2.3MW급 풍력발전기 72기(풍력발전기 설치 간격 500m)가 설치됨
- 허브높이는 110m, 회전자 직경은 82.4m이며, 발전기 폴대의 깊이는 5~9.5m로서 콘크리트 지지방식을 이용하고 있음



(그림 2-9) 덴마크 Nysted 해상풍력발전단지 건설

□ 네덜란드 Q7-WP 해상풍력발전단지

- 네덜란드 Q7-WP 해상풍력발전단지는 북해 운하의 Ijmuiden항 해상(23km 지점)에 설비용량 120MW 규모로 조성된 해상풍력발전단지임
- Vestas V80 2MW급 풍력발전기 60기(수심 20m 이상)가 설치되었으며, 해당 단지의 발전용량은 125천 가구에 전기를 공급할 수 있는 규모임



(그림 2-10) 네덜란드 Q7-WP 해상풍력발전단지

□ 스웨덴 Lillgrund 해상풍력발전단지

- 스웨덴 Lillgrund 해상풍력발전단지는 스웨덴 남쪽 해안(10km)에 설비용량 110MW 규모로 조성된 해상풍력발전단지임
- Siemens사의 2.3MW급(SWT-2.3-93) 풍력발전기 48기가 설치되었으며, 발전용량은 6만 가구 이상에 전기를 공급할 수 있는 규모임



(그림 2-11) 스웨덴 Lillgrund 해상풍력발전단지

2.2. 국외 해상풍력발전 기술 개발 동향

- 세계적으로 해상풍력발전에 대한 관심이 증가하면서 시장규모 또한 증가하고 있음
 - 신규 조성될 해상풍력발전단지는 2010년까지 1.3GW, 2015년까지 6.2GW 규모가 될 것으로 전망됨
 - 현재 조성된 해상풍력발전단지 규모는 1.3GW이며, 이 중 유럽 지역에 조성된 해상풍력발전단지 규모는 998MW로, 약 78%를 차지하고 있음
 - 현재 해상풍력발전 관련 시장은 유럽을 중심으로 성장하고 있으나 향후 2012년 이후부터는 중국 등 아시아 및 북미지역에서도 관련 시장이 형성될 것으로 전망되고 있음
- 이에 급증하고 있는 해상풍력발전 관련 시장을 선점하기 위해 각국 및 해상풍력발전 관련 기업들은 기술 개발에 집중하고 있는 실정임
- 각 국 및 해상풍력발전 관련 기업들의 기술 개발 동향을 구체적으로 제시하면 다음과 같음

2.2.1. 국가별 해상풍력발전 기술 개발 동향

- EU, 덴마크, 독일, 미국, 일본 등 세계 각국의 해상풍력발전 기술 개발 관련 동향을 구체적으로 제시하면 다음과 같음

□ EU

- EU는 신재생에너지 보급 목표를 2020년 기준 기존 전력 대비 35%로 설정하고 있으며, 이 중 1/3에 해당하는 수준(약 12%)을 풍력 에너지로 보급하는 것을 목표로 하고 있음
- 이를 위해 2020년까지 북해를 중심으로 40GW급의 해상풍력발전단지를 개발할 계획임
 - 해당 풍력발전단지에서 생산된 전력을 유럽 각국에 효과적으로 분배하기 위하여 영국, 독일, 스웨덴 등의 북유럽 7개국을 해저케이블로 연결하는 Super Grid 관련 논의가 이루어지고 있음
- 이와 함께 EU는 다음과 같은 다양한 프로젝트를 통하여 풍력 관련 연구를 진행하고 있음
 - Framework 프로젝트는 기술 영역의 핵심역량 확보 등을 목표로 하는 연구로, 다양한 풍력발전 기술 개발 관련 연구가 진행 중임
 - UpWind는 초대형(8~10MW급) 풍력발전 시스템 설계를 목표로, 기상학 및 시스템 설계 기술을 포함한 관련 기술의 연구를 진행하고 있음

□ 덴마크

- 덴마크는 풍력발전시스템 관련 1위 업체인 Vestas사가 있는 국가로, 다음과 같은 주요 기술 개발 프로젝트를 수행하고 있음
 - 적은 면적에서 보다 많은 발전량을 얻기 위해 기존의 풍력발전기 교체와 관련된 리파워링 프로젝트를 추진하고 있음

- 대형 풍력발전시스템 개발을 위한 기후 상태, 풍력발전기 설계, 전기시스템, 제어 관련 통합 연구 등 다양한 연구를 수행하고 있음
 - Hoevsoere 지역에 테스트 지역을 확보하여 5MW급 이상 대형 풍력발전기 테스트를 실시하고 있음
- EU에서 체결된 대규모 풍력 프로젝트인 UpWind 프로젝트에 덴마크는 8MW~10MW급 대형 풍력발전기 설계, 육상 및 해상 단지 조성 등의 연구 개발에 참여하고 있음
 - 2006년부터 Riso National Laboratory 등을 중심으로 약 38개의 업체 및 연구소가 참여하고 있음

□ 독일

- 독일은 덴마크와 함께 풍력발전 관련 기술이 가장 앞선 나라로 평가받고 있음
- 독일은 향후 최대형(10MW급) 풍력발전기 개발, 해상풍력발전시스템의 유지 보수 용이성 개선, 전체 중량 저감을 위한 시스템 기반 기술 개발, Condition Monitoring³⁾ 관련 기술 개발 등을 추진할 예정이다

3) 풍력터빈 기기들의 상태를 정기적인 측정과 분석을 통해 진동·충격에 의한 상태를 관찰함으로써 보수정비에 대한 판단을 내리고, 기기의 상태를 감시할 수 있는 기술임

- 이외에도 혹한 기후 적응성 개선, 해상풍력 기초 기술 개발, 기존 지지구조의 최적화 및 새로운 구조 개발, 수중 깊이의 최적화 및 심해 설치 방안, 해상풍력 시스템의 수송 및 설치의 최적화 방안 등에도 관심을 갖고 기술 개발 프로젝트를 수행할 계획임

□ 미국

- 미국은 해상풍력 발전 관련 시장의 성장 가능성에 주목하여 해상용 풍력발전기 시장의 진입을 위한 연구를 활발하게 진행하고 있음
 - 현재 보유 기술과 해상용 풍력발전기의 장기적인 원가절감 방안에 대하여 연구를 진행하고 있음
 - 2006년 미국 국립재생에너지연구소는 해상용 풍력발전기의 설계를 위한 시뮬레이터를 개발함
 - 현재 해상풍력발전 모델과 다양한 형태의 기초 구조물에서의 해상용 풍력발전기를 비교하는 작업을 진행 중임
- 이와 함께 미국은 계통연계에 관한 안정성 확보 연구에 관심을 갖고 추진하고 있음

□ 일본

- 일본의 경우 풍력발전 관련 산업 기반은 미약한 편이나, 최근 풍력발전기술 개발에 관심을 갖고 관련 연구개발사업을 추진하고 있음
 - 일본은 1MW급 이상의 풍력발전기를 생산하는 업체가 2개소(미쓰비시중공업, 후지중공업)에 불과함
- 일본은 계통연계 및 태풍, 번개, 언덕 등에서의 강한 돌풍 등에 의해 발생하는 문제에 대한 관심을 갖고 지속적인 연구를 진행하고 있음

- 풍력발전의 변동성으로 인하여 단지 조성에 소극적인 회사들을 참여시키기 위하여 많은 노력을 하고 있음
- 계통 안정도 향상을 위한 배터리 응용 등의 발전 기술 연구도 진행하고 있음
- 2008년부터는 해상 풍력발전에도 관심을 갖고 관련 연구 프로젝트를 진행하고 있음

2.2.2. 기업별 풍력발전 기술 개발 동향

- 세계 해상풍력발전 시장에서 독점적 위치를 차지하고 있는 기업은 덴마크 Vestas사 및 독일 Siemens사 등 유럽지역의 기업임
 - 덴마크의 Vestas사와 독일의 Siemens사가 해상풍력발전 시장의 70%를 과점하고 있음(2010년 기준)
- 이들 기업이 해상풍력발전 기술 개발을 선도하고 있는 상황임
 - Vestas사와 Siemen사는 6MW급 대용량 해상풍력터빈을 개발하여 시험 가동 중에 있음
 - 이외 해상풍력발전 기술 개발 관련 선도업체에는 GE Wind사(미국), REpower사(독일), Enercon사(독일), Windwind사(핀란드) 등이 있음
 - 개별 기업별 해상풍력발전 기술 개발 현황은 다음과 같음

<표 2-5> 해상풍력발전 선도업체의 기술 개발 현황

구분	Vestas (덴마크)	GE Wind (미국)	REpower (독일)	Enercon (독일)	Windwind (핀란드)
개발용량 (MW)	3, 4.5	3.6, 2.5 (PMG)	5	4.5	3
회전자 직경(m)	90, 100, 120	104	126	112	90
출력제어	Geared Variable Pitch	Geared Variable Pitch	Geared Variable Pitch	Geared Variable Pitch	Multibrid Variable pitch
발전기 타입	DFIG	DFIG PMG	DFIG	Syn.	PMG
프로토 타입설치	3MW('02) 4.5MW('06)	3.6MW('02) 2.5MW('04)	'04	'02	'04
특징	3MW 상용화, 4.5MW 개발 보류	2.5MW 플컨버터 상용화 완료 3.6MW 해상 실증 중	LM blade 사용	Blade 개선으로 Cp값 최대화	플컨버터 상용화 완료

자료: 산업교육연구소(2010), 해상풍력발전산업 기술개발 세미나

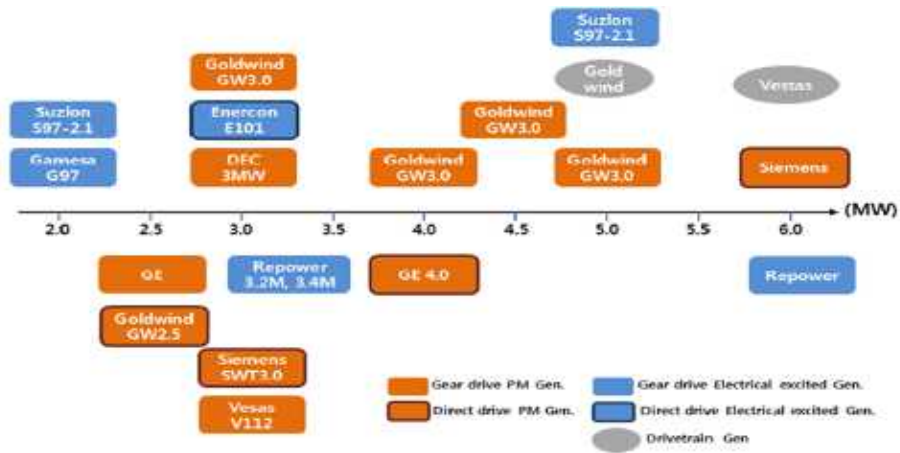
- 해상풍력발전 관련 기업의 해상풍력발전터빈 공급 현황을 살펴보면 덴마크의 Vestas사의 공급 실적이 높은 것으로 나타남
 - 덴마크 Vestas사는 총 2MW급 풍력발전기 210기, 3MW급 풍력발전기 96기를 공급하여, 설치 용량이 708MW에 이름

<표 2-6> 해상풍력발전 관련 업체 실적

공급업체	터빈 용량(MW)	터빈 수(개)	기 설치된 설비용량(MW)
Siemens	2.3	130	299
	3.6	79	284
Vestas	2	210	420
	3	96	288
REpower	5	8	40
GE Wind	3.6	7	25

자료: BTM Consult Aps(2009), offshore report

- 해상풍력발전 시장 규모가 증가함에 따라 Goldwind사, Sinovel사 등 중국기업들도 풍력터빈 관련 기술 개발 등을 통해 시장 진입을 시도하고 있음
 - Goldwind사는 2010년 5.0MW급 풍력터빈을 개발하여 2.5~5.0MW급 풍력터빈 제품 포트폴리오를 구축함
 - 대용량 풍력터빈 개발에 성공하였으나 개발된 제품에 대한 신뢰도 검증이 필요한 바, 중국기업의 시장 진입에는 상당한 시간이 소요될 것으로 전망됨
- 유럽, 북미, 중국 등 해상풍력발전 관련 기업의 제품개발 현황을 풍력터빈 용량(2.0~6.0MW)을 기준으로 제시하면 다음과 같음
 - 6.0MW급 대용량 풍력터빈 관련 기술은 Vestas사, Siemens사, REpower사 등이 보유하고 있음



자료: New Energy Finance(2010)

(그림 2-12) 주요 업체 제품개발 현황(2010년)

2.3. 국외 풍력발전에 대한 지원 정책

- 풍력발전은 신재생에너지의 한 부분으로, 이에 대한 지원 정책은 신재생에너지 발전 지원 정책에 포함되어 추진되고 있음
- 신재생에너지 발전 지원 정책에는 직접지원, 의무할당 방식(Quota system)에 의한 지원, 세금공제 및 투자 지원, 경제적 인센티브 제공을 통한 지원 등이 있음
 - 직접지원은 가격 상·하한제 등의 고정요금을 통해 신재생에너지 발전을 지원하는 제도임
 - 고정요금을 이용한 직접지원방식에는 발전차액지원제도4)(Feed In Tarif, FIT)가 대표적임
 - 이러한 제도는 우리나라를 포함한 독일, 덴마크, 스페인, 중국 등에서 운용하고 있음
 - 국가별 해상풍력발전차액 지원제도의 세부 지원 사례를 제시하면 다음과 같음

<표 2-7> 국가별 해상풍력발전차액 지원 사례

국가	지원단가(원/kWh)		해상풍력 단가배수
	육상풍력	해상풍력	
프랑스	131	208	1.59
독일	134	176~240	1.31~1.79
아일랜드	91	224	2.46
영국	184	227	1.23
스페인	110~150	262	1.75~2.38

자료 : European Renewable Energies Federation Report(2006/2007)

4) 신재생에너지의 경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래 가격이 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래 가격과의 차액(발전차액)을 지원해주는 제도를 말함

- 의무할당 방식에 의한 지원은 에너지원별로 일정 비율 이상을 신재생에너지로 생산하도록 목표 발전 용량을 설정하여 신재생에너지 발전을 지원하는 제도임
 - 의무할당 방식에 의한 지원 방식에는 신재생에너지 공급 의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS)가 대표적임
 - 이러한 제도는 영국, 호주, 일본, 미국 등에서 운용하고 있음
- 세금공제 및 투자지원은 신재생에너지 발전에 부과되는 세금 감면 및 투자비용 지원 등을 통해 신재생에너지 발전을 지원하는 제도임
 - 세금공제 및 투자지원 방식에는 PTC⁵⁾(Production Tax Credit) 제도가 대표적임
- 경제적인 인센티브 지원은 신재생에너지 발전업자들에게 제공되는 과생상품 등을 통해 신재생에너지 발전을 지원하는 제도임
- 이러한 신재생에너지(풍력) 발전 지원 정책을 구체적으로 제시하면 다음과 같음

5) PTC(Production Tax Credit)는 발전업자가 생산한 풍력발전량에 따라 부과되는 세금을 감면하는 정책으로, 생산된 전기는 제3자에게 판매하도록 규정하는 제도임

<표 2-8> 국외 신재생에너지(풍력) 발전에 대한 지원 정책

구분	대표적인 정책	주요특징	해당국가
고정요금을 이용한 직접지원	· 가격 상·하한제 (Feed In Tariff)	· 일정한 수익과 이익을 보장 · 특정기술의 개발 유도 가능 · 투자 및 성장 수준의 조절이 불가 · 적정 세율 결정의 곤란	독일 덴마크 스페인 중국
의무할당 방식	· 에너지원별 할당 목표 용량 설정 (RPS)	· 투자 및 성장 수준의 통제가능 · 강제적 할당, 정부에 의한 통제 등 시장 경제원리와 상충 · 가격 리스크 존재	영국 호주 일본 미국
세금공제 및 투자지원	· 리베이트 · 세제 혜택(PTC) · 저금리 대출	· 금융비용 경감을 통한 투자 유도 · 특정기술의 개발 유도 가능 · 시장간섭을 최소화	
경제적인 인센티브	· 신재생업자들에게 제공되는 파생상품	· 추가적인 경제적 인센티브 제공 · 수요와 공급량에 따라 시장에서 가격 결정	

자료: 에너지관리공단(2008), 신재생에너지 R&D 2030

3. 시사점

- 국내 해상풍력발전 관련 현황을 고찰한 결과, 국내 기술로 해상풍력발전단지를 조성하고 운영하는 것은 한계가 있는 것으로 판단됨
 - 해상풍력발전단지는 해상 조건에 따라 단지 규모와 시스템의 크기가 결정되는 바, 이와 관련된 기업 노하우가 매우 중요함
 - 그러나 국내 업체의 경우 유럽 업체와 같은 경험과 노하우가 전무한 상태임
- 또한 국외 해상풍력발전 관련 현황을 고찰한 결과, 육상풍력에서 해상풍력발전으로의 전환, 풍력발전 시장에서의 유럽 기업들의 강세, 풍력발전 터빈 시스템의 대형화 등이 나타나고 있음
 - 해상풍력발전은 육상풍력발전보다 바람자원이 풍부하고, 소음 및 그림자 등에 의한 문제점을 해결할 수 있는 장점이 있음
 - 유럽의 풍력발전기술 선진국은 육상풍력발전 기술을 토대로 해상풍력발전을 주도하고 있는 실정임
 - 현재 풍력발전 기술 개발의 동향은 증속기를 포함하는 덴마크 방식과 증속기를 없앤 독일 및 네덜란드 방식이 주류를 이루고 있음
 - 해상풍력발전에 적용되는 풍력발전 터빈 시스템은 대형화로 가는 추세로 판단됨
 - 풍력발전 터빈 설치 장소의 수심이 깊은 경우 지지물과 구조물 관련 비용이 많이 소요되는 바, 투자가치를 상승시킬 수 있도록 대용량 풍력발전 터빈을 이용하고 있는 추세임
 - 풍력발전 터빈의 대형화는 단위 면적당 전력 생산량 증가를 통해 발전단가를 감소시킬 수 있는 장점이 있음

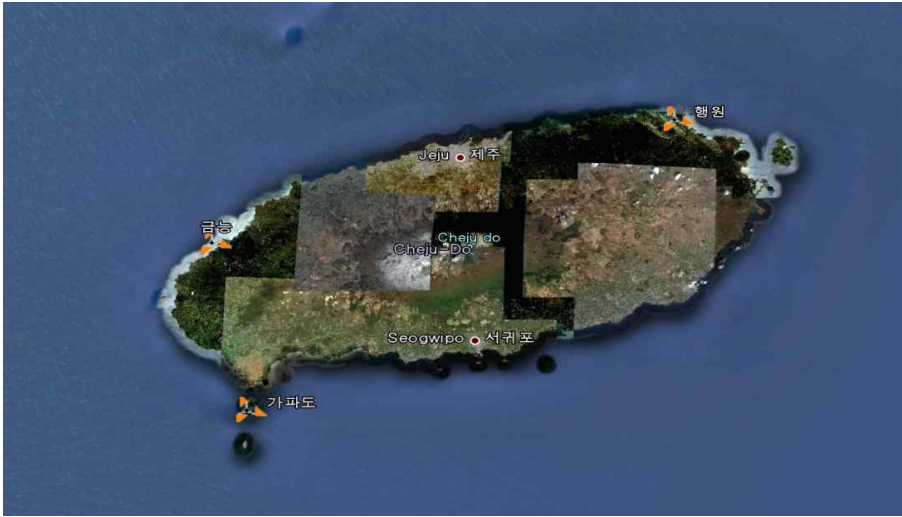
III. 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성방안

- 본 장에서는 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성 대상 지역을 선정하고, 각 조성 후보지별로 풍력발전 설계 및 발전용량 분석을 실시함
- 해상풍력발전시범단지 조성 대상 지역을 선정하고, 조성 지역별로 풍황조사를 실시함
- 풍황조사 결과를 토대로 해상풍력발전시범단지의 개략 설계를 실시함
- 해상풍력발전시범단지 개략 설계를 토대로 연간 발전용량을 산출함

1. 해상풍력발전시범단지 조성 지역 선정 및 풍황조사

- 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성 지역은 전문가 의견을 수렴하여 총 4곳을 선정함
- 구체적으로 제주 구좌읍 행원 해상(동북부 지역), 한림읍 한림 해상(서북부 지역), 대정읍 가파도 해상(서남부 지역), 표선읍 표선 해상(동남부 지역)에 조성되는 것을 가정함
- 해상풍력발전시범단지를 조성하기 위해서는 해당 지역의 풍황자원에 대한 조사가 우선되어야 하는 바, 풍황 실측용 마스터를 이용하여 풍황조사를 실시함
- 풍황 실측용 마스터는 구좌읍 행원, 한림읍 금능, 대정읍 가파도에 설치되어 있으며, 구체적인 위치는 다음 그림과 같음

- 동남부 지역인 표선에는 풍황 실측용 마스터가 설치되어 있지 않은 바, 인접 지역인 삼달지역의 풍황 자료를 활용하고자 함



(그림 3-1) 제주 인근 해상지역의 풍황 실측용 마스터 위치

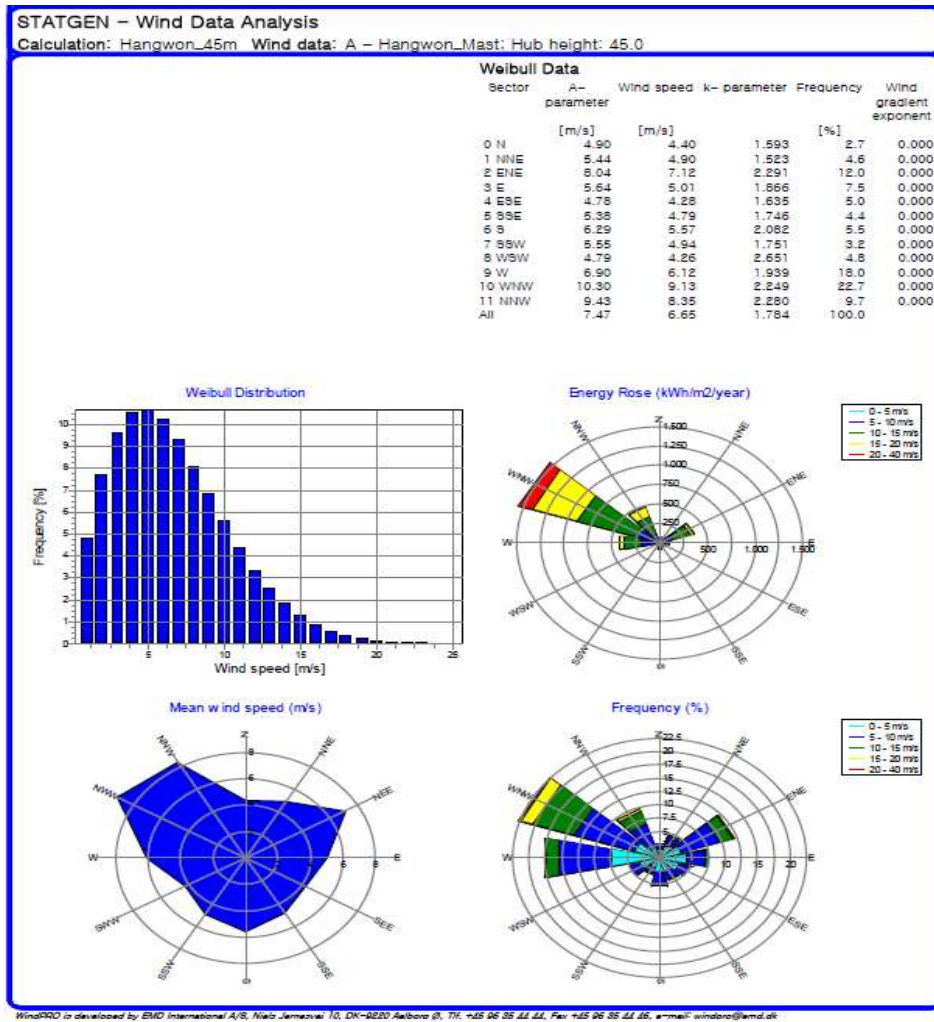
- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 풍황조사는 풍황 실측용 마스터 설치 지점(지상 40~60m)⁶⁾과 풍력발전기 허브 설치 지점(지상 84m)으로 구분하여 실시함
- 각 조성 후보지별·조사 지점(측정 위치)별 풍황조사 결과를 제시하면 다음과 같음

□ 조성 후보지별 풍황조사 결과

- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별로 풍황 실측용 마스터 설치 지점에서의 풍황조사를 실시함
- 각 조성 후보지별 풍황 측정 결과는 다음과 같음

6) 구좌지역 지상 45m, 한림지역 지상 60m, 대정지역 지상 48m, 표선지역 지상 40m임

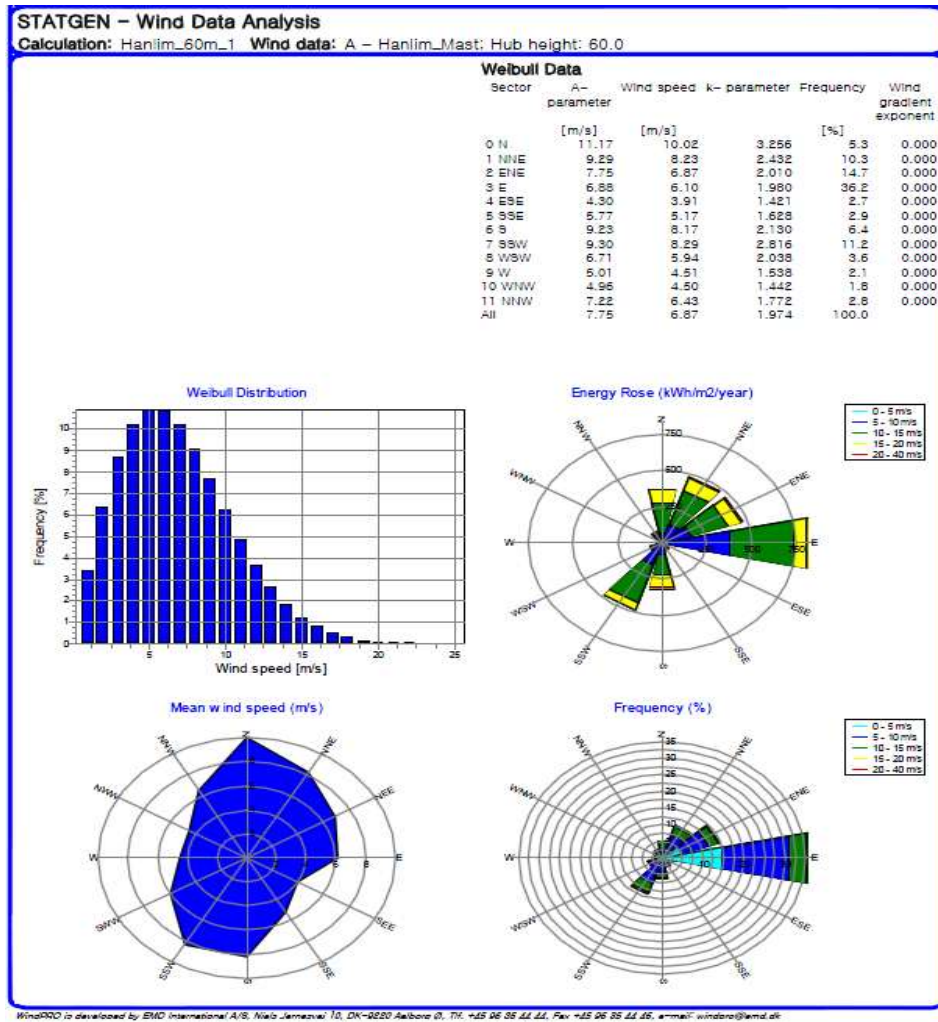
- 구좌지역(지상 48m)의 연 평균 풍속은 6.49m/s, 최대풍속은 22.47m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 388.8W/m²으로 조사됨
- 구좌지역의 바람장미도를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 서북서풍(빈도 22.6%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주 풍향과 동일하게 나타남



(그림 3-2) 구좌지역 풍력자원 특성

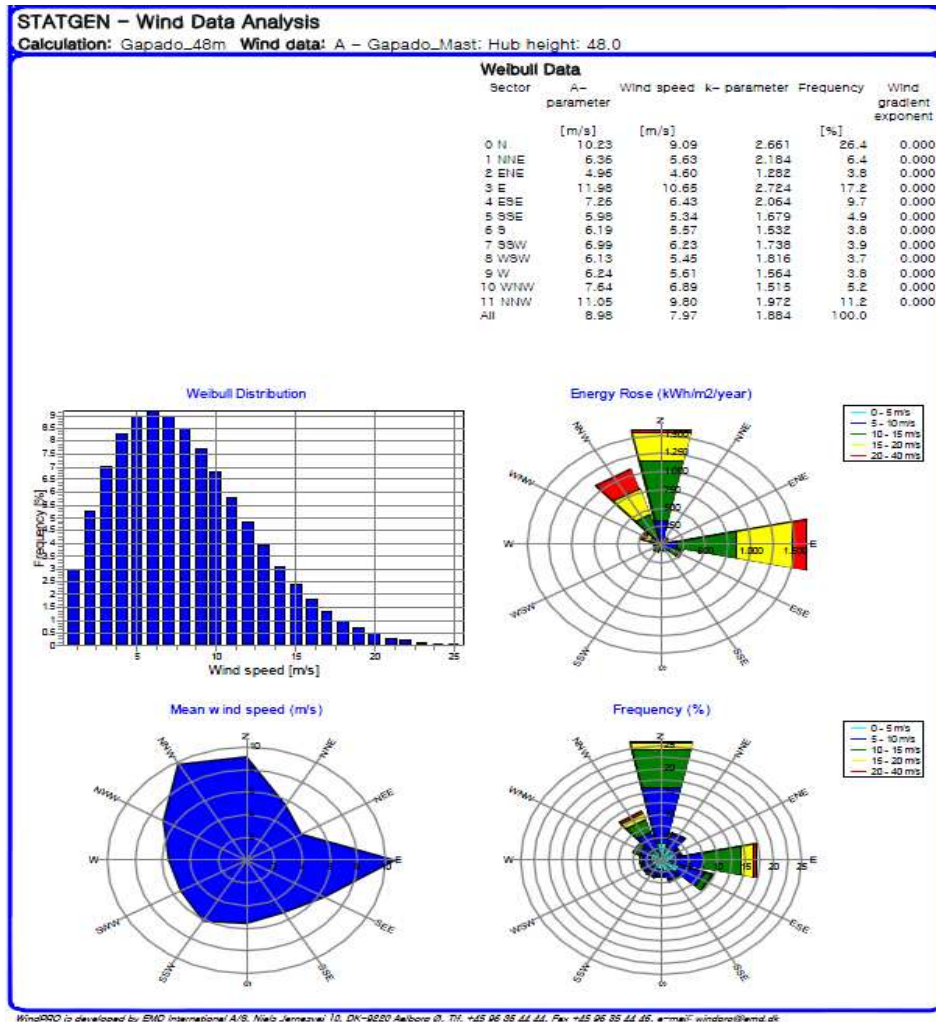
7) 바람장미는 어떤 지점에서 일정한 기간의 각 방위별 풍향 출현 빈도를 방사 모양의 그래프로 나타낸 것을 의미함

- 한림지역(지상 60m)의 연 평균 풍속은 6.70m/s, 최대풍속은 23.70m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 384.6W/m²으로 조사됨
- 한림지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 북풍(빈도 36.2%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도는 동풍에서 높게 나타남



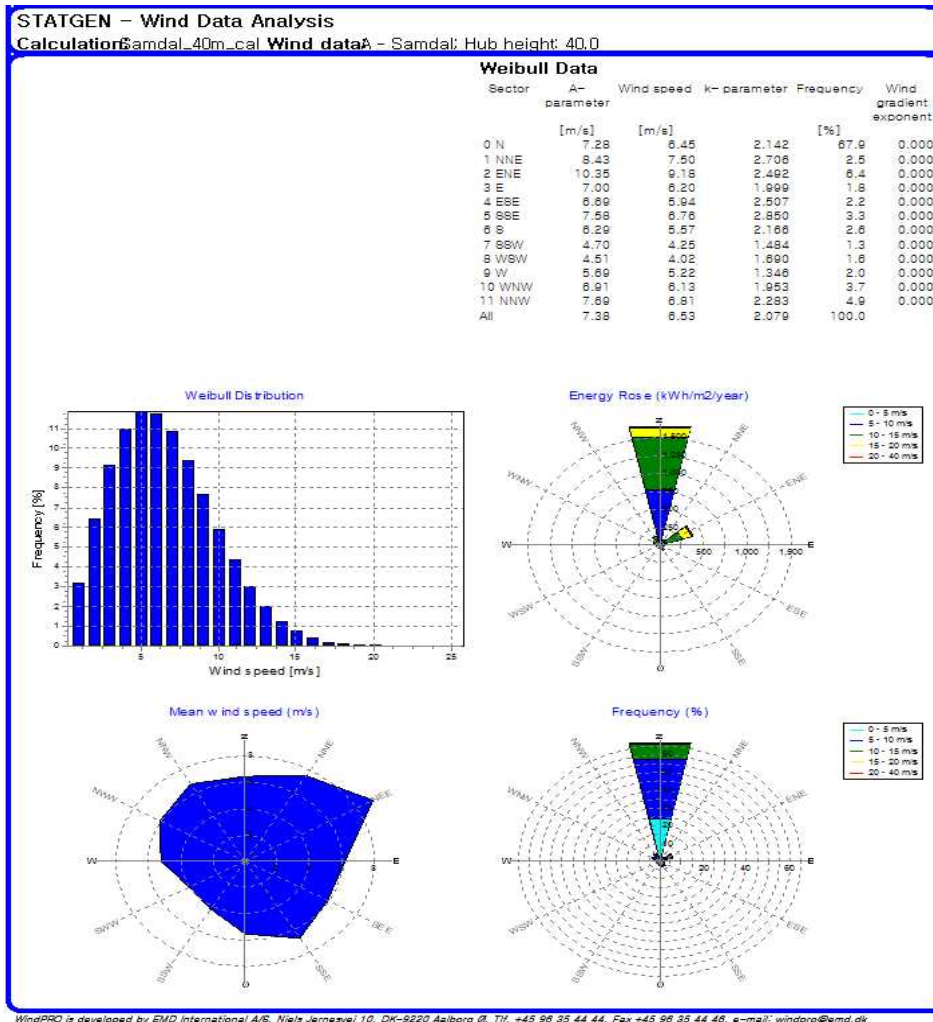
(그림 3-3) 한림지역 풍력자원 특성

- 대정지역(지상 48m)의 연 평균 풍속은 7.82m/s, 최대풍속은 30.10m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 631.6W/m²으로 조사됨
- 대정지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 북풍(빈도 26.4%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주 풍향과 동일하게 나타남



(그림 3-4) 대정지역 풍력자원 특성

- 표선지역(지상 40m)의 연 평균 풍속은 6.46m/s, 최대풍속은 39.0m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 314.0W/m²으로 조사됨
- 표선지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 북풍(빈도 67.9%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주 풍향과 동일하게 나타남



(그림 3-5) 표선지역 풍력자원 특성

8) 표선에는 풍향 실측용 마스터가 설치되어 있지 않은 바, 인접 지역인 삼달지역의 풍향 자료를 활용함

- 각 조성 후보지별 풍황 실측용 마스터 설치 지점에서의 풍황조사 실시 결과를 종합하여 제시하면 다음과 같음
 - 연 평균풍속이 높은 지역은 대정(7.82m/s), 표선(6.46m/s), 한림(6.70m/s), 구좌(6.49m/s) 순으로 조사됨
 - 평균 풍력에너지 밀도가 높은 지역은 대정(631.6W/m²), 구좌(388.6W/m²), 한림(384.6W/m²), 표선(314.0W/m²) 순으로 조사됨

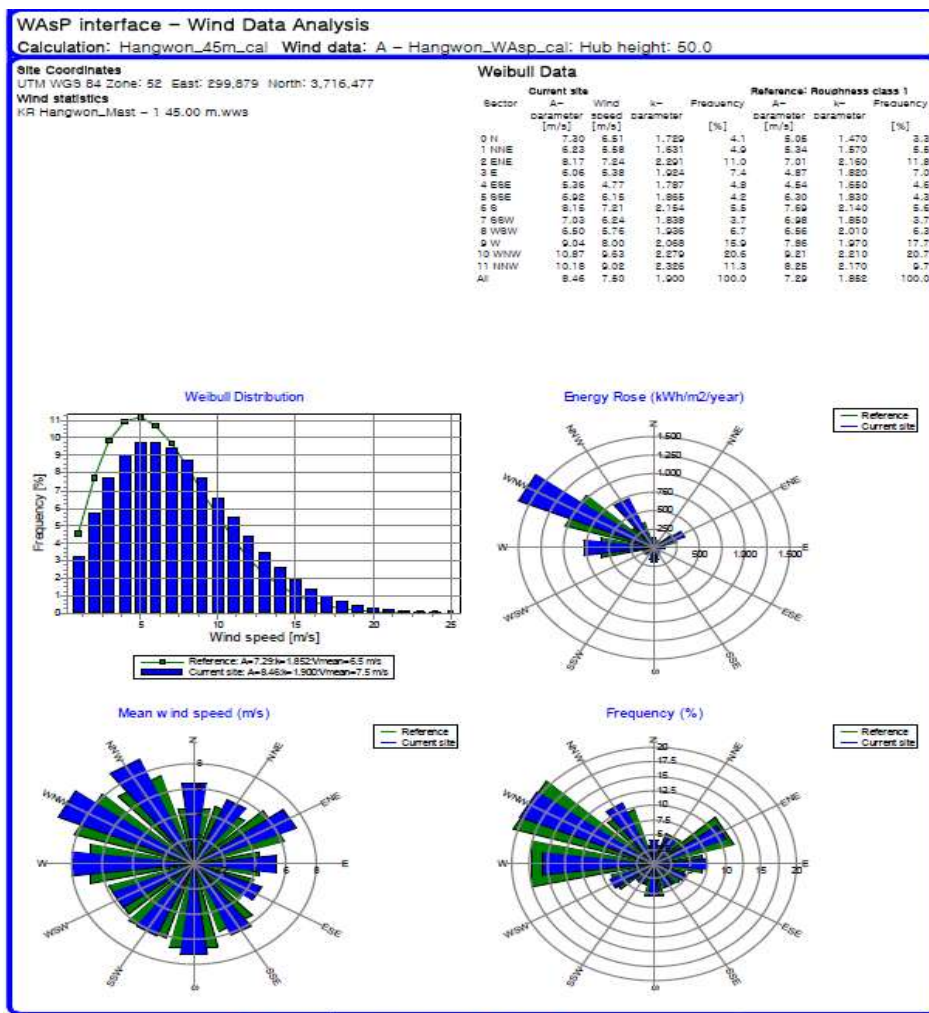
<표 3-1> 시범단지 조성 후보지별 풍황조사 결과

측정 및 분석 요소	구좌	한림	대정	표선
측정 기간	09.01.01~ 09.12.31	09.04.01~ 10.03.31	06.02.01~ 07.01.31	06.03.01~ 07.02.28
측정 높이(m)	45	60	48	40
연 평균풍속(m/sec)	6.49	6.70	7.82	6.46
최대풍속(m/sec)	22.47	23.70	30.10	39.00
평균 풍력에너지 밀도 (W/m ²)	388.6	384.6	631.6	314.0
주 풍향(평균풍속/빈도)	WNW (22.6%)	E (36.2%)	N (26.4)	N (67.9%)

□ 조성 후보지별 해상풍력발전설비 구축시 풍황 추정 결과

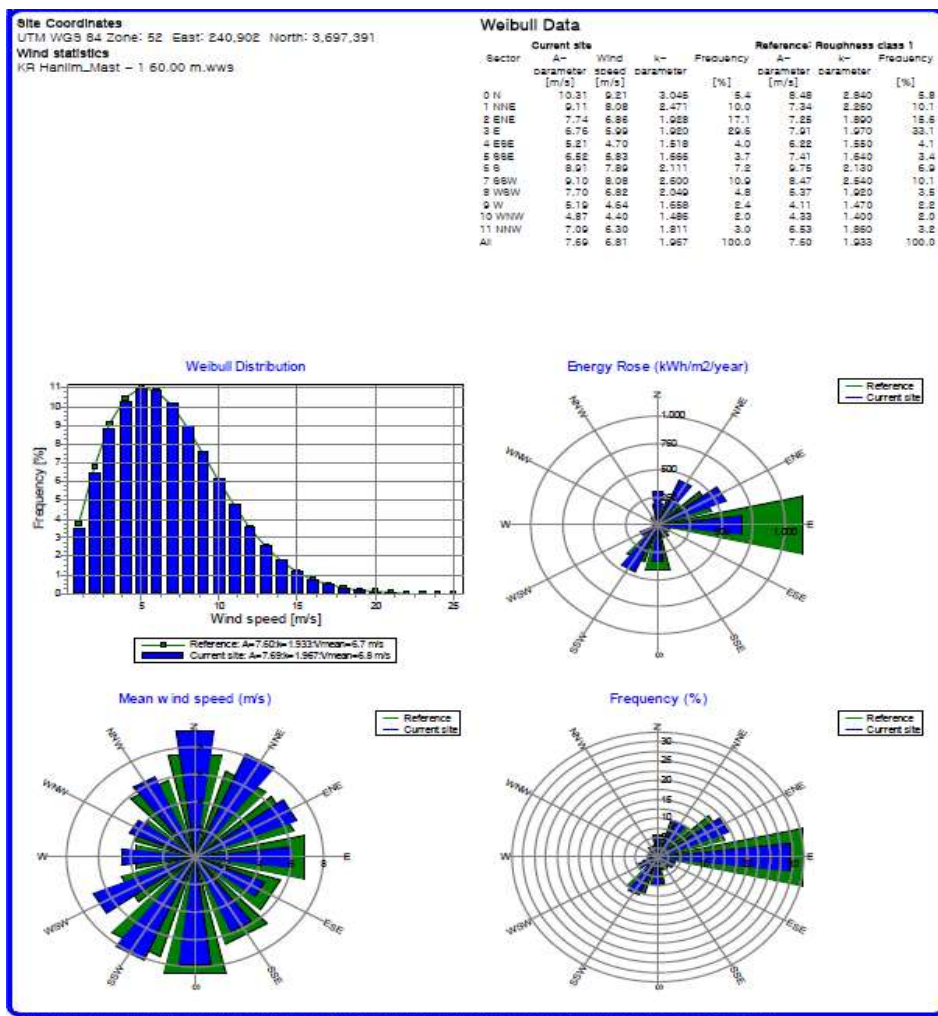
- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별로 해상풍력발전설비 구축시의 풍황을 추정함
 - 풍력발전기 허브 설치 지점인 지상 84m 높이에서의 풍황을 추정함
- 풍력발전기 허브 설치 지점(지상 84m)에서의 풍황은 다음과 같은 과정에 의해 추정됨
 - 조성 후보지별 실측 풍황 자료를 기초로 약 1년간(2010년 1월~2011년 2월)의 바람 데이터를 예측함
 - 바람 데이터 예측에 필요한 실측 풍황자료의 조사 기간은 구좌 지역 2009년 1월~12월, 한림지역 2009년 4월~2010년 3월, 대정 지역 2006년 2월~2007년 1월, 표선지역 2006년 3월~2007년 2월임
 - 예측 자료를 토대로 WindPRO와 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program) 모듈을 사용하여 풍력발전기 허브 설치 지점인 지상 84m에서의 바람 특성을 예측함
 - 여기서 WindPRO와 WAsP 모듈을 사용하여 풍력자원을 추정하기 위해서는 주변 지형지물에 대한 표면거칠기 정보 등을 추출·입력하는 과정이 필요함
 - 이를 위해 해당 지역 주변의 지형지세를 나타내는 수치 지도 및 항공사진을 통해 해발고도(등고선 데이터)와 주변 건물, 오름, 마을, 과수원 등의 표면 거칠기 정보 등을 추출함
- 각 조성 후보지별 풍력발전기 허브 설치 지점(지상 84m)의 풍황 추정 결과는 다음과 같음

- 구좌지역(지상 84m)의 연 평균 풍속은 8.40m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 691.0W/m²으로 조사됨
- 추정된 결과를 바탕으로 구좌지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 서북서풍(빈도 20.6%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주 풍향과 동일한 서북서풍에서 가장 높게 나타남



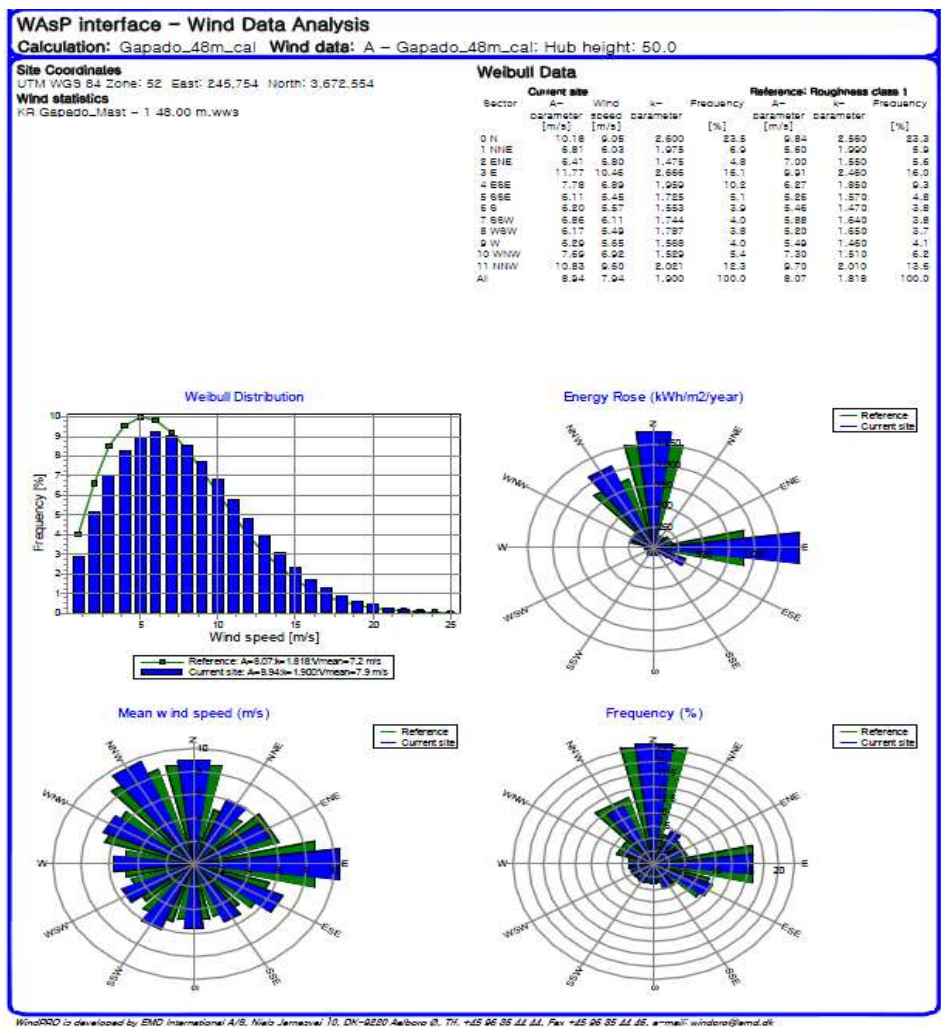
(그림 3-6) 구좌지역의 WASP interface를 통한 84m 풍향분석

- 한림지역(지상 84m)의 연 평균 풍속은 7.70m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 506.0W/m²으로 조사됨
- 추정된 결과를 바탕으로 한림지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 동풍(빈도 29.8%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주 풍향과 동일한 동풍에서 가장 높게 나타남



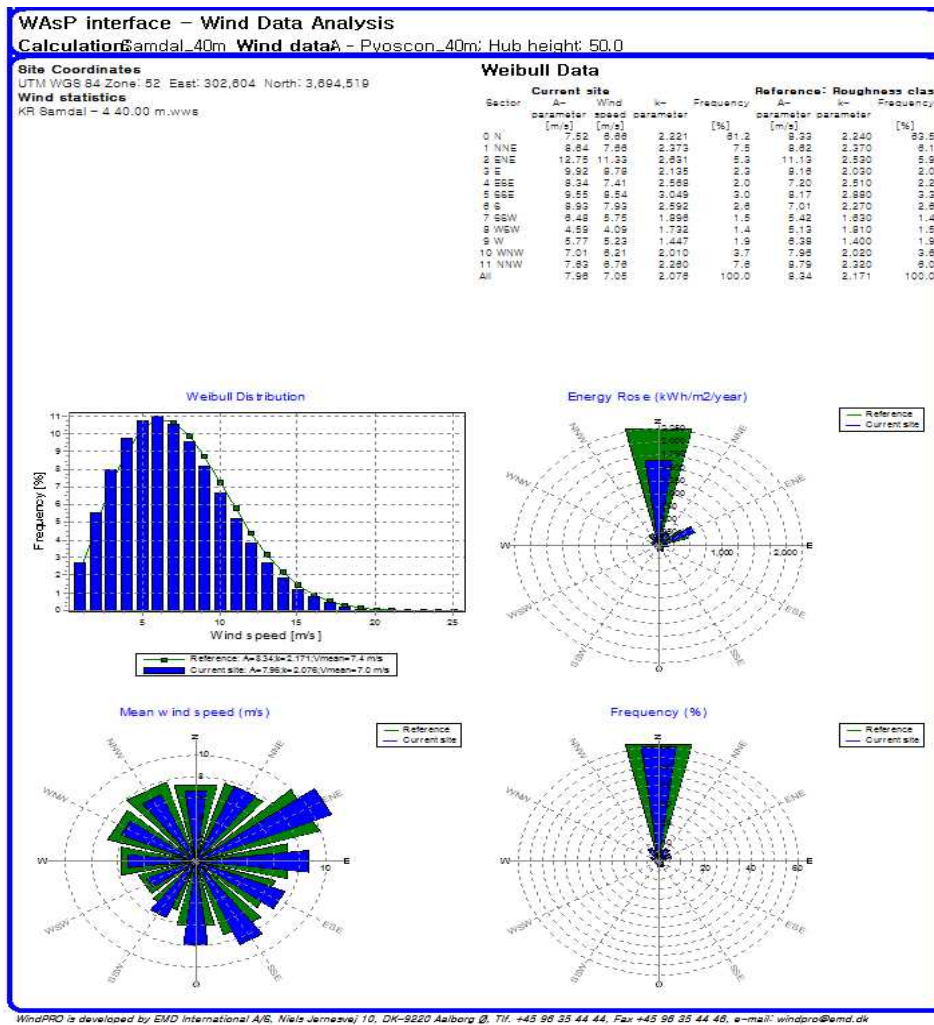
(그림 3-7) 한림지역의 WAsP interface를 통한 84m 풍향 분석

- 대정지역(지상 84m)의 연 평균 풍속은 8.70m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 755.0W/m²으로 조사됨
- 추정된 결과를 바탕으로 대정지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 북풍(빈도 23.5%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주 풍향과 동일한 북풍에서 가장 높게 나타남



(그림 3-8) 대정지역의 WASP interface를 통한 84m 풍향 분석

- 표선지역(지상 84m)의 연 평균 풍속은 8.01m/s, 평균 풍력에너지 밀도는 531.0W/m²으로 조사됨
- 추정된 결과를 바탕으로 표선지역의 바람장미를 구체적으로 제시하면 다음 그림과 같음
 - 주풍향은 북풍(빈도 61.2%)이며, 바람이 갖는 에너지 밀도도 주풍향과 동일한 북풍에서 가장 높게 나타남



(그림 3-9) 표선지역의 WASP interface를 통한 84m 풍향 분석

- 각 조성 후보지별 풍력발전기 허브 설치 지점(지상 84m)에서의 풍향 추정 결과를 종합하여 제시하면 다음과 같음
 - 연 평균풍속이 높은 지역은 대정(8.70m/s), 구좌(8.40m/s), 표선(8.01m/s), 한림(7.70m/s) 순으로 조사됨
 - 평균 풍력에너지 밀도가 높은 지역은 대정(755.0W/m²), 구좌(691.0W/m²), 표선(531.0W/m²), 한림(506.0W/m²) 순으로 조사됨

<표 3-2> 시범단지 조성 후보지별 풍력자원 추정 결과(84M 높이)

측정 및 분석 요소	구좌	한림	대정	표선
연 평균풍속(m/sec)	8.40	7.70	8.70	8.01
평균 풍력에너지 밀도(W/m ²)	691.0	506.0	755.0	531.0
주 풍향(평균풍속/빈도)	WNW (20.6%)	E (29.8%)	N (23.5%)	N (61.2%)
Weibull 분포 C(m/sec)	9.4	8.7	9.8	9.0
Weibull 분포 K	1.89	2.03	1.92	2.21

2. 해상풍력발전시범단지 개략 설계

- 여기에서는 해상풍력발전시범단지의 풍력발전시스템을 설정하고 조성 후보지역별로 풍력발전시스템 설치 지점을 선정하는 개략 설계를 실시함
 - 풍력발전시스템 설정은 풍력발전시스템 기종 및 설비용량 등을 선정하는 것을 의미함
 - 풍력발전시스템 설치 지점 선정은 시범단지 조성 이후 발전용량이 최대화될 수 있는 지점을 선정하는 것을 의미함
 - 해상풍력발전시범단지 조성 후보지는 구좌, 한림, 대정, 표선지역임



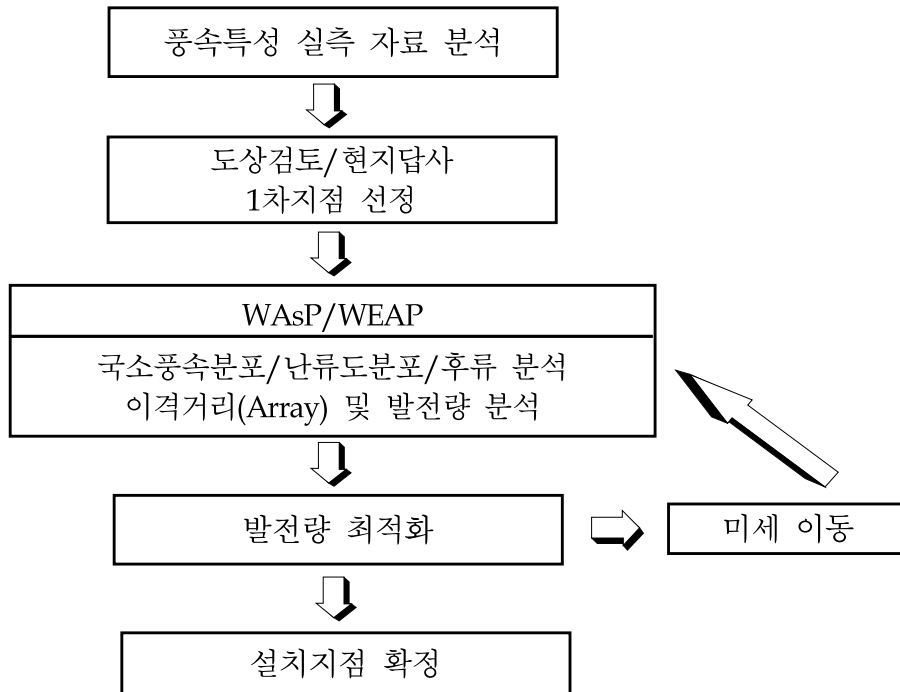
(그림 3-10) 제주 해상풍력발전시범단지 조성 후보지

□ 풍력발전시스템 기종 및 설비용량 선정

- 해상풍력발전시스템 기종은 덴마크 Vestas사의 해상풍력용 V112 3MW로 선정함
 - 덴마크 Vestas사는 해상풍력발전 시장에서 점유율이 높은 기업임
- 해상풍력발전시스템 설비용량은 각각 102MW, 201MW, 300MW 규모로 조성되는 것으로 가정함
 - 즉 풍력발전기가 각각 34기(102MW), 67기(201MW), 100기(300MW)가 설치되는 것으로 가정함

□ 풍력발전시스템 설치 지점 선정

- 풍력발전시스템 설치 지점은 크게 두 가지 여건, 즉 자연적 여건 및 인위적 여건을 고려하여 선정함
 - 자연적 여건은 바람의 세기 및 질과 관련된 풍황 상태, 수심, 지형, 지반 상태, 접근성 등과 연관된 요인을 의미함
 - 인위적 여건은 전력선 연계, 민원, 환경 훼손, 인허가 등과 연관된 요인을 의미함
- 본 연구는 풍황 상태, 수심 및 발전용량 등을 고려하여 풍력발전기 위치 및 단지 배열을 설정함
- 발전용량을 보다 정확하게 추정하기 위해서는 국소풍속분포, 난류도분포, 후류 분석 등을 토대로 풍력발전기 이격거리 등을 설정해야 하는 바, 이와 관련된 과정을 구체적으로 제시하면 다음과 같음



(그림 3-11) 풍력발전시스템 건설지점의 선정 절차

- 첫째, 풍력자원 실측장비를 이용하여 풍속 특성 등 풍황자원에 대한 분석을 실시함
- 둘째, 도상 검토 및 현장 실사를 통해 해당 지역의 풍력발전시범 단지 구축 가능 여부, 현재 부지 사용 현황, 자연보호구역 지정 여부 등을 검토한 후 1차 설치 지점을 선정함
 - 예정 지점의 해저 지형, 풍력발전시스템간 후류 영향, 선로 연계 등을 고려하여 설정함
- 셋째, 지형정보를 포함한 전자지도(digital map)와 실측 풍속특성 자료를 토대로 구축한 WAsP을 이용하여 1차 설치 지점의 국소풍속분포, 풍력에너지 밀도 및 후류 손실 등을 분석함

- 넷째, 1차 설치 지점의 발전용량을 분석하고, 풍력발전기 이격거리 및 국소풍속분포 등에 의해 발전용량이 어떻게 변화하는지를 분석하여 발전용량을 극대화시킬 수 있는 지점을 최종 선정함
 - 발전용량은 WindPRO, WAsP 등을 이용하여 분석함
- 분석 결과를 토대로 해상풍력발전기 이격거리는 주풍향 방향으로 780m, 이외 풍향 방향으로 560m가 되도록 설계함
 - 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 풍력발전기의 설치 위치는 (그림 3-12~22)에 제시함
- 본 연구에서 제시하고 있는 제주지역 해상풍력발전시범단지 개략 설계 내역은 다음과 같음

<표 3-3> 제주지역 해상풍력발전시범단지 개략 설계 내역

구분	내역
조성 후보지	구좌, 한림, 대정, 표선
풍력발전기종	덴마크 Vestas사의 해상풍력용 V112 3MW
조성 규모(설비용량)	102MW(풍력발전기 34기), 201MW(풍력발전기 67기), 300MW(풍력발전기 100기)
풍력발전기 이격거리	주풍향 방향 780m, 이외 방향 560m

3. 해상풍력발전시범단지 발전용량 추정

- 앞서 설정한 해상풍력발전시범단지 개략 설계 내역을 토대로 구좌, 한림, 대정, 표선 해상풍력발전시범단지 조성시의 연간 발전용량을 추정함
- 여기서 연간 발전용량은 후류 및 기타 요인에 의한 손실 등을 감안한 연간 순발전용량을 의미함
 - 후류 및 이용도 등에 따라 발전용량의 손실이 발생함
 - 본 연구는 WinPro 단지 배치시 발생하는 wake loss를 근거로 한 측정값으로부터 평균 park efficiency를 계산하여 후류 손실을 측정함
 - 기타 손실은 측정오차, 이용도(availability) 등을 감안하여 총발전용량의 10%가 손실되는 것으로 가정함
- 해상풍력발전시범단지별 발전용량은 조성 규모(설비용량) 및 풍력발전기의 설치 위치를 토대로 실시되며, 후류손실 등을 감안한 연간 순발전용량을 제시함
 - 앞서 조성 규모, 즉 설비용량은 102MW, 201MW, 300MW으로 구분함
 - 풍력발전기 설치 위치는 (그림 3-12~22)에 구체적으로 제시되어 있으며, 위치를 나타내는 X, Y 좌표는 UTM 좌표로, 좌표 변환 과정을 통해 경위도 좌표를 얻을 수 있음
- 각 해상풍력발전시범단지 조성 후보지별 발전용량 분석 결과는 다음과 같음

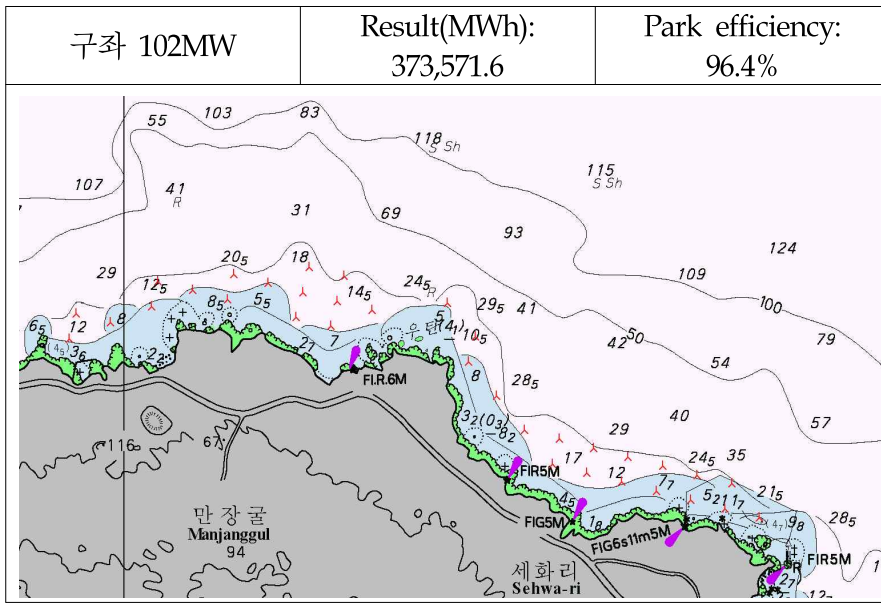
□ 구좌 해상풍력발전시범단지

- 구좌 해상풍력발전시범단지의 설비용량에 따른 발전용량 분석 결과는 다음과 같음
 - 102MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 373,571.6MW, 배치효율은 96.4%로 분석됨
 - 201MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 705,905.2MW, 배치효율은 94.4%로 분석됨
 - 300MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 1,053,063.2MW, 배치효율은 93.3%로 분석됨

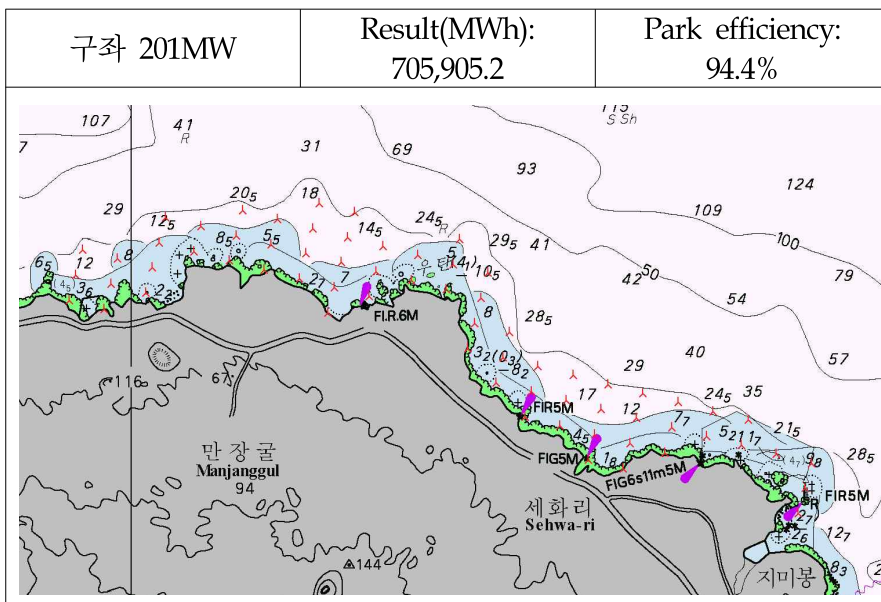
<표 3-4> 구좌지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율

설비용량	WTG 대 수	연간 발전량 (MWh)	연간순발전량 (MWh)	발전기 평균 발전량 (MWh)	배치효율 (%)
102MW	34	415,079.5	373,571.6	12,208.2	96.4
201MW	67	784,339.1	705,905.2	11,706.6	94.4
300MW	100	1,170,070.2	1,053,063.2	11,700.7	93.3

- 구좌 해상풍력발전시범단지의 설비용량별 풍력발전기 배치도를 제시하면 다음과 같음



(그림 3-12) 구좌 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도



(그림 3-13) 구좌 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도

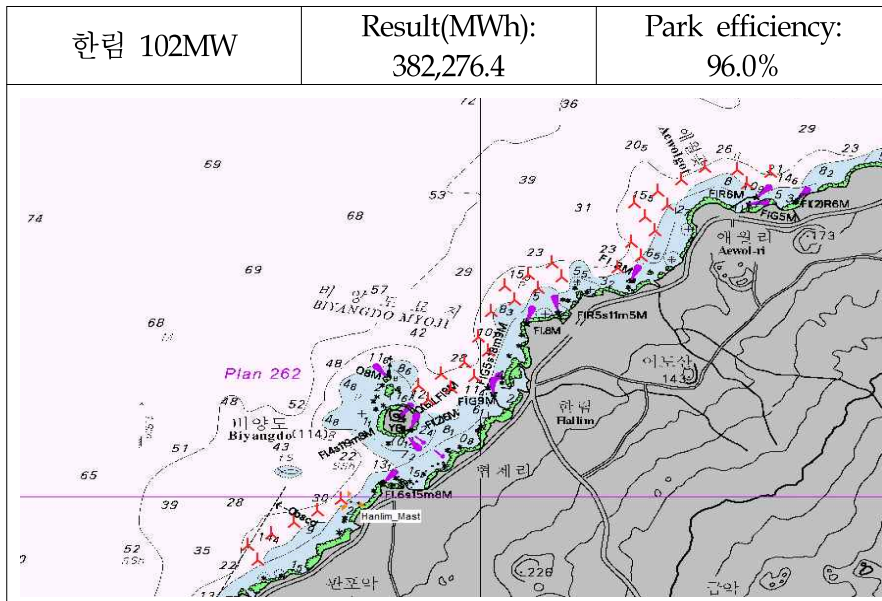
□ 한림 해상풍력발전시범단지

- 한림 해상풍력발전시범단지의 설비용량에 따른 발전용량 분석 결과는 다음과 같음
 - 102MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 382,276.4MWh, 배치효율은 96.0%로 분석됨
 - 201MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 749,682.3MWh, 배치효율은 93.9%로 분석됨
 - 300MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 1,104,750.2MWh, 배치효율은 92.9%로 분석됨

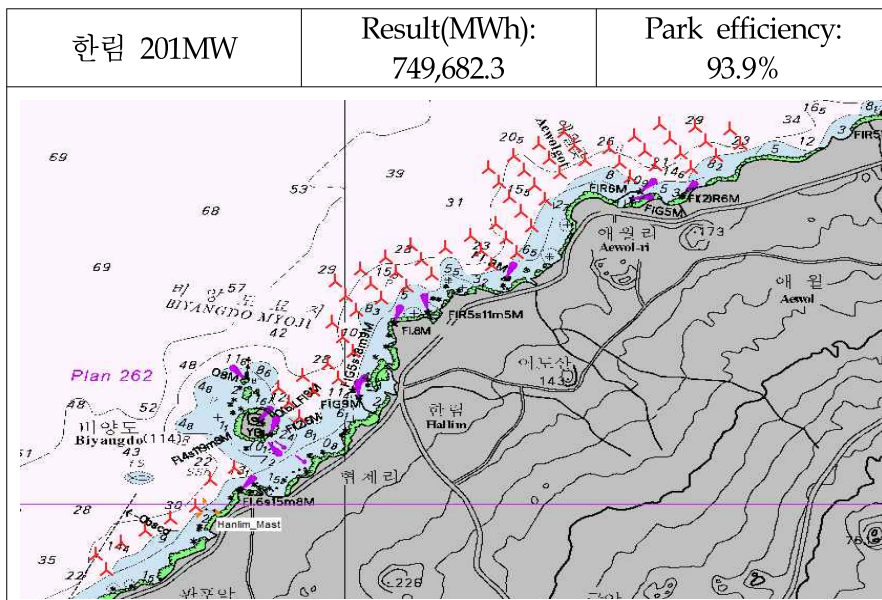
<표 3-5> 한림지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율

설비용량	WTG 대 수	연간 발전량 (MWh)	연간순발전량 (MWh)	발전기 평균 발전량 (MWh)	배치효율 (%)
102MW	34	424,751.6	382,276.4	12,492.7	96.0
201MW	67	832,980.4	749,682.3	12,432.5	93.9
300MW	100	1,227,500.3	1,104,750.2	12,275.0	92.9

- 한림 해상풍력발전시범단지의 설비용량별 풍력발전기 배치도를 제시하면 다음과 같음



(그림 3-15) 한림 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도



(그림 3-16) 한림 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도

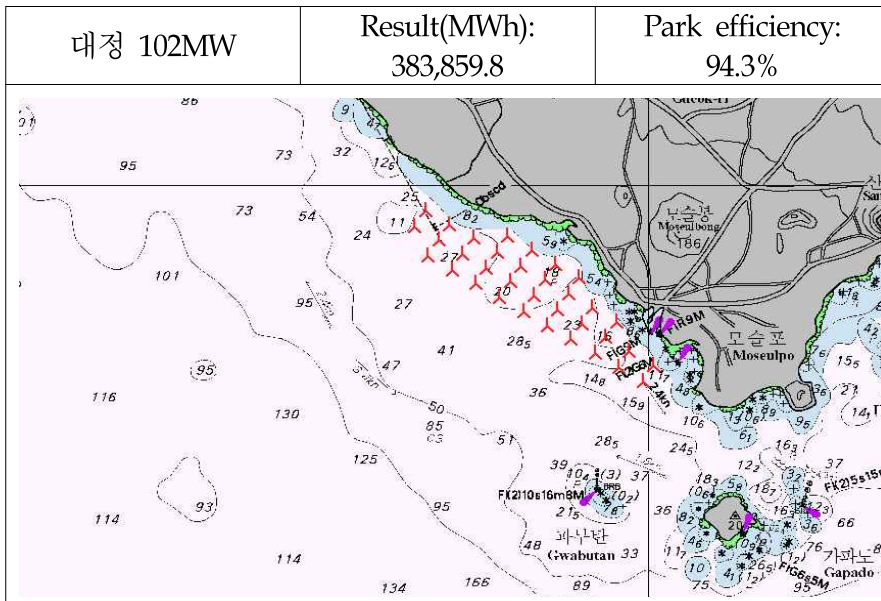
□ 대정 해상풍력발전시범단지

- 대정 해상풍력발전시범단지의 설비용량에 따른 발전용량 분석 결과는 다음과 같음
 - 102MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 383,859.8MW, 배치효율은 94.3%로 분석됨
 - 201MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 762,826.3MW, 배치효율은 93.2%로 분석됨
 - 300MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 1,152,712.9MW, 배치효율은 93.4%로 분석됨

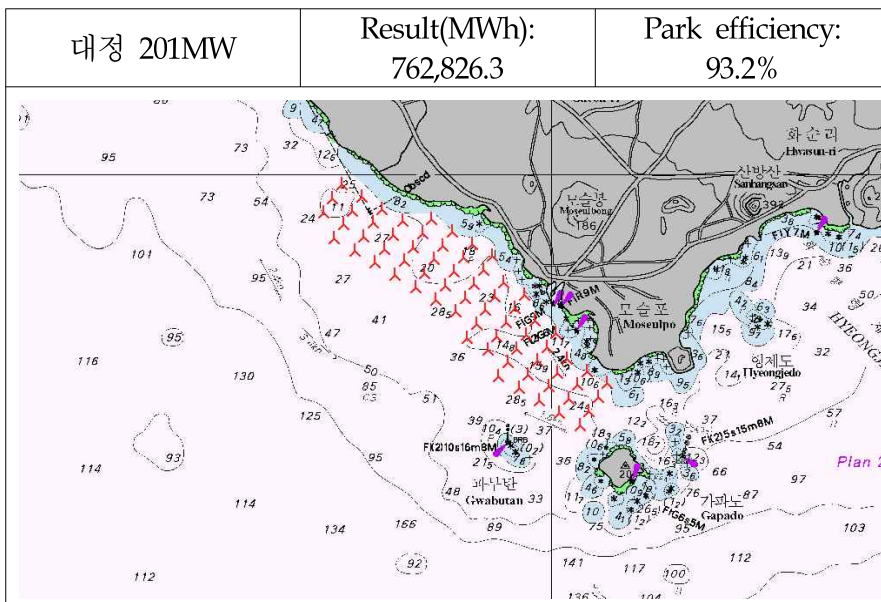
<표 3-6> 대정지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율

설비용량	WTG 대 수	연간 발전량 (MWh)	연간순발전량 (MWh)	발전기 평균 발전량 (MWh)	배치효율 (%)
102MW	34	426,510.9	383,859.8	12,544.4	94.3
201MW	67	847,584.8	762,826.3	12,650.5	93.2
300MW	100	1,280,792.2	1,152,712.9	12,807.9	93.4

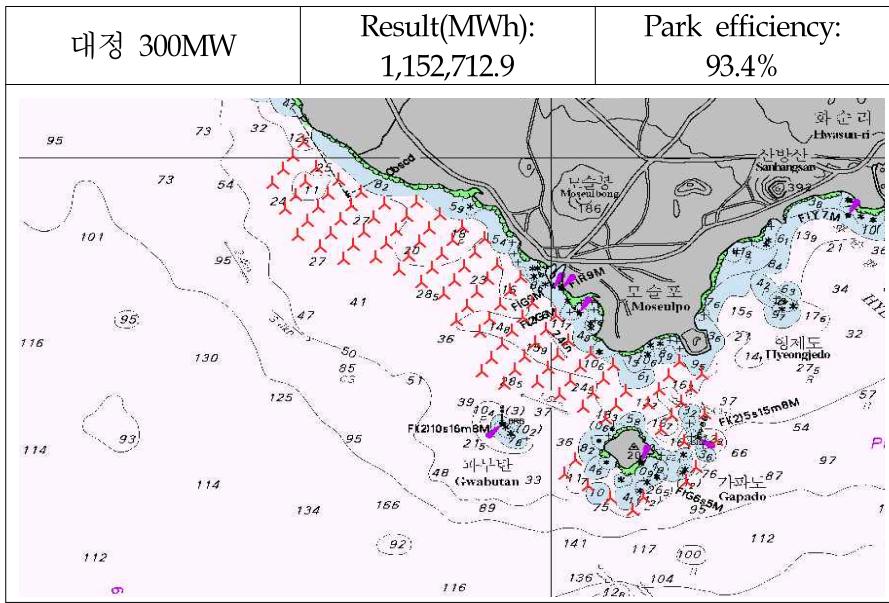
- 대정 해상풍력발전시범단지의 설비용량별 풍력발전기 배치도를 제시하면 다음과 같음



(그림 3-18) 대정 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도



(그림 3-19) 대정 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도



(그림 3-20) 대정 해상풍력발전단지의 300MW 풍력발전기 배치도

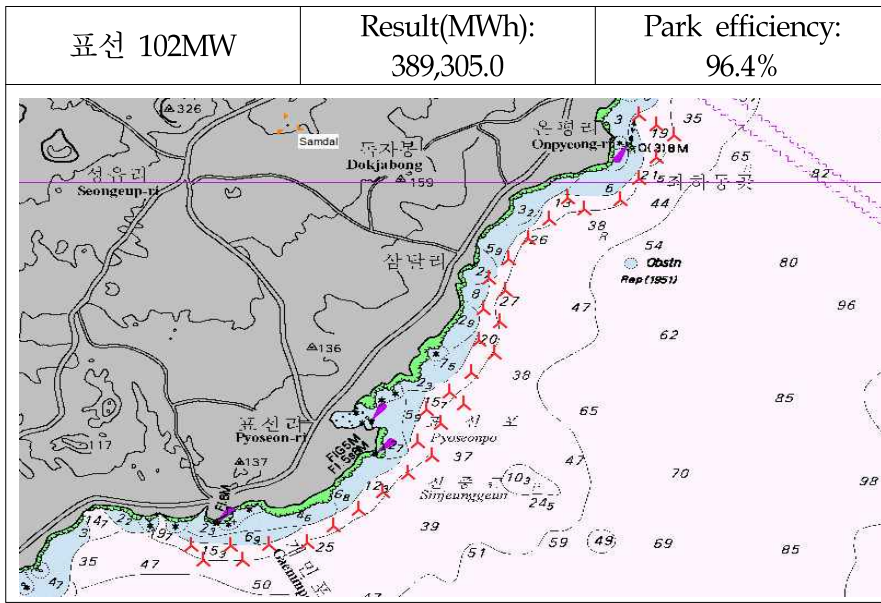
□ 표선 해상풍력발전시범단지

- 표선 해상풍력발전시범단지의 설비용량에 따른 발전용량 분석결과는 다음과 같음
 - 102MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 389,305.0MW, 배치효율은 96.4%로 분석됨
 - 201MW 규모로 조성할 경우, 연간 순발전량은 770,669.0MW, 배치효율은 93.9%로 분석됨

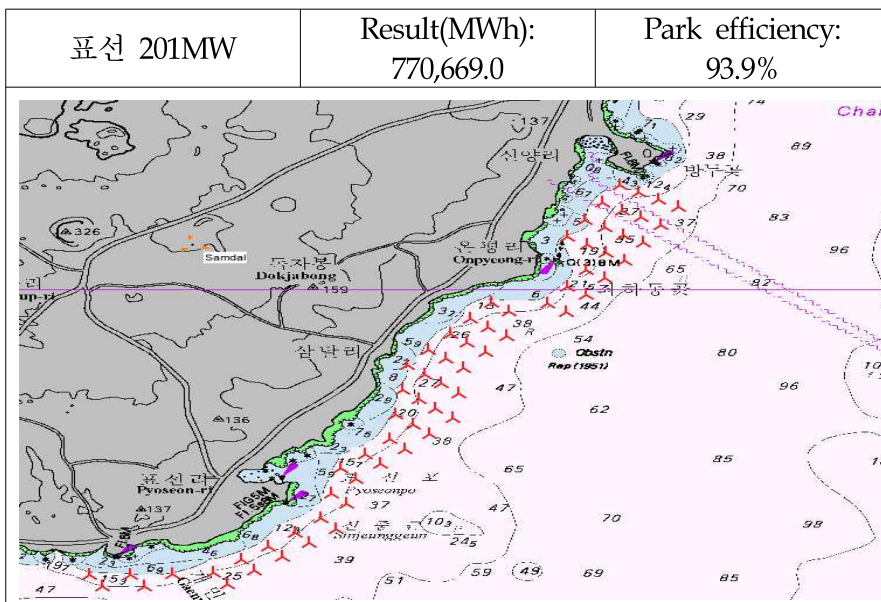
<표 3-7> 표선지역 해상풍력발전기 설치시 발전량 및 예상효율

설비용량	WTG 대 수	연간 발전량 (MWh)	연간 순발전량 (MWh)	발전기 평균 발전량 (MWh)	배치효율 (%)
102MW	34	432,561.2	389,305.0	12,722.4	96.4
201MW	67	856,299.0	770,669.0	12,780.6	93.9

- 표선 해상풍력발전시범단지의 설비용량별 풍력발전기 배치도를 제시하면 다음과 같음



(그림 3-21) 표선 해상풍력발전단지의 102MW 풍력발전기 배치도



(그림 3-22) 표선 해상풍력발전단지의 201MW 풍력발전기 배치도

IV. 제주지역 해상풍력발전시범단지의 타당성 분석

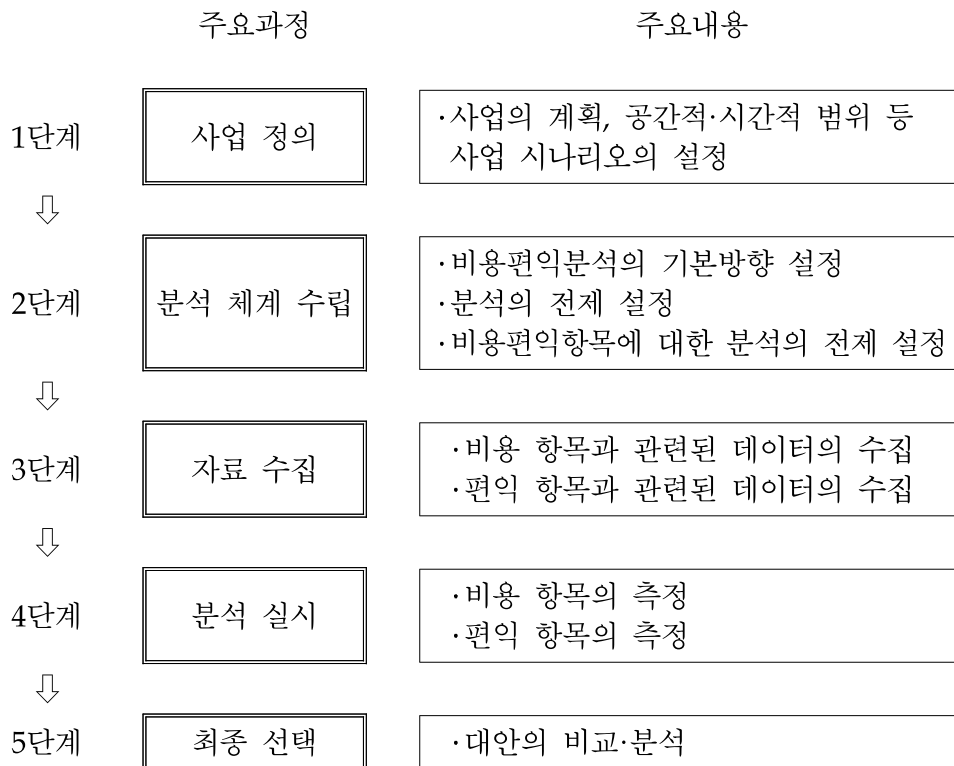
- 여기에서는 제주지역에 조성될 해상풍력발전시범단지 조성사업의 경제적 타당성을 평가하고자 함
 - 해상풍력발전시범단지 조성에는 막대한 자금이 소요되는 바, 효과적인 사업 시행을 위해서는 사전에 경제적 타당성에 대한 분석이 선행될 필요가 있음
- 이를 위해 앞서 실시한 해상풍력발전시스템 설계 및 발전량 추정 결과를 토대로 해상풍력발전시범단지의 사업규모 등을 구체적으로 설정하고, 각 단지별 비용편익분석을 실시함
 - 각 해상풍력발전시범단지 조성사업의 경제성은 순현재가치, 편익 비용비, 내부수익률 등의 경제성 평가 지표를 토대로 판단함

1. 비용편익분석의 개요

- 비용편익분석이란 특정 사업을 시행함으로써 발생하는 비용과 편익을 분석·비교하여 그 사업의 경제적 타당성을 판단하는 분석기법임
 - 여기서 편익은 재화와 용역의 사용으로부터 얻을 수 있는 효용 즉, 경제적인 수익을 의미함
 - 비용은 편익을 얻기 위하여 소비한 재화 또는 용역으로서 소멸된 원가를 의미함
- 즉 비용편익분석은 특정 사업의 경제적 효율성을 정량적으로 분석하는 방법으로, 사업 시행으로 얻을 수 있는 편익과 사업 시행에 소요되는 비용을 비교하는 과정을 통해 사업의 경제적 타당성을 판단함

1.1. 비용편익분석의 과정

- 일반적으로 비용편익분석은 다음 5단계에 걸쳐 이루어지며 이를 그림으로 도식화하면 다음과 같음



(그림 4-1) 비용편익분석의 과정

- 각 단계별로 수행되는 주요내용을 간략하게 제시하면 다음과 같음

□ 1단계: 사업 정의 단계

- 사업 정의 단계에서는 분석의 대상이 되는 사업의 계획, 규모, 사업의 공간적·시간적 범위 등 사업 시나리오를 설정함
 - 이는 경제적 타당성 분석의 대상이 되는 사업을 구체적으로 정의함으로써 분석의 기초적인 틀을 설정하기 위한 단계임

□ 2단계: 분석 체계 수립

- 분석 체계 수립 단계에서는 비용편익분석의 기본방향을 설정하고, 이를 토대로 분석대상인 사업의 시행에 따라 발생하는 비용과 편익부문을 항목화 함
 - 기본방향은 분석대상 사업의 비용·편익항목 선정에 있어 기준이 되는 바, 분석의 객관성을 확보하기 위해서는 합리적으로 선정될 필요가 있음
 - 설정된 기본방향 하에 사업 시행에 의해 발생하는 현금 흐름에 따른 투입과 산출부문을 비용과 편익항목으로 분류하고, 측정가능성 등을 판단함
- 또한 비용과 편익항목의 분석에 있어 필요한 전제들을 설정함
 - 비용과 편익항목의 구체적인 분석에 이용될 할인율, 이자율, 물가상승률 등에 대한 분석의 전제를 설정함

□ 3단계: 자료 수집

- 자료 수집 단계에서는 앞서 선정한 비용·편익항목을 추정하기 위해 필요한 자료를 실제 수집함

□ 4단계: 분석 실시

- 분석 실시 단계에서는 수집된 자료를 이용하여 분석대상 사업의 연차별 비용과 편익을 추정함

□ 5단계: 최종 선택

- 최종 선택 단계에서는 비용·편익항목별 추정 결과를 토대로 해당 사업의 경제적 타당성을 판단하고, 최종 대안을 결정함
- 여기서 추정된 비용·편익의 규모는 시간의 투자가치, 즉 할인율을 고려하여 비교·분석하여야 함
 - 대체로 비용은 사업 초기에 발생하고, 편익은 시간을 두고 장기적으로 발생하는 바, 정확한 비교를 위해서는 비용과 편익항목에 할인율을 적용하여 현재가치화하여야 함
 - 할인율이란 미래의 가치와 현재의 가치를 동일하게 하는 비율을 의미함
- 현재가치화된 비용·편익규모를 토대로 사업의 경제성을 평가하며, 이러한 경제성을 평가하는 지표에는 순현재가치(NPV), 편익비용비(B/C ratio), 내부할인율(IRR) 등이 있음

1.2. 경제성 평가 지표

- 분석된 결과를 비교하여 최종대안을 선택하는데 사용되는 경제성 평가 지표에는 순현재가치(NPV), 편익비용비(B/C ratio), 내부할인율(IRR)이 있음

□ 순현재가치(Net Present Value, NPV)

- 순현재가치(NPV)란 사업의 전 기간에 걸쳐 발생하는 투자이익(편익-비용)을 현재가치화하여 나타내는 것으로, 즉 사업의 전 기간에 걸쳐 얻게 되는 순편익(편익-비용)의 흐름을 현재가치로 환산하여 합계한 것을 의미함
 - 순현재가치가 양(+)의 값 즉, 0보다 클 경우에 해당 사업은 타당성이 있는 것으로 판단할 수 있음
- 순현재가치는 다음과 같은 식으로 나타낼 수 있음

$$NPV = \frac{B_0 - C_0}{(1+r)^0} + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)^1} + \dots + \frac{B_n - C_n}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \quad \dots \text{식(1)}$$

B_t : t년도에 발생하는 편익,

C_t : t년도에 발생하는 비용,

r : 할인율, n : 사업기간.

□ 편익비용비(Benefit/Cost ratio, B/C ratio)

- 편익비용비(B/C ratio)란 현시점으로 할인된 총편익과 총비용의 비를 나타내는 것으로 즉, 단위비용당 발생한 편익을 의미함

- 편익비용비가 1보다 클 경우는 비용에 비해 더 큰 편익이, 1보다 작을 경우에는 비용에 비해 낮은 편익이 발생하는 것을 의미함
- 편익비용비는 다음과 같은 식으로 나타낼 수 있음

$$B/C \text{ ratio} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad \dots \text{식(2)}$$

□ 내부수익률(Internal Ratio of Return, IRR)

- 내부수익률(IRR)이란 사업의 전 기간에 걸쳐 발생하는 편익의 현재 가치와 비용의 현재가치를 일치시켜 순현재가치가 0이 되게 하는 할인율을 의미함
- 다시 말해 특정 사업에 대해 사업기간 동안 발생하는 편익을 현재가치로 환산하여 합한 값이 사업의 투자비용과 같아지도록 할 인하는 이자율로서, 이는 비용에 대한 평균 수익률로 표현할 수 있음
- 추정된 내부수익률이 사업에 소요되는 자금의 기회비용을 뜻하는 할인율보다 크면 경제적 타당성이 있는 것으로, 이와 반대로 낮으면 경제적 타당성이 없는 것으로 판단함
- 내부수익률은 다음과 같은 식으로 나타낼 수 있음

$$\sum_t \frac{B_t}{(1+\lambda)^t} = \sum_t \frac{C_t}{(1+\lambda)^t} \quad \dots \text{식(3)}$$

λ : 내부수익률.

2. 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용편익분석

- 여기에서는 앞서 살펴본 비용편익분석의 과정을 토대로 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용편익분석을 실시함

2.1. 사업의 정의

- 본 연구의 비용편익분석 대상은 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업임
 - 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업은 제주지역 해안에 해상풍력발전설비를 구축하여 신재생에너지를 생산하고, 이를 판매하는 해상풍력발전단지를 조성하는 시범사업을 의미함
- 구체적인 해상풍력발전시범단지 조성계획은 총 11개 사업 시나리오로 구분됨
 - 구좌, 한림, 대정, 표선지역의 해상에 해상풍력발전기 34~100기를 설치한 해상풍력발전단지를 조성함
 - 해상풍력 발전기 구축 규모에 따라 단지별 설비용량은 102MW, 201MW, 300MW로 구분됨
 - 각 해상풍력발전시범단지별 설비용량 및 연간발전량은 다음과 같음

<표 4-1> 해상풍력발전시범단지 설비용량 및 연간발전량

조성 대상 지역	발전기 설치개수(개)	설비용량(MW)	연간발전량(kWh)
구좌	34	102	373,571,600
	67	201	705,905,200
	100	300	1,053,063,200
한림	34	102	382,276,400
	67	201	749,682,300
	100	300	1,104,750,200
대정	34	102	383,859,800
	67	201	762,826,300
	100	300	1,152,712,900
표선	34	102	389,305,000
	67	201	770,669,000

주1) 풍력발전기의 종류는 덴마크 Vestas사의 v112(발전용량 3MW)임

주2) 발전용량은 발전시 열로 인한 손실 등을 반영한 연간 순발전량임

- 각 해상풍력발전시범단지의 조성기간은 3년이며, 완공 이후 20년간 전력생산·판매사업을 수행하는 것으로 가정함
- 해상풍력발전시범단지의 조성기간은 풍력발전 설비 구축에 소요되는 기간을 감안하여 설정함
- 해상풍력발전시범단지 사업기간은 구축 이후 풍력발전 설비의 사용 가능 기간 등을 감안하여 설정함

2.2. 분석 체계 수립

□ 비용편익분석의 기본방향 설정

- 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용편익분석에 앞서 기본방향을 설정하면 다음과 같음
 - 첫째, 해상풍력발전시범단지 조성사업의 공사비 등 사업에 필요한 생산요소들은 낭비 없이 효율적으로 투입되는 것으로 가정함
 - 공사비에는 시멘트, 모래 등 자재비용, 설계비용, 인건비 등이 포함되는 바, 이러한 생산요소들은 해상풍력발전시범단지를 가장 효율적으로 조성할 수 있도록 투입되는 것으로 가정함
 - 둘째, 해상풍력발전시범단지 조성사업의 시행에 따라 유발되는 환경적인 영향은 비용·편익의 항목으로 고려하지 않는 것으로 가정함
 - 해상풍력발전시범단지 조성사업은 환경훼손 등의 비용을 발생시키나, 이러한 외부효과는 고려하지 않음
 - 셋째, 해상풍력발전시범단지 조성사업이 실행되는 것을 전제로 한 계획안을 토대로 그에 따른 비용과 편익을 분석함
 - 해상풍력발전시범단지 조성사업에 대한 구체적인 계획안이 제시된 사업영역에 한해서 비용·편익의 항목을 설정함
- 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용항목은 초기투자비용, 운전유지비용, 조세비용 등이며, 편익항목은 전력판매수익, 탄소배출권 거래 수익 등임

<표 4-2> 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용과 편익 항목

구분	분석항목	세부내역
비용	초기투자비용	풍력터빈 구입 등 발전설비 공사비, 계통연계비용 등
	운전유지비용	인건비 등 유지비용, 이자비용, 감가상각비 등
	조세비용	법인세 및 주민세
편익	전력판매수익	생산 전력 판매에 따른 수익
	탄소배출권(CER) 거래 수익	온실가스 감축량에 따른 탄소배출권 거래 수익

- 초기투자비용은 해상풍력발전 설비구축에 필요한 풍력터빈 구입비, 기초공사비, 계통연계비용 등을 의미함
 - 여기서 계통연계비용은 해상의 발전설비와 육상의 변전설비를 연계하는 전력케이블 및 변전설비의 설치에 소요되는 비용을 의미함
- 운전유지비용은 해상풍력발전설비 구축 이후 발전사업을 유지하기 위해 발생하는 인건비, 설비보수비, 이자비용, 감가상각비 등을 의미함
 - 여기서 이자비용은 초기투자비용의 일부분을 차입하여 충당할 경우 발생하는 비용을 의미함
- 조세비용은 전력판매사업의 영위에 따라 납부하여야 하는 세금으로, 법인세와 주민세로 구성됨
- 전력판매수익은 해상풍력발전시범단지에서 생산된 전력을 판매함으로써 얻게 되는 수익을 의미함

- 탄소배출권(CER)거래수익은 청정개발체계(Clean Development Mechanism, CDM)⁹⁾의 도입에 따라 온실가스 감축실적에 의해 획득되는 탄소배출권을 거래함으로써 얻게 되는 수익임

□ 비용 항목별 산출내역 및 분석데이터

- 여기에서는 앞서 제시한 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용항목인 초기투자비용, 유지관리비용, 조세비용에 대한 산출산식과 분석에 이용되는 데이터를 제시함
- 이를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-3> 비용 항목별 산출산식 및 내용

분석항목		산출 내역
초기 투자 비용	발전설비 공사비	<ul style="list-style-type: none"> 발전설비공사비=설비용량×건설단가 - 해상풍력발전시범단지별 설비용량당 발전설비 구축 건설단가를 적용하여 산출 - 건설단가는 지식경제부(2010)에 제시된 1MW당 40억원 적용
	계통연계 비용	<ul style="list-style-type: none"> 계통연계비용=전력케이블 설치비용+변전설비 설치비용 - 해상풍력발전설비와의 연계를 위한 비용으로 전력케이블 및 변전설비 설치비용이 소요 - 전력케이블 설치비용=거리×건설단가 · 해상풍력발전시범단지별로 육상의 변전소와의 거리에 케이블 설치를 위한 건설단가를 적용하여 산출 · 건설단가는 한국전력공사(2010)에서 제시하고 있는 1km당 26억원 적용

9) 교토의정서에 기반을 둔 '마라케쉬 합의문'의 CDM 세부절차 및 관련기구 역할 규정에 따라 온실가스 발생을 줄이고, 그 감축량을 UN에 등록하여 감축실적을 탄소배출권(Certified Emission Reductions, CER)으로 획득할 수 있는 제도임

분석항목		산출 내역
운전 유지 비용	계통연계 비용	<ul style="list-style-type: none"> - 변전설비 설치비용=설비용량×건설단가 · 해상풍력발전시범단지별 설비용량당 변전설비 설치를 위한 건설단가를 적용하여 산출 - 건설단가는 한국전력공사(2010)에서 제시하고 있는 1MW당 2억원 적용
	유지비용	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 유지비용=초기투자비용×유지비용 비율 - 발전설비 유지비용은 초기투자비용 대비 유지비용 비율을 적용하여 산출 - 유지비용 비율은 한국전력공사(2010)에서 제시하고 있는 4% 적용 - 물가상승률은 3%로 가정하여 산출
	이자비용	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 이자비용=초기투자비용×차입비율×이자율 - 초기투자비용에 대한 차입비율은 제주도-한국전력기술 해상풍력발전 조성 협약에 근거하여 70% 적용 - 이자율은 5%로 가정하여 산출
	감가상각비	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 감가상각비=초기투자비용×감가상각율 - 감가상각비는 초기투자비용 대비 감가상각율을 적용하여 산출 - 감가상각율은 20년간 정액법으로 5% 적용
조세 비용	법인세	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 법인세=과세표준×법인세율 - 법인세율은 과세표준 2억원 이상은 22%, 2억원 이하는 10%로 산정됨
	주민세	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 주민세=법인세액×주민세율 - 주민세는 법인세액의 10%로 산정됨

자료: 지식경제부(2010), 해상풍력 추진 로드맵,
한국전력공사(2010), 서해안 2.5GW급 해상풍력 추진(안),
연합뉴스(2010.12.14), '제주도-한국전력기술 해상풍력발전 조성협약'

- 초기투자비용은 발전설비 공사비와 계통연계비용으로 구성되며, 각 산출산식과 분석에 이용되는 데이터는 다음과 같음

- 발전설비 공사비는 해상풍력발전시범단지 설비용량당 건설단가를 적용하여 산출함
 - 지식경제부(2010)에서는 발전설비 공사비로 1MW당 40억원을 제시하고 있는 바, 이를 반영하여 산출함
- 계통연계비용은 해상풍력발전시범단지 구성에 따른 송배선설비 설치비용으로, 전력공급에 필요한 전력케이블 설치비용과 변전설비 설치비용으로 구성됨
 - 한국전력공사(2010)에서는 케이블 설치비용으로 1km당 26억원, 변전설비 확충비용으로 1MW당 2억원을 제시하고 있는 바, 이를 적용하여 산출함
- 이러한 초기투자비용은 전라남도(2010)의 해상풍력발전시범단지 조성기간별 투입비용을 감안하여 1차년도 16%, 2차년도 53%, 3차년도 31%가 투입되는 것으로 가정함
- 운전유지비용은 유지비용, 이자비용, 감가상각비로 구성되며, 각 산출산식과 분석에 이용되는 데이터는 다음과 같음
 - 유지비용은 구축된 해상풍력발전시범단지의 운영에 필요한 경비로, 한국전력공사(2010)에서 제시하고 있는 초기투자비용의 4%를 적용하여 산출함
 - 연차별 유지비용 산출에 필요한 물가상승률은 3%로 가정함
 - 이자비용은 초기투자비용 중 차입금액(총 투자비용의 70%)에 이자율을 적용하여 산출되며, 여기서 이자율은 연 5%로 가정함

- 2010년 12월 체결된 제주특별자치도와 한국전력기술의 ‘해상풍력발전단지 조성을 위한 업무협약’에서는 초기투자금액의 70%를 차입하는 것으로 제시하고 있는 바, 이를 적용하여 산출함
- 감가상각비는 초기투자비용에 감가상각율을 적용하여 산출되며, 감가상각율은 5%로 가정함
- 조세비용은 법인세와 주민세로 구성되며, 각 산출산식과 분석에 이용되는 데이터는 다음과 같음
 - 법인세는 과세표준이 2억원 이상일 경우 22%, 2억원 이하일 경우 10%의 세율이 적용되는 바, 여기에서는 22%의 법인세율을 적용함
 - 여기서 과세표준은 판매이익(판매수익-운영비용)에서 감가상각비와 이자비용을 제외한 경상이익을 말함
 - 주민세는 시·군내에 주소 또는 사업장을 가진 개인이나 법인 및 시·군내에서 소득을 얻은 개인 또는 법인을 납세의무자로 하여 과세되는 인세로서, 법인세액의 10%가 적용됨

□ 편익 항목별 산출내역 및 분석데이터

- 여기에서는 앞서 제시한 해상풍력발전시범단지 조성사업의 편익항목인 전력판매수익, 탄소배출권(CER) 거래수익에 대한 산출산식과 분석에 이용되는 데이터를 제시함
- 이를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-4> 편익 항목의 산출산식 및 내용

분석항목	산출내역
전력판매수익	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 전력판매수입=연간 전력생산량×전력판매단가(SMP+REC) - 전력판매수익은 해상풍력발전시범단지별 연간 전력생산량에 전력판매단가를 적용하여 산출 · 연간 전력생산량은 발전소 내 전력 사용 및 전력 송전 시 손실 등을 감안하여 산출 - 전력판매단가는 계통한계가격(SMP)과 신재생에너지 공급인증서(REC) 단가의 합으로 산출 · 계통한계가격은 2010년 기준 제주지역 및 전국 SMP 평균 가격을 이용하여 산출 · 신재생에너지 공급인증서 단가는 한국전력공사(2010)에서 제시된 1kWh당 60원을 적용하여 산출
탄소배출권 거래 수익 (CER)	<ul style="list-style-type: none"> ◦ 탄소배출권 거래수익=CO²감축량×탄소배출권 단가 - 탄소배출권 거래 수익은 해상풍력발전시범단지별 CO² 감축량에 탄소배출권 단가를 적용하여 산출 · CO²감축량은 기존 제주지역 전력생산이 풍력발전으로 대체되는 것을 가정하여 CO²감축량을 추정 · 탄소배출권 단가는 유럽탄소시장에서의 2010년 평균 탄소배출권 단가(12.52€/tCO²)를 적용하여 산출

자료: 한국전력공사(2010), 서해안 2.5GW급 해상풍력 추진(안)

- 전력판매수익 산출산식과 분석에 이용되는 데이터는 다음과 같음
 - 전력판매수익은 연간 전력생산량에 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)과 신재생에너지 공급인증서(REC) 단가의 합을 적용하여 산출함
 - 여기서 연간 전력생산량은 발전소 내 전력 사용 및 전력 송전 시 손실되는 전력량을 감안하여 산출함

- 한국전력공사(2010)에서는 이러한 손실률을 2.7%로 제시하고 있는 바, 이를 적용하여 산출함
 - 계통한계가격이란 일반발전기(원자력, 석탄 외의 발전기)의 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격(원/kWh)으로, 2010년 기준 제주지역 및 전국 SMP 평균 가격을 이용하여 산출함
 - 신재생에너지 공급인증서(REC)¹⁰란 신재생에너지 설비를 이용하여 에너지를 공급하였음을 증명하는 인증서를 의미하며, 공급인증서 단가는 한국전력공사(2010)에서 제시된 1kWh당 60원을 적용하여 산출함
- 탄소배출권(CER) 거래 수익 산출산식과 분석에 이용되는 데이터는 다음과 같음
- 탄소배출권 거래 수익은 CO²감축량에 탄소배출권 단가를 적용하여 산출됨
 - CO²감축량은 기존 제주지역 전력생산량 중 일부분을 해상풍력 발전으로 대체함으로써 감소하는 CO²량을 추정하여 산출함
 - 탄소배출권 단가는 대표적인 탄소배출권 거래소인 Blue Next¹¹의 2010년 평균 거래 단가(12.52€/tCO²)를 적용하여 산출함

10) 일정규모 이상의 발전사업자로 하여금 자신의 총 발전량의 일정비율 이상을 신재생에너지 전력으로 공급하도록 의무화하는 RPS(Renewable Portfolio Standard)제도가 도입됨에 따라 신재생에너지 발전 사업자들은 RPS 공급 인증기관으로부터 신재생에너지 공급인증서를 발급받아 추가적인 수익을 창출함

11) 프랑스 「Blue Next」 사는 탄소배출권 현물 거래의 90% 이상을 담당하고 있음

2.3. 분석 시나리오의 설정

- 해상풍력발전시범단지 조성사업의 비용편익분석은 분석에 이용되는 데이터에 따라 그 결과가 달라질 수 있는 바, 본 연구는 이를 감안하여 분석 시나리오를 설정하고자 함
- 분석 시나리오는 계통연계비용, 계통한계가격, 탄소배출권 거래 여부 등을 감안하여 설정함
 - 현재 계통연계비용은 전기사업법에 의거하여 발전사업자가 부담하도록 하고 있으나 신재생에너지 발전의 활성화를 위해 정부지원 필요성이 대두되고 있는 바, 이를 감안하여 정부지원 여부를 시나리오 구분 기준으로 설정함
 - 계통한계가격은 전력판매수익에 직접적인 영향을 미치는 요인으로, 2012년 제2해저연계선¹²⁾ 완공으로 제주지역 계통한계가격의 변동이 예상되는 바, 이를 감안하여 계통한계가격(2010년 기준 제주 및 전국 평균 가격)을 시나리오 구분 기준으로 설정함
 - 제2해저연계선 완공으로 제주지역 계통한계가격이 전국 수준으로 인하될 것으로 예상되는 바, 이를 반영하여 시나리오를 설정함
 - 현재 탄소배출권 판매는 향후 신재생에너지 발전사업의 중요한 수익원으로 평가되고 있는 바, 이를 감안하여 탄소배출권 거래 여부를 시나리오 구분 기준으로 설정함

12) 지식경제부는 제주특별자치도, 한국전력공사, 한국가스공사 등 관계기관 협의를 통해 제주도에 대한 안정적 전력공급방안으로 제주-육지간 제2해저연계선(20만kW×2pole, HVDC: High Voltage Direct Connect) 건설을 추진함

- 이러한 요인들을 감안한 최종 분석 시나리오는 총 8개이며, 이를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-5> 분석 시나리오의 구성

시나리오	계통연계비용 지원 여부	계통한계가격(SMP) 적용 기준	탄소배출권(CER) 거래 여부
1	○	2010년 기준 제주 평균 SMP	○
2	○	2010년 기준 전국 평균 SMP	○
3	×	2010년 기준 제주 평균 SMP	○
4	×	2010년 기준 전국 평균 SMP	○
5	○	2010년 기준 제주 평균 SMP	×
6	○	2010년 기준 전국 평균 SMP	×
7	×	2010년 기준 제주 평균 SMP	×
8	×	2010년 기준 전국 평균 SMP	×

2.4. 분석 결과

- 여기에서는 각 시나리오에 따른 분석결과를 제시함
- 각 시나리오별 경제성 평가 지표는 연도별로 추정된 비용편익항목에 할인율을 적용하여 산출함
 - 할인율은 전라남도(2010)에서 제시하고 있는 7%를 적용하여 산출함

□ 시나리오 1

- 시나리오 1은 2010년 기준 제주 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 지원, 탄소배출권 거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 1에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(8,345.8억원), 한림 300MW단지(7,463.9억원), 구좌 300MW단지(6,513.5억원) 순으로 분석됨
 - 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(1.43), 표선 102MW·201MW단지(1.42), 대정 102MW·201MW(1.41) 순으로 분석됨
 - 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(14.0%), 표선 102MW·201MW단지(13.9%), 대정 201MW단지(13.8%) 순으로 분석됨
- 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-6> 시나리오 1에 따른 비용편익분석 결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	2,500.2	1.38	13.2
	201MW	705,905	4,370.6	1.34	12.6
	300MW	1,053,063	6,513.5	1.34	12.6
한림	102MW	382,276	2,660.2	1.40	13.6
	201MW	749,682	5,175.5	1.40	13.5
	300MW	1,104,750	7,463.9	1.39	13.3
대정	102MW	383,860	2,689.3	1.41	13.7
	201MW	762,826	5,417.1	1.41	13.8
	300MW	1,152,713	8,345.8	1.43	14.0
표선	102MW	389,305	2,789.4	1.42	13.9
	201MW	770,669	5,561.3	1.42	13.9

□ 시나리오 2

- 시나리오 2는 2010년 기준 전국 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 지원, 탄소배출권 거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 2에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(4,459.3억원), 한림 300MW단지(3,739.1억원), 구좌 300MW 및 표선 201MW단지(2,963.0억원) 순으로 분석됨

- 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW, 표선 102MW·201MW단지(1.24), 대정 201MW단지(1.23) 순으로 분석됨
- 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(11.0%), 표선 102MW·201MW 단지(10.9%) 순으로 분석됨
- 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-7> 시나리오 2에 따른 비용편익분석 결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	1,240.6	1.20	10.3
	201MW	705,905	1,990.5	1.17	9.7
	300MW	1,053,063	2,963.0	1.17	9.7
한림	102MW	382,276	1,371.3	1.22	10.6
	201MW	749,682	2,647.8	1.22	10.6
	300MW	1,104,750	3,739.1	1.21	10.4
대정	102MW	383,860	1,395.1	1.22	10.7
	201MW	762,826	2,845.2	1.23	10.8
	300MW	1,152,713	4,459.3	1.24	11.0
표선	102MW	389,305	1,476.9	1.24	10.9
	201MW	770,669	2,963.0	1.24	10.9

□ 시나리오 3

- 시나리오 3은 2010년 기준 제주 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 미지원, 탄소배출권 거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 3에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(7,358.2억원), 한림 300MW단지(6,685.8억원), 구좌 300MW단지(5,319.9억원) 순으로 분석됨
 - 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(1.36), 한림 201MW 및 표선 201MW단지(1.34) 순으로 분석됨
 - 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(12.8%), 한림 201MW 및 표선 201MW단지(12.6%) 순으로 분석됨
 - 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-8> 시나리오 3에 따른 비용편익분석 결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	1,730.5	1.24	10.9
	201MW	705,905	3,388.9	1.25	11.0
	300MW	1,053,063	5,319.9	1.26	11.3
한림	102MW	382,276	2,306.1	1.33	12.4
	201MW	749,682	4,609.4	1.34	12.6
	300MW	1,104,750	6,685.8	1.33	12.4
대정	102MW	383,860	2,125.8	1.30	11.8
	201MW	762,826	4,641.6	1.33	12.5
	300MW	1,152,713	7,358.2	1.36	12.8
표선	102MW	389,305	2,194.5	1.30	12.0
	201MW	770,669	4,754.4	1.34	12.6

□ 시나리오 4

- 시나리오 4는 2010년 기준 전국 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 미지원, 탄소배출권 거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 4에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(3,471.8억원), 한림 300MW단지(2,961.1억원), 표선 201MW단지(2,156.0억원) 순으로 분석됨

- 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(1.18), 한림 201MW·300MW, 대정 201MW, 표선 201MW단지(1.16) 순으로 분석됨
- 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(9.9%), 한림 201MW 및 표선 201MW단지(9.7%) 순으로 분석됨
- 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-9> 시나리오 4에 따른 비용편익분석 결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	471.0	1.07	8.1
	201MW	705,905	1,008.9	1.08	8.3
	300MW	1,053,063	1,769.4	1.09	8.5
한림	102MW	382,276	1,017.3	1.16	9.5
	201MW	749,682	2,081.8	1.16	9.7
	300MW	1,104,750	2,961.1	1.16	9.6
대정	102MW	383,860	831.6	1.12	9.0
	201MW	762,826	2,069.7	1.16	9.6
	300MW	1,152,713	3,471.8	1.18	9.9
표선	102MW	389,305	881.9	1.13	9.1
	201MW	770,669	2,156.0	1.16	9.7

□ 시나리오 5

- 시나리오 5는 2010년 기준 제주 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 지원, 탄소배출권 미거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 5에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(7,660.8억원), 한림 300MW단지(6,807.4억원), 구좌 300MW단지(5,887.8억원) 순으로 분석됨
 - 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW, 표선 102MW·201MW단지(1.39), 대정 102MW·201MW단지(1.38) 순으로 분석됨
 - 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(13.5%), 표선 102MW·201MW단지(13.4%) 순으로 분석됨
 - 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-10> 시나리오 5에 따른 비용편익분석결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	2,278.2	1.35	12.7
	201MW	705,905	3,951.1	1.31	12.1
	300MW	1,053,063	5,887.8	1.31	12.2
한림	102MW	382,276	2,433.0	1.37	13.1
	201MW	749,682	4,730.0	1.37	13.0
	300MW	1,104,750	6,807.4	1.36	12.8
대정	102MW	383,860	2,461.2	1.38	13.1
	201MW	762,826	4,963.8	1.38	13.3
	300MW	1,152,713	7,660.8	1.39	13.5
표선	102MW	389,305	2,558.1	1.39	13.4
	201MW	770,669	5,103.4	1.39	13.4

□ 시나리오 6

- 시나리오 6은 2010년 기준 전국 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 지원, 탄소배출권 미거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 6에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(3,774.3억원), 한림 300MW단지(3,082.6억원), 표선 300MW단지(2,505.0억원) 순으로 분석됨

- 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW 및 표선 201MW단지(1.21), 대정 201MW 및 표선 102MW단지(1.20) 순으로 분석됨
- 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW 및 표선 201MW단지(10.4%), 표선 201MW단지(10.3%) 순으로 분석됨
- 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-11> 시나리오 6에 따른 비용편익분석결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	1,018.6	1.17	9.7
	201MW	705,905	1,571.1	1.13	9.2
	300MW	1,053,063	2,337.3	1.13	9.1
한림	102MW	382,276	1,144.2	1.19	10.0
	201MW	749,682	2,202.4	1.18	10.0
	300MW	1,104,750	3,082.6	1.17	9.8
대정	102MW	383,860	1,167.0	1.19	10.2
	201MW	762,826	2,391.9	1.20	10.2
	300MW	1,152,713	3,774.3	1.21	10.4
표선	102MW	389,305	1,245.5	1.20	10.3
	201MW	770,669	2,505.0	1.21	10.4

□ 시나리오 7

- 시나리오 7은 2010년 기준 제주 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 미지원, 탄소배출권 미거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 7에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(6,673.2억원), 한림 300MW단지(6,029.3억원), 구좌 300MW단지(4,694.1억원) 순으로 분석됨
 - 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(1.33), 한림 201MW·대정 201MW·표선 201MW 단지(1.31) 순으로 분석됨
 - 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(12.3%), 한림 201MW 및 표선 201MW단지(12.1%) 순으로 분석됨
 - 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-12> 시나리오 7에 따른 비용편익분석 결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	1,508.5	1.21	10.4
	201MW	705,905	2,969.4	1.22	10.6
	300MW	1,053,063	4,694.1	1.23	10.8
한림	102MW	382,276	2,079.0	1.30	11.9
	201MW	749,682	4,163.9	1.31	12.1
	300MW	1,104,750	6,029.3	1.30	11.9
대정	102MW	383,860	1,897.7	1.27	11.4
	201MW	762,826	4,188.3	1.31	12.0
	300MW	1,152,713	6,673.2	1.33	12.3
표선	102MW	389,305	1,963.2	1.27	11.5
	201MW	770,669	4,296.5	1.31	12.1

□ 시나리오 8

- 시나리오 8은 2010년 기준 전국 평균 SMP 단가 기준, 계통연계비용의 정부 미지원, 탄소배출권 미거래를 가정하여 설정함
- 시나리오 8에 의거하여 해상풍력발전시범단지의 비용편익분석을 실시한 결과는 다음과 같음
 - 순현재가치(NPV) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(2,786.8억원), 한림 300MW단지(2,304.6억원), 표선 201MW단지(1,698.1억원) 순으로 분석됨

- 편익비용비(B/C ratio) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(1.15), 한림 201MW·대정 201MW·표선 201MW 단지(1.13) 순으로 분석됨
- 내부할인율(IRR) 기준 경제적 타당성이 가장 높은 시범단지는 대정 300MW단지(9.4%), 한림 201MW·표선 201MW단지(9.1%) 순으로 분석됨
- 각 분석 결과를 구체적으로 제시하면 다음과 같음

<표 4-13> 시나리오 8에 따른 비용편익분석 결과

지역	설비용량	생산용량 (Mwh)	NPV (억원)	B/C ratio	IRR (%)
구좌	102MW	373,572	249.0	1.04	7.6
	201MW	705,905	589.4	1.05	7.7
	300MW	1,053,063	1,143.6	1.06	8.0
한림	102MW	382,276	790.1	1.12	9.0
	201MW	749,682	1,636.3	1.13	9.1
	300MW	1,104,750	2,304.6	1.12	9.0
대정	102MW	383,860	603.5	1.09	8.5
	201MW	762,826	1,616.4	1.13	9.0
	300MW	1,152,713	2,786.8	1.15	9.4
표선	102MW	389,305	650.6	1.10	8.6
	201MW	770,669	1,698.1	1.13	9.1

□ 분석 결과 종합

- 앞서 실시한 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성사업의 경제적 타당성 분석 결과를 종합하여 제시하면 다음과 같음
 - 제주지역의 구좌, 한림, 대정, 표선지역에 각각 102MW, 201MW, 300MW의 설비용량으로 해상풍력발전시범단지를 조성할 경우의 경제적 타당성을 분석함
 - 계통연계비용 지원 여부, 계통한계가격(SMP) 기준 가격, 탄소배출권(CER) 거래 여부에 따라 총 8가지의 시나리오를 설정함
 - 시나리오별로 순현재가치(NPV), 비용편익비(B/C ratio), 내부할인율(IRR) 등의 경제성 평가 지표를 통해 경제적 타당성을 평가함
 - 분석 결과 대체로 대정 300MW단지가 경제적 타당성이 가장 높은 것으로 나타남
 - 각 시나리오별·경제성 평가 지표별로 가장 경제적 타당성이 높은 조성단지를 제시하면 다음과 같음

<표 4-14> 경제적 타당성 분석 결과 종합

시나리오		NPV	B/C ratio	IRR
연번	가정			
1	계통연계비용 지원 제주 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
2	계통연계비용 지원 전국 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW 표선 102MW 표선 201MW	대정 300MW
3	계통연계비용 미지원 제주 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
4	계통연계비용 미지원 전국 평균 SMP CER 거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
5	계통연계비용 지원 제주 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW 표선 102MW 표선 201MW	대정 300MW
6	계통연계비용 지원 전국 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW 표선 201MW	대정 300MW 표선 201MW
7	계통연계비용 미지원 제주 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW
8	계통연계비용 미지원 전국 평균 SMP CER 미거래	대정 300MW	대정 300MW	대정 300MW

V. 제주지역 해상풍력발전시범단지 조성 전략

- 여기에서는 앞서 해상풍력발전시범단지 조성사업의 경제적 타당성 분석 결과를 토대로 조성 전략을 수립함
- 조성 전략은 크게 제주지역 해상풍력발전 사업 전망과 시범단지 개발 전략으로 구분하여 제시함
 - 제주지역의 해상풍력발전 사업 환경 및 전망을 고찰하고, 해상 풍력발전시범단지 조성 후보 지역 및 개발 가능 용량 선정, 단계별 해상풍력발전시범단지 조성 계획 등을 수립함

1. 제주지역 해상풍력발전 사업 전망

- 제주지역 해상풍력발전사업은 수심 30m 이내에서 해상풍력발전단지를 조성한다면 사업의 경제성은 비교적 양호한 것으로 평가됨
- 구체적으로 풍황자원, 기존 풍력발전단지의 이용률, 풍력발전 계통 접속 용량 등의 측면을 감안할 경우, 경제성 확보가 용이한 것으로 판단됨
- 구좌, 한림, 대정, 표선지역 해상의 풍속은 약 7.7~8.7m/s(84m높이 기준)로 국내 최고 수준이라고 할 수 있음
- 기존 제주 육상풍력발전단지의 이용률은 25% 이상으로, 제주지역 풍력발전사업의 경제성은 충분한 것으로 평가되고 있음
- 2012년 3월 제2해저연계선이 완공될 경우 풍력발전 계통 접속용량은 500MW 이상이 가능한 것으로 예상됨

- 이외에도 제주지역은 타 지역에 비해 계통한계가격(SMP)이 높게 형성되기 때문에 해상풍력발전을 통한 수익 확보가 용이할 것으로 판단됨
- 또한 2012년부터 신재생에너지 공급의무화제도¹³⁾(RPS)가 도입될 예정인 바, 이는 제주지역 해상풍력발전사업의 경제성 확보에 도움이 될 것으로 예상됨
- 해상풍력발전의 경우 전력단가 산출시, 해안에서 5km이내의 해상풍력발전단지에는 SMP+60원, 5km이상의 해상풍력발전단지에는 SMP+80원의 가중치를 부여할 예정임
- 이는 해상풍력발전의 전력판매단가 인상을 가져와 수익 구조 개선에 도움이 될 것으로 판단됨

2. 제주지역 해상풍력발전시범단지 개발 전략

- 여기에서는 해상풍력발전시범단지 개발 가능 후보 지역 및 개발 용량을 선정하고 구체적인 시범단지 개발 전략을 제시함

2.1. 해상풍력발전시범단지 조성 후보지 및 개발 용량 산정

- 해상풍력발전시범단지 조성 후보지 및 개발용량은 경제적 타당성 뿐만 아니라 경제성 확보를 위한 최소 단위의 단지용량, 수심, 계통연계 등을 고려하여 선정하여야 함
- 이러한 요인 중 가장 중요한 요인은 수심과 단지 용량이라고 할 수 있음

13) 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)는 일정규모 이상의 발전사업자가 총발전량의 일정비율 이상을 신재생에너지전력으로 공급토록 의무화하는 제도임

- 현재 해상풍력발전 관련 기술 수준을 감안할 경우, 최소의 경제적 타당성을 확보할 수 있는 풍력발전단지의 설비용량은 300MW, 수심은 30m 이내임
 - 이외에도 부속도서, 해안절경 등을 고려하여 되도록 경관을 훼손하지 않는 지역에 시범단지를 조성할 필요가 있음
- 전문가 의견 수렴 결과, 경제적 타당성을 확보할 수 있는 기술 수준, 수심, 경관 등을 고려할 경우, 해상풍력발전단지는 구좌 300MW, 대정 200MW 규모로 조성하는 것이 적합한 것으로 평가함
 - 한림 및 표선지역은 급속한 경사 등의 해저지형을 감안할 경우 각각 100MW 규모의 단지 조성이 가능하나 이는 현 기술 수준을 고려할 경우 경제성이 미흡한 것으로 판단됨
 - 따라서 한림 및 표선지역의 경우 경제성을 확보하기 위해서는 향후 관련 기술 개발 여건 등을 고려하여 조성하여야 함
 - 대정 해상은 인근의 대정 및 송악산에서의 경관을 고려할 경우, 200MW을 초과하는 단지 조성은 어려울 것으로 판단됨
- 즉 현재 기술 수준에서 제주지역 해상에 조성 가능한 적정 해상풍력발전 개발용량은 500MW이며, 이를 그림으로 도식화하여 나타내면 다음과 같음



주: 한림 및 표선지역 해상풍력발전단지(100MW 규모)는 향후 기술 개발을 통한 경제성 확보가 가능할 경우 추진함

(그림 5-1) 제주지역 해상풍력발전단지 조성지역 및 가능용량

- 또한 주민 수용 여부, 해양환경 훼손, 전력계통연계 상의 문제, 경관 등을 고려하여 좀 더 세밀한 평가가 실시될 경우, 조성 후보지 및 개발용량은 달라질 수 있음
- 해상풍력발전 관련 기술은 지속적으로 개발되고 있는 바, 향후 수심 30m 이상에도 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단됨

2.2. 해상풍력발전단지 추진 계획

- 구좌 300MW 및 대정 200MW급 해상풍력발전단지 조성을 위한 추진 계획은 단계별 조성 계획, 추진 주체, 지역주민 소득 창출 방안 등을 고려하여 수립함
- 본 연구에서 제시하고 있는 해상풍력발전단지 추진 계획은 정부의 해상풍력발전 관련 정책 추진 과정 및 지원 내역에 따라 달라질 수 있음

□ 해상풍력발전단지 단계별 조성 계획

- 단계별 추진계획은 우선적으로 해상풍력발전사업의 경제성, 주민수용성, 경관, 현 기술개발 수준을 고려한 수심 30m 이내 단지 개발 가능 면적 등을 고려하여 수립함
 - 이외에도 자금 확보 가능성, 정부의 해상풍력발전사업 관련 정책 및 SmartGrid 사업과의 연계성 등을 고려함
 - 추진 계획은 시범단계, 정착단계, 확산단계로 구분하여 수립함
- 단계별 추진 계획을 제시하면 다음과 같음
 - 시범단계 추진 계획(2012~2014): 구좌 또는 대정지역에 100MW 규모의 국가 해상풍력발전시범단지를 조성함
 - 구좌지역은 기존 육상풍력발전단지가 조성된 지역으로 주민들의 수용이 용이할 것으로 판단됨
 - 정착단계 추진 계획(2015~2019): 시범단계시 조성된 단지규모를 감안하여 구좌 및 대정지역에 총 400MW 규모의 해상풍력발전단지를 조성함
 - 확산단계 추진 계획(2020~2025): 향후 해상풍력발전 관련 기술 개발 여건 및 경제적 확보 가능성 등을 고려하여 한림 및 표선지역에 각각 100MW 규모의 해상풍력발전단지를 조성함

<표 5-1> 제주도 해상풍력발전 추진 계획

(단위: 억원)

단계	사업기간	조성 규모	사업비
시범단계	2012~2014	구좌 또는 대정지역에 100MW 규모의 국가해상풍력발전시범단지 조성	4,468 ~5,255
정착단계	2015~2019	구좌 및 대정지역에 총 400MW 규모의 해상풍력발전단지 조성	17,610 ~19,407
확산단계	2020~2025	기술 개발 여건 및 경제적 확보 가능성 등을 고려하여 한림 및 표선지역에 각각 100MW 규모의 해상풍력발전 단지를 조성	4,463 ~5,073

□ 추진주체

- 사업의 성공적인 추진을 위해 주관사업자는 풍력발전과 관련한 많은 경험과 노하우를 가진 선진 해상풍력전문회사로 선정하는 것이 바람직함
 - 특히 국내 자본 및 기술을 기반으로 하는 해상풍력전문회사를 통해 사업 추진에 따른 경험 및 노하우를 지역 내에 축적할 수 있도록 유도함
 - 궁극적으로 이러한 노하우는 제주지역 해상풍력발전사업을 정착 단계 및 확장단계로 확대시킬 수 있는 원동력이 될 수 있도록 함
- 이와 함께 제주특별자치도는 해상풍력발전사업의 성공 기반을 조성을 위한 정책적 노력을 집중해야 할 필요가 있음
 - 사업추진을 위한 특수목적법인 등을 구성할 경우 특정 집단이나 회사가 절대적인 지분을 확보할 수 없도록 하여 독점화를 방지하는 제도를 마련해야 할 것임

- 또한 특수목적법인의 CEO는 관련 분야의 전문지식과 경험을 가진 자를 영입하도록 할 필요가 있음
- 1단계 사업이 성공적으로 추진된 이후에는 사업의 확장 및 추가 사업 실시를 위해 지역주민의 해상풍력발전사업에 참여할 수 있는 기회를 제공할 필요가 있음

□ 지역주민 소득 창출 방안

- 제주지역 해상풍력발전사업은 해상풍력발전 관련 기업 유치 및 외해 가두리 양식장 조성 등을 통해 지역주민의 소득 창출과 연계되도록 추진되어야 함
 - 해상풍력발전단지가 조성되는 지역에 해상풍력발전 관련 유지·보수기업을 유치하고, 이들 기업이 지역주민 고용을 창출할 수 있도록 유도함
 - 풍력발전기 타워를 이용한 외해 가두리 양식장을 조성하여 지역주민에게 소득 창출 기회를 제공함

【참고문헌】

□ 국내문헌

산업교육연구소(2010), 해상풍력발전산업 기술개발 세미나 자료집
손충렬 외(2010), 해상풍력발전, 도서출판 아진
에너지관리공단(2008), 신재생에너지 R&D 2030
전라남도(2010), RPS 대응과 조기 수출산업화를 위한 해상풍력 시범단지 조성 방안
제주특별자치도(2009), 제주특별자치도 신·재생 에너지 보급 기본계획 수립 연구보고서
지식경제부(2008), 제3차 신재생에너지 기본계획(2008~2030)
지식경제부(2009), 그린에너지전략 로드맵
지식경제부(2010), 해상풍력 추진 로드맵
한국전력공사(2010), 서해안 2.5GW급 해상풍력 추진(안)
Wind Power Journal(2010), 가을호

□ 국외문헌

BTM Consult Aps(2009), offshore report
European Renewable Energies Federation Report(2006/2007)

□ 참고사이트

<http://www.EWEA.org>

<http://www.offshorewindenergy.org>

<http://www.kweia.or.kr>

연구진

연구책임	고태호	제주발전연구원 책임연구원
	김일환	제주대학교 전기공학과 교수
공동연구	임정현	제주발전연구원 초빙연구원
연구보조	김세일	제주발전연구원 연구보조원

현안연구 2011-1

제주지역 대규모 해상풍력발전 시범단지 조성방안 기초 연구

발행인 || 양영오

발행일 || 2011년 3월

발행처 || 제주발전연구원

690-029 제주도 청사로1길 18-4번지

전화: (064) 726-0500 팩스: (064) 751-2168

홈페이지: www.jdi.re.kr

인쇄처 || 일신옵셋인쇄사

ISBN : 978-89-6010-182-1 93530

- 이 보고서의 내용은 연구진의 견해로서, 제주특별자치도의 정책적
입장과는 다를 수 있습니다. 또한 이 보고서는 출처를 밝히는 한
자유로이 인용할 수 있으나 무단전재나 복제는 금합니다.