

부존량 및 기술수준 분석을 통한 국내 해상풍력 추진전략

유무성*, 강금석, 이준신, 김지영

Strategy for Domestic Offshore Wind Power Development based on the Analysis of Natural Resources and Technology Level

Moo-Sung Ryu*, Keum-Seok Kang, Jun-Shin Lee and Ji-Young Kim

Abstract

Developing the offshore wind farm is essential to meet the national target of the renewable energy and to achieve the green growth in Korea. In this context, KEPRI is now carrying the feasibility study for introducing the offshore wind farm in Korea. Accordingly, it is required to formulate an appropriate strategy, this paper mainly discuss, for this goal. First of all, several preliminary sites for the offshore wind farm are selected based on the evaluation criteria presented herein. In addition, the domestic sub-technological level of key technology sectors associated with the offshore wind power is analyzed. It includes the industries related to wind turbine, grid integration, structural design and construction. Integrating these results, we propose a strategy in order to successfully develop the first offshore wind farm more than 100-MW class in the south-western sea area of Korea.

Key words

Offshore wind farm(해상풍력단지), Site Assessment(부지평가), Test bed(실증단지), HVDC(고압직류), Green Grid(신재생에너지용 HVDC 국가 기간망)

(접수일 2010. 3. 8, 수정일 2010. 3. 25, 게재확정일 2010. 3. 25)

* 한국전력공사 전력연구원

■ E-mail : faust001@kepri.re.kr ■ Tel : (042)865-5233 ■ Fax : (042)865-5209

1. 서론

최근 우리나라는 “저탄소 녹색성장”이라는 국가적 비전 아래 정부와 민간 연구기관을 중심으로 신·재생에너지 개발에 총력을 기울이고 있다. 정부는 제1차 국가에너지 기본계획(2008)에서 2030년까지 신재생에너지 사용비율을 1차 에너지의 11.5% (총 발전량의 26%)로 확정하고 이를 달성하기 위해 2012년부터

RPS를 도입할 예정임을 발표하였다. 현재 국내에서 풍력은 신·재생에너지 투자의 45%를 차지하고 있으며 가장 경제성이 있는 에너지원으로 평가받고 있다. 그러나, 육상풍력의 경우 지속적인 개발에 따른 양호한 입지의 고갈과 소음 및 경관문제에 의한 민원 등으로 개발한계에 이르게 되었다. 이에 따라 해상풍력에 대한 관심이 점차 고조되고 있으며 지식경제부에서는 해상풍력발전의 국내 도입 촉진 및 타당성 평가를 위한 정책 과제

를 제안하여, 현재 『국내 해역의 중형 해상풍력 플랜트 타당성 조사 연구』가 수행되고 있다. 본 논문에서는 지금까지 진행된 연구결과를 바탕으로 국내 해상풍력의 개발 타당성을 검토하고 그에 따른 향후 추진전략을 제시하고자 한다.

2. 국내 해상풍력 타당성 검토

2.1 해상풍력 부존량 분석

국내에 해상풍력발전을 도입하기 위해서는 먼저 풍력자원에 대한 분석이 선행되어야 한다. 김지영 등(2009)⁽¹⁾은 국내 해역의 해상풍력 개발 적정 입지 선정에 위하여 Table 1과 같

Table 1. Site assessment standards

| 평가항목 | 세부 평가기준 |
|------|----------------------------|
| 풍 황 | 바람 3등급 이상 |
| | 태풍 발생빈도와 최대풍속 |
| 해 황 | 파향별 파고 및 주기 |
| | 평균조차, 최대조차, 조류속 |
| | 수심(50m이상 배제), 해저질, 지반상태 |
| | 지진활동도, 지진력 |
| 환경보호 | 환경보호지역, 조류 이동 및 서식지 유무 |
| 입지조건 | 항구, 변전소 등으로부터의 이격거리 |
| 기타 | 어장, 채사장, 군사시설, 항로, 국립공원 유무 |

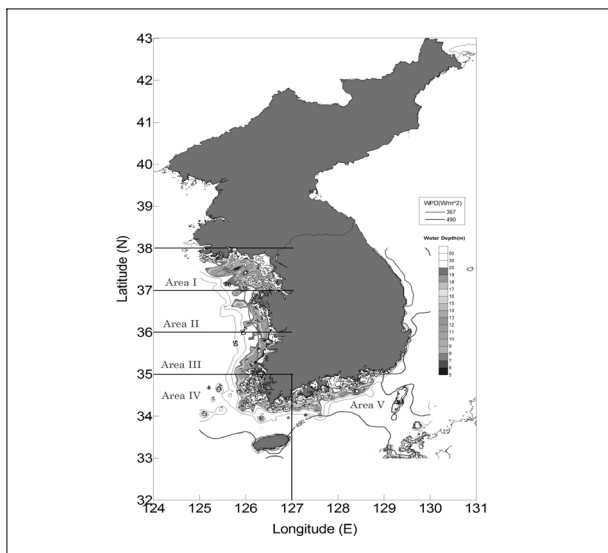


Fig. 1 Classification of western & southern sea area.

은 기준을 제시하고, 남서해안의 풍황자원, 수심조건, 해안에서의 이격거리 등을 분석하였으며, 경관위해 및 어업에의 영향과 같은 사회적 측면 등을 반영하여 국내 해상풍력의 부존량을 산정하였다. 본 연구에서는 이러한 부존량의 지역별 분포를 파악하기 위하여 Fig. 1과 같이 5개 권역을 구분하였다. 각 권역별 부존량을 구분한 결과, Table 2와 같이 0.7~1.4GW 단위의 개발용량을 보유하고 있으며, 수심별로는 20m까지는 5.7GW, 이를 30m 지역까지 확대할 경우 약 11GW 규모의 총 발전용량을 확보할 수 있음을 확인하였다.

또한, 부존량 평가결과를 바탕으로 향후 단지의 확장성 및 전력망과의 연계성을 고려하여 권역을 세분화하고 이를 우선 개발가능부지로 선정하였다. 선정기준은 바람조건 3등급 이상, 수심 20m 이내, 기존 전력망과의 연계거리 20km 이내, 해안 이격거리 10km이상을 적용하였다. 이에 대한 분석결과를 Table 3 및 Fig. 2와 같다. 이를 살펴보면, 고창연안은 기존 전력망과의 연계가 용이하여 해상풍력 실증단지 건설에 적합하고, 신안연안은 향후 대규모 해상풍력단지 개발의 적지이며,

Table 2. Offshore wind power capacity in each area

| 권역 | 수심 5-20m | | 수심 0-30m | |
|-----|----------------------|--------|----------------------|--------|
| | 면적(km ²) | 용량(GW) | 면적(km ²) | 용량(GW) |
| I | 180 | 1.3 | 337 | 2.4 |
| II | 103 | 0.7 | 305 | 2.2 |
| III | 151 | 1.1 | 291 | 2.1 |
| IV | 166 | 1.2 | 291 | 2.1 |
| V | 201 | 1.4 | 320 | 2.3 |
| 계 | 801 | 5.7 | 1,544 | 11.1 |

Table 3. Site assessment for priority candidates

| 지역 | 바람 등급 | 수심 | 변전소 이격거리 | 부 지 평 가 |
|-------|-------|--------|----------|----------------------------|
| 고창 연안 | 2 | 5-10m | 약 7.5km | 낮은 수심 계통연계 유리 실증단지 최적 |
| 부안 영광 | 3 | 10-20m | 약 15km | 풍황, 수심 양호 계통연계 양호 우선 개발 지역 |
| 신안 연안 | 3 | 15-25m | 30km이상 | 풍황 우수 광역 저수심 대규모단지 적지 |
| 군산 연안 | 3 | 25-30m | 15-30km | 접근성 양호 |
| 태안 연안 | 3 | 25-30m | 약 20km | 풍황, 계통양호 접근성 양호 |

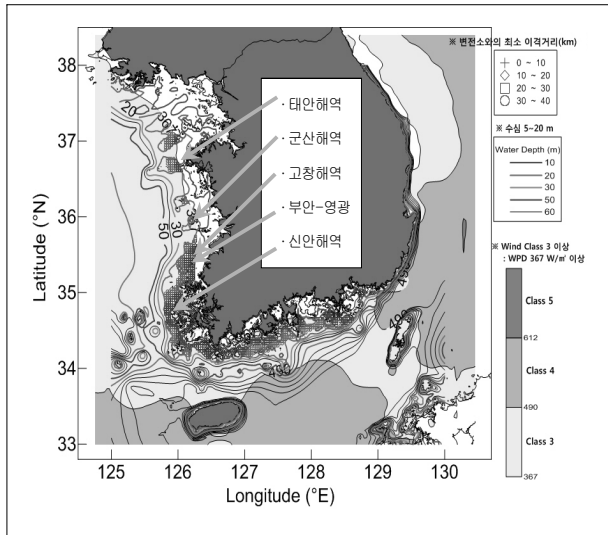


Fig. 2 Priority candidate sites for offshore wind farm.

부안-영광 연안의 경우 풍황 및 수심조건이 양호하고 계통연계도 유리하여 우선 개발지역으로 가장 적합함을 알 수 있다.

2.2 국내 기술수준 분석

풍력자원의 부존량 평가를 통하여 국내 해상풍력의 개발가능성을 확인하고 다음 단계로는 이를 구체화하기 위해 필요한, 해상풍력관련 기술에 대한 수준분석을 실시하였다. 분석

에 사용된 자료는 덴마크, 독일, 영국 등 해상풍력 선도국의 사업 수행사례⁽⁴⁾와 사업보고서, 연구논문 등의 문헌조사^(5,6) 결과와 국내 제작사, 설계사 및 시공사의 자문 결과를 종합한 것으로서 자료의 객관성을 유지하도록 노력하였다. 풍력발전 분야의 전반적인 기술수준을 분석한 결과는 Table 4⁽²⁾와 같으며, 여기서 수준이 의미하는 바는 풍력선진국의 기술력을 100%로 보았을 때의 국내 기술수준 정도이다. 먼저, 풍력기 기분야를 살펴보면 육상풍력은 750kW, 2MW 등 시스템 위주의 기술개발이 추진되어 실증 및 상업운전 실적을 바탕으로 시장진입단계에 와 있으나, 해상풍력은 3MW급이 실증단계에 있고 5MW의 대형시스템은 기술개발 단계로서 사업화를 위해서는 지속적인 연구가 필요한 실정이다. 국내 중대형 풍력시스템 산업관련 참여기업은 시공업체를 제외한 시스템 제작, 설계, 풍력발전 부품생산, 단지개발 기업 등 50여개 업체가 있으며 일부 요소부품은 수출 중이나, 핵심부품의 경우 해외 의존도가 높아 세계시장 조기 진입을 위해서는 부품 국산화와 함께 시스템 신뢰성 확보 및 가격경쟁력 향상이 필요하다. 해상풍력의 경우에는, 자체 기술개발을 주도하고 있는 기존업체와 기술도입을 통한 조기 시장진입을 목표로 하는 신생업체를 중심으로 국산 해상풍력발전시스템 개발에 주력하고 있으며 2013년을 기점으로 기기 양산을 추진(Table 5 참조⁽³⁾)할 전망이다.

다음으로 계통분야를 살펴보면, 최근 세계적으로 해상풍력

Table 4. Technology level of wind power fields in Korea

| 품목 | 자원평가 | 단지설계 | 풍력발전시스템 | 감시진단 | 운용 및 유지보수 | 계통연계 |
|----|------|------|---------|------|-----------|-------|
| 비중 | 10% | 10% | 50% | 9% | 10.5% | 10.5% |
| 수준 | 80% | 90% | 70% | 60% | 70% | 90% |

| 품목 | 블레이드 | 증속기 | 발전기 | 전력변환장치 | 타워 | 베어링 및 피치 시스템 | 시스템 설계 및 평가 |
|----|------|-----|------|--------|------|--------------|-------------|
| 비중 | 10% | 5% | 7.5% | 5% | 5% | 7.5% | 10% |
| 수준 | 75% | 50% | 50% | 50% | 100% | 50% | 70% |

Table 5. Time schedule for offshore wind turbine supply

| 업체명 | 주요 사양 | | 기기 공급 일정 | | | 비고 |
|-----|-------|------|--------------|--------------|--------|------|
| | 용량 | 발전기 | 기술개발 | 실증 | 생산 | |
| D 사 | 3MW | PMG | '06.8~'09.7 | '11.4~'12.4 | '12.1~ | 자체개발 |
| S 사 | 5MW | 미정 | '10.1~'11.12 | '13.1~'13.12 | '13.7~ | 기술도입 |
| Y 사 | 3.6MW | PMSG | '9.6~'11.12 | '12.1~'12.12 | '13.1~ | 자체개발 |
| R 사 | 3.5MW | PMSG | '10.1~'12.7 | '12.8~'13.12 | '14.1~ | 자체개발 |
| H 사 | 5MW | 미정 | '09.9~'12.1 | '12.2~'12.12 | '13.1~ | 자체개발 |

발전 보급량이 확대되면서 발전된 전기를 기존 전력망에 연계하는 기술이 매우 중요한 이슈가 되고 있으며 단지규모가 GW급으로 커지면서 기술적으로는 기존 교류송전에서 직류 송전방식으로 변화하고 있는 추세이다. 유럽에서는 북해에 20GW급 해상풍력단지를 조성하고 고압직류송전(HVDC) 연계 방식을 채용하여 유럽 각국의 전력망을 연결하는 Super-Grid 방안을 추진 중에 있다.

대규모 발전원을 전력계통에 연계하기 위한 방법은 크게 고압교류(HVAC : High Voltage Alternating Current)방식과 고압직류(HVDC : High Voltage Direct current)방식으로 구분할 수 있다. HVAC는 상대적으로 저가인 변압기를 사용하여 기존의 계통망에 쉽게 연계가 가능하지만, 전력전송 시 3상 전기 공급을 위해 최소 세 개의 케이블이 필요하고, AC 케이블은 그 특성상 전기를 저장하는 커패시터 역할을 하기 때문에 장거리 전송 시 케이블 손실이 발생하여 전력 보상 장치가 필수적으로 요구된다. 반면에, HVDC는 기존의 전력망에 연계하기 위해 고가의 변환기기가 필요하지만 2선의 케이블이면 전력전송이 가능하고 AC 케이블과는 달리 전력손실이 매우 적어 장거리 대용량 전력전송에 경제적으로 매우 유리한 특징이 있다. 국내 해상풍력의 경우에도 장기적으로 대규모 단지건설을 고려할 경우, 대용량 발전전력을 수요처에 안정적으로 공급하기 위해서는 직류송전방식에 대한 검토가 필요하다.

마지막으로는, 해상풍력단지의 경제성을 좌우할 수 있는 지지구조물 설치를 포함하는 단지조성분야의 기술수준을 분

석하였다. 풍력선진국의 경우에는 해상 기상탑에 의한 장기 풍황조사를 바탕으로 신뢰성 있는 풍황자료의 개발을 유도하고 있으나, 국내의 경우에는 자원평가를 위한 해상풍황 설계측은 초기 단계이며 풍황 장기예상을 위한 기준 기상자료도 불분명한 상황이다. 현재 타당성 조사 연구의 일환으로 국내 최초의 실해역 풍황자료 및 해황자료 수집을 위한 해상 기상탑이 올해 상반기에 위도 인근 해상에 설치될 예정이다. 관련 분야별 기술수준은 Table 6⁽³⁾과 같다. 표에서 알 수 있듯이 전반적인 기술수준은 선진국 대비 60~80% 선으로 연구개발이 시급한 실정이며 특히, 지지구조물의 경우에는 전용 설계기준이 수립되어 있지 않아 해상풍력 산업 활성화 시 해외 설계사에 기술종속이 우려되는 분야이다. 또한, 인증분야 역시 매우 취약한 상태로서 이에 대비하지 않을 경우, 국산 터빈의 수출 시 고가의 인증비를 해외 인증업체에 지불해야하는 상황이 발생할 수 있다. 이러한 기술적 한계를 조기에 극복하기 위해서는 국가주도의 체계적인 연구개발사업의 진행과 함께 해상풍력 단지설계 및 시공을 위한 전문회사의 육성이 필요하다.

2.3 해상풍력 타당성 검토 결과

풍황 및 제반 평가기준을 고려하여 국내 해상풍력 자원을 분석한 결과, 수심 20m까지는 5.7GW 이를 수심 30m의 해역까지 확장할 경우 약 11GW 규모의 개발량을 보유하고 있음을 확인하였다. 또한, 분야별 기술수준 검토결과 선진국 대비

Table 6. Analysis of technology level of site development field

| 핵심기술 | 선진국 기술수준 | 국내 기술수준 | 비교 |
|--------------------|--|-------------------------------|-----|
| 자원분석 및 평가 | 실 해역 기상관측 보편화 | 해상풍력 자원지도 구축 | 80% |
| 입지조사 및 평가 | 국가의 체계적인 조사 지원 | 광역 조사 자료 미비 | 80% |
| 환경영향평가 | 환경영향평가 기법 및 도구 개발 생태계 환경영향에 대한 다각도 연구 | 해외 평가도구의 차용 일부지역 해양환경 조사 중 | 70% |
| 단지배치(Micro-siting) | 다수의 전문회사 및 해석S/W 존재 | 외국기술 도입 활용 중 | 80% |
| 지지구조물 설계 | 다수의 전문회사 존재 | 외국기술에 의존 중 | 60% |
| 지지구조물 설계기준 | DNV, GL, IEC 등 설계기준 보편화 | 전용 설계기준 없음 | 60% |
| 지지구조물 시공 | 다수의 설치 경험 | 유사 구조물 시공경험 풍부 | 80% |
| 풍력터빈 설치 | 다수의 설치 경험 | 수행 경험 없음 | 60% |
| 전력선 부설 | 전문회사 다수 | 유사 시공 경험 있음 국내 전문회사 준비 중 | 80% |
| 사업인증 | 인증제도 보편화 | 국외 인증 의존 | 60% |
| 구조물 감시진단 | 대형단지를 위한 설계검증 및 개선 | 유사 분야 경험 있음 | 80% |

50~60%대에 머물러 있는 일부 분야를 제외하고는 선진국과의 기술격차가 크지 않기 때문에 실증단지 구축을 통한 연구 개발을 병행하는 사업방식을 선택한다면 해상풍력 도입의 기술적 문제점은 해결될 수 있을 것으로 판단된다. 결과적으로, 적정 부존량과 기술수준을 보유하고 있고 가장 경제성이 있는 신재생에너지원으로 평가되고 있는 풍력에너지를 이용한다는 측면을 고려할 때, 현재 시점에서의 해상풍력의 국내 도입은 타당성이 있음을 확인하였다.

3. 국내 해상풍력 추진전략

3.1 예상 사업절차 분석

국내의 경우 해상풍력 발전사업 시행경험이 전무하므로 먼저 해외사례⁽⁸⁾를 참조하여 예상 인허가 절차 및 사업절차를 분석할 필요가 있다. Fig. 4에서 보는 바와 같이, 해외 해상풍력 선도국의 대부분은 단지개발-환경영향평가-건설에 이르는 사업 인·허가 대부분이 단일 부처에서 처리되는 방식(Single Window Process)을 채택하고 있으며 일부 국가의

경우에만 관련부처의 개별허가(Multi Window Process)방식을 취하고 있다.

국내 해상풍력 사업은 발전(전기)사업 허가를 기준으로 인허가 절차가 진행될 것으로 예상되며 사업규모 및 설비용량에 따라 정부부처 혹은 해당 지자체의 승인이 필요할 것으로 보인다. 그에 따라 사업부지에 대한 제반 인허가 사항을 취득하기 위해서는 5~6개의 정부부처와 3~4개 이상의 유관기관의 승인을 얻어야 하는 복잡한 사업추진절차가 예상된다. 따라서, 국내에서도 해외사례와 같이 유사중복되는 허가조건을 일원화하고 인·허가청을 단일 창구화하는 제도적 정비가 필요함을 알 수 있다. 현재 시점에서 국내에서 해상풍력 사업을 추진할 경우 예상되는 주요업무, 인허가 사항 및 관련법령과 행정처리에 소요되는 기간⁽⁷⁾을 Fig. 5에 도시하였다. 이를 자세히 살펴보면, 사업 타당성 조사단계로부터 상업운전에 이르기까지 약 4년여의 긴 사업기간이 소요되고, 각 사업단계에서 정부부처, 지방자치단체 및 군부대 등 관련기관 협의 및 개별 법령에 의한 각종 인·허가가 필요함을 알 수 있다. 분석결과, 인허가 절차를 단순화하고 사업기간을 최소화하기 위해서는 전원개발촉진법에 의한 전원개발 실시계획 승인절차를 준용하여 사업을 진행함이 타당할 것으로 보인다.

3.2 해상풍력 도입의 제문제

3.2.1 실증단지 구축

현재 국내에는 해상풍력용 터빈을 연구 및 사업차원에서 개발 중에 있지만, 즉시 시장에 진출할만한 수준으로 신뢰성이 검증된 풍력터빈은 없는 상황이다. 따라서, 현재 상태에서 일반 사업자가 해상풍력단지 개발사업을 시행한다면 당연히 검증된 외국의 풍력터빈을 채택할 수밖에 없는 상황이다. 이런 상황이 지속된다면 국내 해상풍력 산업은 시작 단계에서부터 외국 선진사에 기술이 종속될 뿐만 아니라, 신재생에너지에 대한 정부지원이 시행될 경우 외국산 기기로 생산된 전력을 높은 가격으로 구매해주는 상황이 발생할 수도 있다. 결국, 국내 해상풍력 산업의 활성화를 위해서는 국산 터빈의 채용이 필수적이며, 이의 전제조건인 기기 신뢰성 확보를 위해서는 실증단지의 구축이 선행되어야 한다. 국내 터빈 제작사는 실증단지에서의 운영경험을 바탕으로 제반 문제점을 개선하여 기기의 신뢰도를 높이고 Track Record를 확보함으로써 향후 해외 수출의 기반을 다질 수 있을 것이다.

| Country | Authority | Procedure |
|-------------|---|---|
| UK | Crown Estate (CE) | Department of Trade and Industry's (DTI) Offshore Renewable Consents Unit (ORCU): Food and Environment Protection License for works at sea |
| | ORCU | Permit for construction/operation of a generating station |
| Denmark | DEA: Site pre-screening | DEA: Site tender/permit to survey for Environmental Impact Assessment (EIA) |
| | DEA: Building permit | DEA: Permit to exploit site and generate electricity |
| Spain | Developer: Expression of interest in site | General Directorate for Energy Policy and Mines (DGPEM): Site pre-screening, evaluation of environmental/transport/shipping impacts/gird connection |
| | DGPEM: Site tender | DGPEM: Coordination application review with govt. agencies |
| Netherlands | Developer: Application for location incl. EIA to Ministry of Transport and Water Resources (MTW) | MTW: Consultation with stakeholders (EIA, defense, shipping, fishing, etc.) |
| | MTW: Draft building permit | MTW: Final building permit |
| Belgium | Developer: Presents concessions application, incl. detailed site plan (EIA to Ministry of Marine Environment (MME)) | MME: Consultation with stakeholders |
| | MME: Publishes initial concession application, opens concession process to competitors | MME: Building and negotiation authorization (plant/cabling) |
| Germany | Developer: Notice of intention to construct communicated to BSH (federal marine authority) | Developer: Public and stakeholder consultation |
| | BSH: Project approval | BSH: Cable approval |
| Norway | Developer: Intention to apply for permits communicated Energy Regulator | Developer: Informal public and stakeholder consultation |
| | Energy Regulator: Formal application presented to Energy Regulator | Energy Regulator: Formal public and stakeholder consultation |
| Ireland | Department of Communications, Energy and Natural Resources (CENR): Foreshore license to explore site | Developer: Public and stakeholder consultation preparation of ES |
| | CENR: Foreshore lease | Commission for energy regulation: Construction, generation, and supply permit |
| Sweden | Ministry of Industry: Permit for exploitation of seabed | Ministry of Sustainable Development: Environmental permit |
| | Network Authority (part of Energy Administration): Concession for cabling and grid access | Building permit, Municipality if in 12 nm zone, Ministry of Industry if in EEZ |
| Italy | Maritime Authority: Site consent dependent on MoT Authorization | Ministry of Transport (MoT): Consultation with Economic and Environment Ministries and stakeholders |
| | MoT: Authorization to build and operate wind plant | MoT: Authorization to build and operate wind plant |
| France | Competent Authority TSD: Declaration of Zone Development (ZDE) | Competent Authority TSD: Environmental Impact Statement (EIS) |
| | Competent Authority TSD: Construction permit | Prefect Maritime: Concession for use of public land |
| Poland | No current protocol | |

Fig. 4 Authority permission procedures for offshore wind farm (European countries).

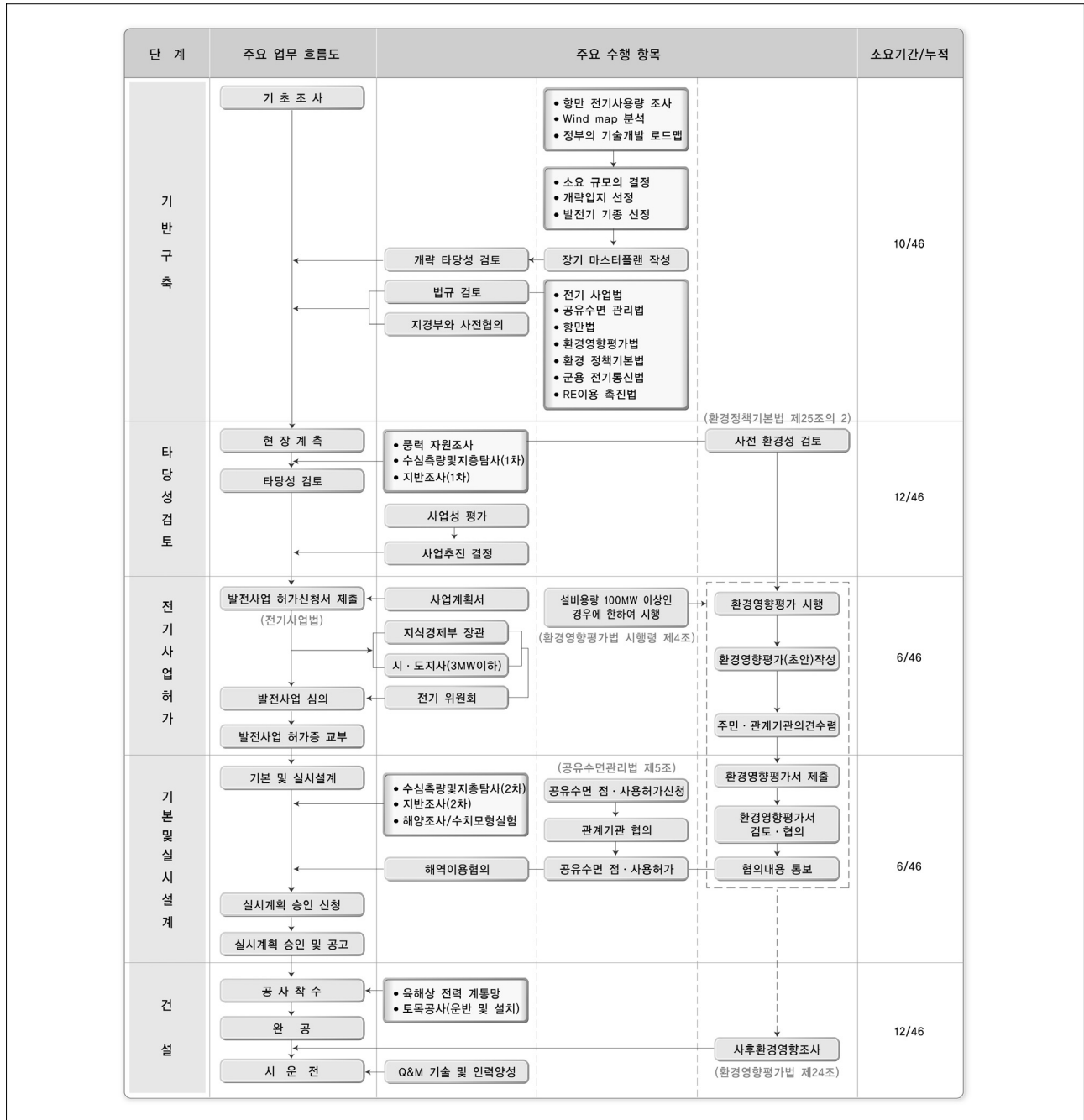


Fig. 5 Authority permission procedures for offshore wind farm.

3.2.2 전력계통망에의 연계

해상풍력의 경우 입지의 특수성으로 인해 대단지 개발이 경제 적이며 이로 인해 전력선의 규모가 배전급이 아닌 송전급으로 예 상되기 때문에 기존 전력망에의 연계 가능여부가 사전에 검토되 어야 한다. 또한, 육상의 전력설비로부터 최소 10km 이상 멀리

떨어져 있기 때문에 계통연계비용이 막대하게 소요되므로 현 제 도에서와 같이 개발자가 이 비용을 부담할 경우, 해상풍력단지는 사업성을 확보하지 못할 가능성이 크기 때문에 이에 대한 정부의 지원여부 및 분담방안이 검토되어야 한다. 이와 더불어 해상풍력 단지의 향후 확장성을 고려한 연계방안이 개발 초기부터 수립되

어야 하며, 국내 해상풍력 총 개발 가능량 및 입지분포를 고려한 전력계통망 구축전략이 선행되어야 중복투자를 방지할 수 있다.

3.2.3 사업성 확보

앞서 살펴본 바와 같이, 국내 풍황조건은 절대적으로 유리하지 않기 때문에 유럽 대비 동일한 투자비가 소요될 경우 경제성이 매우 저조할 수 있으므로 사업성을 확보하기 위해서는 기술 개발을 통한 사업비 절감이 필수적이다. 또한, 해상풍력은 사업 및 기술의 불확실성이 높은 분야로 인식되고 있기 때문에 국내에서 초기에 민간주도의 사업개발을 추진할 경우, 사업자는 투자매력을 담보하기 위하여 과도하게 정부의 지원을 요구할 가능성이 있다. 따라서, 국가에서 사업부지 및 개발규모를 통제하며 시범사업 성격으로 추진할 필요가 있고, 기술이 성숙되고 산업화에 성공한 이후에 시장경쟁을 유도하여야 한다. 이는 무분별한 초기 투자로 발생될 수 있는 정부의 재정부담을 피할 수 있는 대안이 될 것이다. 결론적으로, 해상풍력을 전원개발 측면이 아닌 국가의 신성장동력으로서 정의하고 기술국산화를 통한 연관 산업 육성 및 수출산업으로 자리매김하는 것이 필요하다.

3.3 해상풍력 세부 추진전략

3.3.1 단계별 전략 수립

국내 해상풍력 도입에 따른 상기의 제문제를 해결하기 위해서는 Fig. 6과 같은 단계별 접근방법이 필요하다. 먼저, 초기에는 실증단지를 구축하여 분야별 R&D 사업을 추진하고 기기의 신뢰성을 검증하는 Test bed로서의 역할을 수행함으로써 국내 해상풍력 분야별 기술 확보에 중점을 둔다. 이때,



Fig. 6 A phased approach to offshore wind power development in Korea.

사업규모는 초기에 터빈 5~6기 정도로 운영하고 이후 100MW 규모로 확장하여 연구개발을 추진함으로써, 지지구조물에 대한 설계기준을 수립하고 국산 풍력기기의 Track Record를 확보하는 기회로 활용한다. 이후 시범사업단계에서는 기술 정책부문을 완비하여 사업의 불확실성을 해소하고 정부가 국산기기의 사용을 의무화함으로써 국내 해상풍력 산업을 활성화⁹⁾하고 이를 통해 개발자 및 기기 제작사로 하여금 운영경험을 습득하는 기회를 제공하도록 한다. 마지막으로, 해상풍력이 성장단계에 이르게 되면 국산 기기의 해외수출을 추진하는 등 산업화에 초점을 맞추어야 한다. 이와 더불어 양호한 입지에 대한 난개발 위험을 방지하기 위해 해상풍력 개발가능지에 대한 국가적인 관리가 이루어져야 한다. 정부에서 예정보호지에 대한 개발순위를 확정하고 공모를 통해 이를 개발자에게 분양하는 방식이 가장 합리적인 대안이 될 것이다.

3.3.2 해상풍력 실증단지 구축전략

앞 절에서 설명한 바와 같이 해상풍력 추진을 위해서는 실증단지 구축을 통한 관련 기술분야 전반에 대한 연구개발이 선행되어야 한다. 해외 해상풍력 선진국의 추진사례를 참조하여 국내에서도 Fig. 7과 같이 정부 및 계통사(전력망 사업자)가 중심이 되어 실증단지 사업단을 구성하고 개발자의 역할을 수행한다. 정부는 실증단지 구축을 위한 정책수립 및 제도적 지원을 제공하며, 국내 관련산업의 육성에 필요한 핵심 기술분야에 대한 연구개발을 지원한다. 지자체는 실증단지 구축사업에 현물로 참여하여 관련 인·허가 및 해상풍력의 사회적 수용성 향상에 기여하도록 한다. 계통사는 해상에서 생산된 전기를 적정 수요처에 공급하기 위한 계통망 구성을 담당하며 이에 대한 필요재원은 정부와의 협의를 통하여 결정하도록 한다. 또한, 발전사업자, 지지구조물에 대한 설계·시공사, 터빈 제작 및 설치회사 등은 공모방식을 통하여 선정한다. 풍력터빈 제작사는 기기의 Track Record 확보를 목표로 터빈을 자체 비용으로 제작하여 설치하고, 실증단지 운영 중에 기기의 제반 문제점을 개선하여 상업화가 가능할 수준으로 제작하여 이후 사업자에게 판매하도록 한다. 실증 단지에 대한 입지선정, 자원평가, 단지 기본설계, 환경 기초조사 등은 국내 연구기관의 해상풍력 타당성 조사연구결과를 활용하고 풍력터빈의 경우에는 제작사 공모를 통해 Test bed에 제공 가능한 풍력터빈의 제원과 기수, 공급기한 및 제공조건 등을 평가하여 실증단지 사업단에서 선정한다. 사업자는 실증

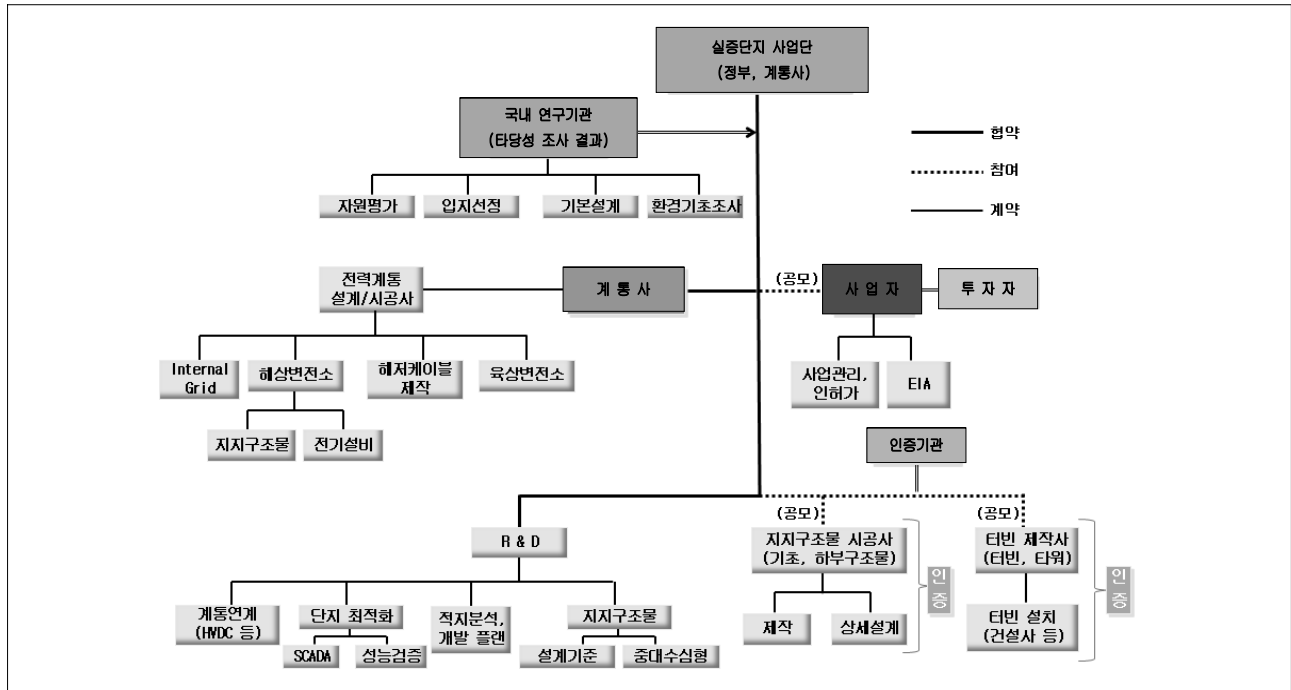


Fig. 7 Proposition for Test Bed Organization of Offshore wind farm.

단지 조성 이후 전체 발전단지 개발을 위해 투자자를 모집하여 개발을 추진하고 환경영향평가 및 국내 관련 인·허가를 진행한다. 이와 더불어 연구기관들은 분야별로 필수적인 기술에 대한 R&D를 추진하고 인증분야의 경우에도 공모를 통한 사업자 참여로 국내 해상풍력 인증기관의 육성을 도모한다.

3.3.3 신재생에너지용 HVDC 국가 기간망(Green Grid) 구축 제안

해상풍력의 성공적 도입을 위해서는 해상에서 생산된 전력을 육상의 수요처에 공급하기 위한 전력선 연계망의 구성이 필수적이다. 서남해안을 중심으로 분포하고 있는 해상풍력단지 입지를 고려할 때, 향후 대규모 단지 개발 시 생산된 전력의 대부분은 인근 지역에서 소비가 불가능하고 최대 수요처인 수도권으로 보내져야 할 것이다. 이를 위해서는 육상 전력계통망 신설이 불가피한데 이때 대용량의 송전선로 건설로 발생되는 막대한 사업비와 함께 환경훼손에 의한 민원에 직면할 경우 장기간의 사업지연이 예상된다. 서남해안에서 개발된 발전전력을 수도권으로 송전하기 위해서는 345kV 또는 765kV의 대용량 송전선로의 신설이 불가피한데, 이를 우선 개발이 가능한 약 8GW의 발전용량에 한정한다고 하더라도 약 11조의 투자비가 소요⁽³⁾되며 여기에 별도의 예비전원과 배후계통보강

비까지 고려할 경우 천문학적인 비용이 소요될 전망이다. 따라서, 해외 해상풍력 선도국의 경험을 바탕으로 HVDC 해저케이블을 이용하여 해상풍력단지로부터 수도권 수요처로의 전력직송을 계획하는 것이 합리적일 것이다. 해저케이블의 경우 직송에 따른 전기품질 확보 및 육지 배후계통 보강을 최소화할 수 있을 뿐만 아니라, 해저선로를 이용하여 경과지를 구성함으로써 환경훼손 및 소유지 보상 등의 민원을 피할 수 있고, 그에 따른 사업비를 대폭 절감할 수 있다. 또한, 서해권 일대에서 개발되고 있는 조력, 화력 등에서 생산한 전력을 수송하는 수단으로도 활용될 수 있는 이점이 있다. 즉, 한반도 남서해안을 아우르는 신재생에너지 개발용 HVDC 국가 기간망(Green Grid)을 구축하는 것이다. 이를 구체화하기 위해서는 해상풍력 및 기타 신재생에너지의 개발계획을 고려하여 장기적인 전력계통 마스터플랜 형식으로 추진되어야 할 것이다.

4. 결론

해상풍력 부존량 및 기술수준 분석을 통하여 현재 시점에서의 국내 해상풍력 도입의 타당성을 확인하였다. 또한, 기기의 신뢰성 확보방안, 생산된 전력의 기존 전력망에의 연계문제 및 사업성 확

보를 위한 정부의 정책방향 등 주요 이슈에 대한 점검을 통하여 국내 해상풍력의 추진전략을 제시하였다. 최종적으로, 실증에서 시범 및 성숙단계로 이어지는 국내 해상풍력의 단계별 접근방법을 도출하였고, 실증단계의 구축 필요성과 운영방안 그리고 남서해안을 아우르는 신재생에너지용 국가 기간망의 구축을 제안하였다.

후 기

본 연구는 지식경제부의 신·재생에너지기술개발 사업인 “국내 해역의 중형 해상풍력발전 플랜트 타당성 조사 연구”의 일환으로 수행되었습니다.

References

[1] 김지영, 강금석, 오기용, 이준신, 유무성, 2009, “국내 해역의 해상풍력 가능자원 평가 및 예비부지 선정”, 한국 신재생에너지학회 논문집, Vol. 5, No. 2, pp. 39-47.

[2] 에너지기술평가원, 2010 조분평, 신재생에너지 분야별 기술 수준 및 국산화율 현황.

[3] 해상풍력 추진 기획실무위 WORKSHOP, 2009.

[4] Gerhard Gerdes, Albrecht Tiedemann, Sjoerd Zeelenberg, 2006, “Case Study : European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms–”.

[5] Garrad Hassan&Partners, Tractebel Energy Engineering, Risø National Laboratory, Kvaerner Oil & Gas, Energie & Miljø Undersøgelser, 2001, “Offshore Wind Energy : Ready to Power a Sustainable Europe”.

[6] Executive Summary, 2002, “WIND ENERGY THE FACTS – An analysis of wind energy in the EU-25 –”.

[7] 향도 ENG, 2009 “해상풍력발전 도입 및 기반구축 기본조사 설계용역”.

[8] European Wind Energy Association, Offshore report 2009.

[9] 안남성, 2009, “국내 풍력발전 산업화에 대한 시스템적 고찰”, 천연가스산업 연구회 연말보고서.

유 무 성



1997년 서울대학교 토목공학과 공학사
2005년 서울대학교 지구환경시스템공학부
공학석사

현재 한국전력공사 전력연구원 녹색성장연구소 선임연구원
(E-mail : faust001@kepri.re.kr)

강 금 석



1993년 서울대학교 토목공학과 공학사
1995년 서울대학교 토목공학과 공학석사

현재 한국전력공사 전력연구원 녹색성장연구소 선임연구원
(E-mail : gldstn@kepri.re.kr)

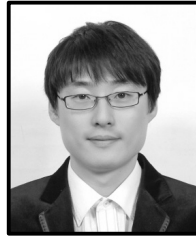
이 준 신



1985년 서울대학교 농공(기계전공)학과 공학사
1988년 한국과학기술원 기계공학과 공학석사
1995년 한국과학기술원 기계공학과 공학박사

현재 한국전력공사 전력연구원 녹색성장연구소 책임연구원
(E-mail : ljs@kepri.re.kr)

김 지 영



2003년 경북대학교 토목공학과 공학사
2005년 서울대학교 지구환경시스템공학부
공학석사

현재 한국전력공사 전력연구원 녹색성장연구소 선임연구원
(E-mail : jykim77@kepri.re.kr)