



부유식 해상풍력단지의 유지보수 전략 비교: 예인 및 현장 교체 방식의 운영 효율성 분석

장재경* · 고혁준

Maintenance Strategies for Floating Offshore Wind Farms: An Analysis of the Operational Efficiency of Towing and Onsite Replacement Methods

Jae-Kyeong Jang* · Hyeok-Jun Koh

Received 11 August 2025 Revised 1 December 2025 Accepted 2 December 2025 Published online 19 December 2025

ABSTRACT Floating offshore wind (FLOW) power platforms are a pivotal emerging technology that produces renewable electricity by taking advantage of the vast wind energy resources available on deeper waters. However, FLOW power plants face significant operational and maintenance (O&M) challenges because of their remote locations in harsh deep-sea conditions, which contribute substantially to the levelized cost of energy (LCoE). Prolonged downtime from major failures critically impacts efficiency and profitability. In this study, we comparatively analyze the operational efficiency of two primary strategies for performing major maintenance on FLOW farms, including towing the entire platform to port and replacing components onsite. We detail the procedures of each strategy along with the resources required and describe their respective advantages, disadvantages, and limitations. We also propose optimal strategies that consider different types of maintenance tasks (short vs. long durations) and marine conditions. Our findings indicate that onsite replacement reduces downtime for short-duration tasks such as blade and gearbox replacements. Conversely, towing or mixed strategies were more effective for longer tasks such as replacing generators or pitch and hydraulic systems, especially given the wave height limits that apply to O&M vessels. Notably, the mixed strategy minimized the reduction in average turbine availability associated with maintenance and exhibited the highest operational efficiency. Thus, this analysis provides valuable insights to optimize O&M planning and reduce LCoE in floating offshore wind development.

Key words Floating offshore wind(부유식 해상풍력), Operation and maintenance(운영 및 유지보수), Towing strategy(예인 전략), Onsite replacement strategy(현장 교체 전략), Operational efficiency(운영 효율성), Levelized cost of energy(균등화 발전 비용)

1. 서론

1.1 부유식 해상풍력의 필요성과 잠재력

전 세계적으로 기후 변화에 대응하고 탄소 중립 사회로

의 전환을 가속화하기 위해 재생에너지의 역할이 더욱 중요해지고 있다. 특히 해상풍력은 풍부한 풍력 자원을 활용할 수 있는 잠재력으로 인해 주요 재생에너지원으로 부상하고 있다. 현재 상업적으로 운영되는 대부분의 해상풍력 단지는 수심 60 m 이내의 얕은 수심에 고정식 기초를 이용하여 설치되고 있다. 그러나 전 세계 해상풍력 자원의 약 80%는 수심 60 m를 초과하는 심해역에 위치하며, 이는 고정식 해상풍력의 기술적, 경제적 한계를 넘어서는 영역이

Principle Researcher, Green System Convergence Center, Institute for Advanced Engineering

*Corresponding author: 84jkjang@iae.re.kr

Tel: +82-31-330-7896

Fax: +82-31-330-7444

Copyright © 2025 by the New & Renewable Energy

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

다. 이러한 심해역에서는 육상보다 더욱 강력하고 일관된 풍력 자원을 활용할 수 있다는 장점이 있다.^[1]

부유식 해상풍력(Floating Offshore Wind) 기술은 이러한 심해역의 풍력 자원을 활용하기 위한 혁신적인 대안으로 주목받고 있다. 부유식 해상풍력 터빈은 해저면에 고정되지 않고 부유체 위에 터빈을 설치하여 해수면 위에 떠 있는 형태로, 수심과 관계없이 설치가 가능하다는 지리적 유연성을 제공한다. 이는 기존 고정식 해상풍력(Bottom Fixed Offshore Wind)의 입지 제약을 극복하고, 더 넓은 해역에서 우수한 풍향 조건을 활용할 수 있게 한다.

1.2 부유식 해상풍력단지 유지보수 사례

현재 전 세계적으로 여러 부유식 해상풍력단지들이 실증 및 상업 운영을 통해 기술적 타당성과 더불어 경제성 확보 가능성을 지속적으로 입증하고 있다. 이러한 선도적인 프로젝트들은 부유식 해상풍력 기술의 발전을 이끌며 중요한 운영 경험과 데이터를 축적하고 있으며, 특히 실제 유지보수 사례를 통해 효과적인 유지보수 전략의 중요성을 보여주고 있다.

대표적인 사례로는 2017년 영국에서 가동을 시작한 Hywind Scotland^[2,3]가 있다. 2022년부터 2024년까지 Hywind Scotland의 5개 터빈(HS2, HS3, HS5, HS1, HS4 순)에 대한 대규모 유지보수가 순차적으로 수행되었다. 이 과정에서 항구 예인 방식을 통해 메인 베어링 교체 및 블레이드 관련 수리가 이루어졌으며, 케이블 및 계류 시스템의 연결/분리, 예인 작업, 육상에서의 수리 및 재연결 과정 전반에 걸친 귀중한 경험을 축적한 것으로 평가된다.

이어서 2020년 포르투갈에서는 Windfloat Atlantic (WFA)^[4~6]이 가동을 시작하며 세계 최초의 반잠수식(Semi-submersible) 부유식 해상풍력단지로 주목받았다. WFA에 적용된 부유체 모델은 원거리 해상에 위치한 부유식 풍력 터빈의 중정비 시 예인 전략을 염두하여 설계되었다고 보고되고 있으나, 구체적인 중정비 사례는 확인되지 않는다.

영국에서는 2021년 Kincardine 단지가 가동되면서 두 번째 상업용 부유식 해상풍력단지로 자리매김했다. 해당 단지에서는 실제 중정비 사례를 통해 다양한 전략의 가능성을 제시하였다.^[7,8] 2022년에는 KIN-03 터빈이 세계 최

초로 부유식 풍력 터빈 중정비를 위해 항구로 예인되어 분리 후 유지보수가 진행되었다. 터빈 분리부터 재연결까지 약 52일이 소요되었고, 사후 연결 활동까지 완료하는 데 총 94일이 걸렸으며, 실제 항구에서의 수리 기간은 약 14일이었다. 이 경험을 바탕으로 2023년에는 KIN-02 터빈 역시 항구로 예인되어 유지보수를 받았으며, 이전 사례 대비 총 소요 시간을 약 36% 단축하는 성과를 보였다. 더욱 중요한 전환점은 2024년 Kincardine의 9.5 MW 터빈에 대해 현장 유지보수가 시도되었다는 점이다. 터빈 나셀 위에 크레인을 설치한 후 발전기 교체가 현장에서 성공적으로 수행되어, 대형 부품의 현장 교체가 기술적으로 가능함을 보여주는 중요한 사례로 기록되었다.

가장 최근 사례로는 2022년 노르웨이에서 가동된 Hywind Tampen^[9,10]이 있다. 해안에서 140 km 떨어진 원거리 및 260~300 m 수심의 심해에 위치하여 노르웨이 북해의 극한 해양 환경에 노출되어 있으므로, 초기 운영 단계부터 접근성의 제약과 높은 유지보수 비용 문제를 완화하기 위한 고급 운영 및 유지보수 전략을 채택하고 있다. 구체적으로, 원격 모니터링 및 상태 기반 유지보수 시스템을 활용하여 현장 개입 횟수를 최소화하고 있으며, 중정비 시 예인을 통해 안전하고 통제된 환경에서 핵심 부품 교체를 수행하는 전략을 Hywind Scotland 사례를 통해 확립하였다.

선행 프로젝트들을 통해 부유식 해상풍력 기술의 타당성은 충분히 입증되었다. 그러나 기가와트(GW) 규모의 상업적 확장을 위해서는 균등화 발전 비용(Levelized Cost of Energy) 절감이 여전히 가장 큰 과제로 남아있다. 이러한 균등화 발전 비용 절감 목표를 달성하기 위하여 플랫폼 설계 혁신, 대용량 터빈 통합, 단지 배치 효율 증대, 항만 및 전력망 인프라 확충 등 다각적인 노력이 요구된다. 특히 운영 및 유지보수 측면에서 균등화 발전 비용 추가 절감을 위한 전략적 최적화가 강조되며, 이는 유지보수 전문 선박 개발 및 유지보수 자원(선박, 항만 등)의 효과적인 분배 및 스케줄링을 통해 유지보수 전략을 최적화하는 것을 핵심으로 한다. 궁극적으로 이러한 유지보수 전략의 최적화는 운영 효율성을 극대화하고 균등화 발전 비용을 추가로 절감하는데 기여할 것으로 기대된다.

2. 연구 배경 및 목적

2.1 운영 및 유지보수의 중요성

부유식 해상풍력 기술은 그 잠재력에도 불구하고 아직 상용화를 위한 경제적, 기술적 도전 과제를 안고 있다. 그 중 가장 중요한 과제 중 하나는 균등화 발전 비용의 절감이다. 부유식 해상풍력 시스템의 전체 수명 주기 비용에서 운영 및 유지보수(Operation & Maintenance) 비용이 차지하는 비중은 약 25%에서 30%에 달하는 것으로 알려져 있으며,^[11] 이는 전체 프로젝트의 경제성에 직접적인 영향을 미친다. 터빈의 대형화 추세와 심해 원거리 설치 환경은 유지보수 작업의 난이도를 높이고, 발전소 접근성을 제한하며, 결과적으로 터빈 가동 중단 시간을 증가시키는 요인으로 작용한다.^[12~16]

특히 블레이드, 발전기, 기어박스, 피치 및 유압 시스템과 같은 주요 고 중량물의 고장은 높은 수리 비용과 함께 장시간의 가동 중단으로 이어져 막대한 발전 손실을 초래한다. 이러한 고 중량물의 교체로 대표되는 중정비(Heavy Maintenance)의 신속하고 효율적인 유지보수 전략 부재는 발전소의 수익성과 직결되는 문제이다. 따라서 부유식 해상풍력 발전소의 안정적인 운영과 경제성 확보를 위해서는 고유한 환경적, 기술적 특성을 고려한 최적의 유지보수 전략 수립이 필수적이다.^[17]

2.2 해상풍력터빈 유지보수의 특성과 도전 과제

해상풍력발전소의 유지보수는 육상풍력에 비해 그 복잡성과 비용이 현저히 많다. 이는 근본적으로 해상이라는 가혹한 환경 조건, 육상으로부터의 원거리 위치, 그리고 그에 따른 접근성 제약에서 기인한다. 특히 부유식 해상풍력은 고정식 해상풍력과 비교할 때 유지보수 측면에서 다음과 같은 추가적인 도전 과제들을 내포하고 있다.

첫째, 원거리 및 심해 환경의 특성은 부유식 해상풍력 터빈의 유지보수 난이도를 가중시킨다. 부유식 해상풍력터빈은 해안에서 훨씬 먼 거리에, 그리고 깊은 수심에 설치되는 경우가 많아, 고정식보다 더욱 가혹한 파도, 바람, 조류 조건에 노출된다. 이러한 환경은 유지보수 작업에 필수적인 선박의 운항 가능 일수(혹은 기상창)를 극도로 제한하며, 왕복 이동 시간을 증가시켜 결국 터빈의 가동 중단 시간을

늘리는 주요 원인이 된다.^[14,15]

둘째, 복잡하거나 위험부담이 큰 중정비는 부유식 해상풍력터빈 유지보수의 핵심적인 도전 과제이다. 블레이드, 발전기, 기어박스, 피치 및 유압 시스템과 같은 터빈의 주요 고 중량 구성품에서 고장이 발생할 경우, 이는 막대한 수리 비용과 함께 장시간의 가동 중단으로 이어져 심각한 발전 손실을 초래한다. 특히, 피치 및 유압 시스템은 고장 발생 빈도가 높고 전체 발전소 가동 중단 시간(Downtime)의 거의 절반을 차지할 정도로 가장 민감한 구성 요소로 알려져, 이에 대한 효율적인 유지보수 방안 마련이 시급하다. 이들 부품의 교체는 대형 크레인과 고도로 전문화된 인력을 필요로 하는 매우 고난이도의 작업이다.^[12]

셋째, 특수 선박 및 인프라 요구 사항은 부유식 해상풍력터빈 유지보수의 또 다른 중요한 제약 요인이다. 중대한 유지보수 작업을 위해서는 중량물 운반선(Heavy Lift Vessel) 그리고 앵커 핸들링 예인 선박(Anchor Handling Tug Vessel)과 같이 매우 고가이며 가용성이 제한적인 특수 선박이 필수적으로 투입되어야 한다. 나아가, 부유식 해상풍력터빈의 중정비를 위해서는 충분한 수심, 넓은 작업 공간, 그리고 150 m~200 m 높이까지 리프팅이 가능한 대형 크레인 등 특화된 항만 인프라가 필수적이다. 현재 이러한 요건을 충족하는 항구는 전 세계적으로 매우 제한적이어서, 이는 부유식 해상풍력 프로젝트의 유지보수 계획 수립에 있어 중요한 병목 현상으로 작용한다.

넷째, 계류선(Mooring Line) 및 동적 해저 케이블(Inter-Array Cable) 시스템의 탈착(Disconnection) 및 부착(Connection)의 복잡성 또한 부유식 해상풍력 유지보수의 도전 과제이다. 부유식 터빈은 계류 시스템을 통해 해저에 안정적으로 고정되며, 생산된 전력은 동적 해저 케이블을 통해 송전된다. 이들 시스템의 탈부착 작업은 기술적으로 매우 복잡하고 정교함을 요구하며, 예상치 못한 고장이 발생하거나 유지보수가 필요할 경우 많은 시간과 고도의 전문성이 요구된다.

부유식 해상풍력단지 유지보수 사례와 해상풍력 유지보수의 특성 및 도전 과제를 종합적으로 고려해볼 때, 부유식 해상풍력단지의 유지보수 방식은 기존의 고정식 해상풍력단지의 유지보수 방식만으로는 효과적인 단지 운영이 어렵다는 판단이다. 따라서, 본 연구에서는 앞서 제시된 다양한

유지보수 사례를 기반으로 부유식 해상풍력 유지보수 시뮬레이션을 통해 도전 과제로 언급되는 다양한 요소들이 발전단지 전체의 가동률에 어떠한 영향을 미치는지 분석한다.

2.3 연구 목적

본 연구는 부유식 해상풍력 단지의 중정비를 위한 주요 대안인 현장 전략(Onsite strategy)과 예인 전략(Tow-to-Port strategy)의 운영 효율성을 비교 분석하는 것을 최종 목적으로 한다. 운영 효율성은 부유식 해상풍력 단지의 전체 가동률(Availability)을 핵심 지표로 하여 평가된다. 구체적으로, 본 연구는 각 유지보수 전략에 대해 주요 교체품의 교체 소요 시간에 따른 영향과 항구와 단지 간 거리에 따른 영향을 분석함으로써, 유지보수 환경 조건 변화에 따른 단지 전체 가동률 변화 추이를 정량적으로 분석하고자 한다.

3. 해상풍력터빈의 유지보수 전략

본 장에서는 부유식 해상풍력터빈의 대표적인 유지보수 전략 2가지에 대해서 정의하고, 유지보수 전략에 따른 단지 가동률을 평가하는데 가장 큰 영향을 미치는 가동 중지 시간(Downtime)에 대해서 자세하게 설명한다.

해상풍력단지의 유지보수 전략이란, 해상에 설치된 풍력터빈의 안정적인 운영과 발전 효율을 극대화하기 위한 계획과 실행 방안을 의미한다. 즉, 단지 전체 수명 동안 유지보수

로 인한 터빈 가동 중지 시간으로 인한 손실을 최소화하기 위한 장기적인 접근 방식이다. 일반적으로 해상풍력 유지보수 전략은 Fig. 1과 같이 그 목적에 따라 크게 두 가지로 구분된다. 첫 번째는 사후 정비(Corrective Maintenance)이며, 이는 설비에 문제가 발생한 직후 이를 복구하고 정상적인 상태로 되돌리는 데 목적이 있다. 사후 정비는 다시 두 가지로 나뉜다. 하나는 대형 부품 교체(Major Component Replacement)로, 블레이드, 기어박스 등과 같은 핵심 부품을 교체하는 작업이다. 이 작업은 특수 선박과 고급 장비가 필요하고, 고비용과 복잡한 과정이 수반된다. 또 다른 하나는 소형 수리 및 교체(Minor Repair & Replacement)로, 소형 선박과 작업자가 수리를 하거나 부품의 일부만 교체하는 비교적 단순하고 짧은 시간 내에 완료할 수 있는 작업이다. 두 번째 전략은 예방 정비(Preventive Maintenance)로, 이는 고장이 발생하기 전에 미리 점검하고 정비함으로써 문제를 방지하는 데 목적이 있다.

본 연구에서는 사후 정비 중 부유식 해상풍력터빈의 대형 부품 교체에 대한 유지보수 전략에 대해 자세하게 다룬다. 그중에서 부유식 해상풍력터빈의 대형 부품 교체는 크게 두 가지 방식으로 나눌 수 있다. 해상 현장에서 교체하는 현장 전략과, 주요 부품이 고장 난 부유식 터빈을 항구로 예인하여 육상에서 유지보수하는 예인 전략이 있다.^[18~20]

3.1 예인 전략

예인 유지보수 전략^[20]은 부유식 해상풍력터빈을 해상

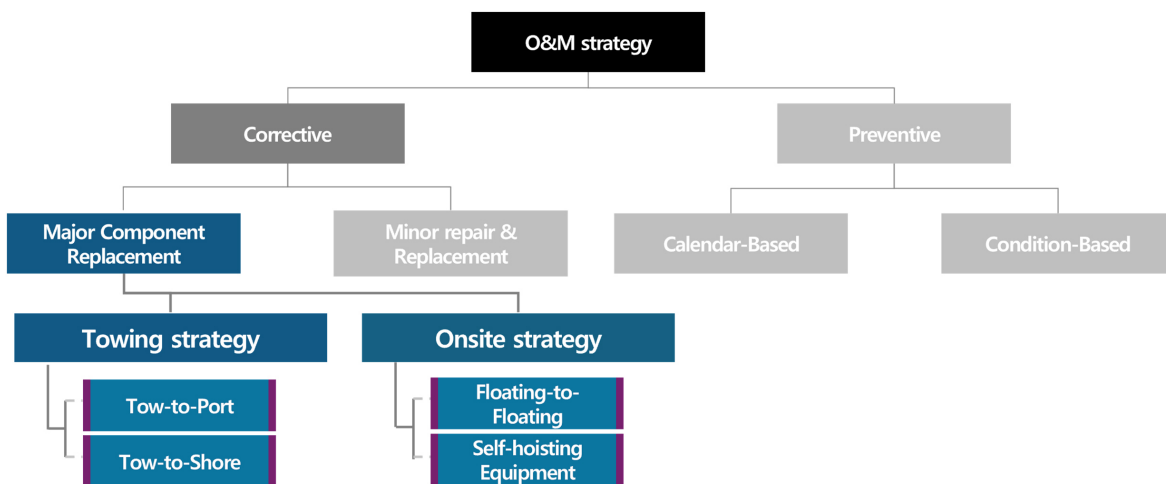


Fig. 1. O&M strategy breakdown for offshore wind farms

현장에서 분리한 후, 항구(Fig. 2(a)) 또는 연안(Fig. 2(b))으로 예인하여 유지보수를 수행하는 방식이다. 여기서 연안은 단지 인근의 해상 구조물 혹은 인공섬이 될 수도 있다. 이들 전략은 고장 난 터빈을 단지에서 분리하여 예인한다는 점은 동일하지만, 하부 구조물의 형상 또는 유지보수 항구의 인프라 상황에 따라 항구로 예인하거나 수심이 낮은 연안으로 예인하는 방식이다.

만약 항구가 아닌 연안으로 예인하여 유지보수를 수행하는 경우에는, 기존 고정식 해상풍력 유지보수에 사용하는 잭업선(Jack-up Vessel)을 활용할 수 있다. 그러나 부유식 해상풍력터빈의 경우 허브 높이가 매우 높으므로, 잭업선의 작동 범위를 신중히 고려해야 한다.

항구 혹은 연안으로 예인하는 절차는, 예인선 및 앵커 핸들링 선박이 현장에 도착하여 계류선과 해저 전력 케이블을 해제한 후, 터빈을 항만 또는 연안으로 예인하고, 육상에서 주요 부품을 교체하거나 점검한 뒤 재설치하는 순서로 진행된다. 이 과정에서는 예인선(Tugboats), 앵커 핸들링

예인선, 원격조작 무인 잠수정(Remotely Operated Vehicle) 등 특수 선박과 장비가 요구된다.

예인 전략은 단기적으로는 비교적 실현 가능한 방안으로 평가되나, 경제적 측면에서 매력적인 전략으로 정착하기 위해서는 여러 기술적·인프라적 개선이 요구된다.

첫째, 부유식 풍력터빈의 하부 구조물 유형에 따라 예인 안정성 및 항만 정박 가능성에 제약이 있으며, 특히 장력 계류 플랫폼(Tension-Leg Platform)과 스파(Spar) 형태의 구조물의 경우 계류 해제와 깊은 홀수로 인한 문제가 발생할 수 있다.

둘째, 항만은 충분한 수심과 수로 폭을 갖추어야 하며, 고중량 부품의 상하역을 위해 최소 10톤/m² 이상의 하중 지지력을 제공해야 한다. 또한, 대형 부품 교체를 수행하기 위해서는 150~200 m의 리프팅 높이와 충분한 하중 용량을 갖춘 대형 크레인이 필수적이다.

셋째, 계류선 및 전력 케이블의 연결/분리 기술은 상대적으로 새로운 해양 작업으로, 기술적 불확실성이 크며 관

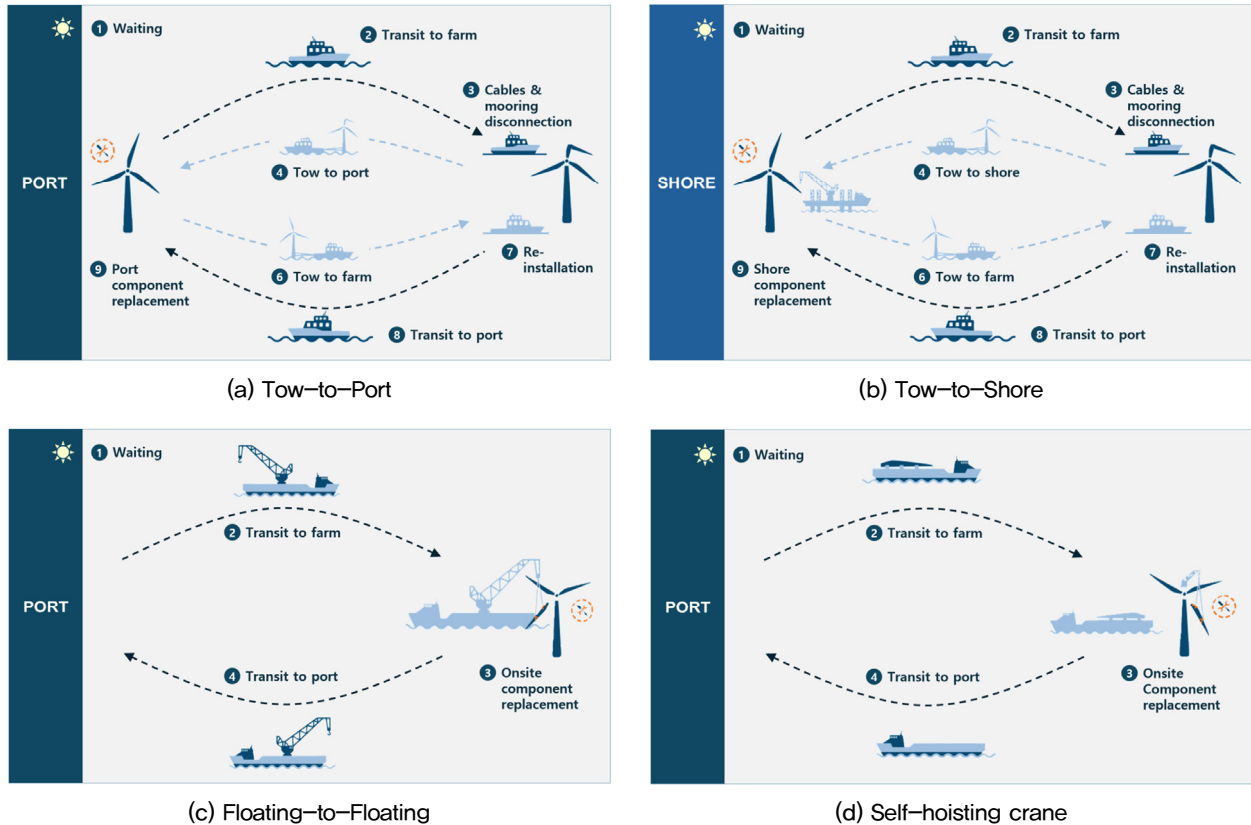


Fig. 2. Floating offshore wind turbine O&M strategy options and procedures^[20]

련 기술의 성숙도가 요구된다.

마지막으로, 예인 작업에 적합한 선박과 장비의 확보도 중요하다. 선박은 충분한 추진력과 조종 성능을 갖추어야 하며, 악천후 상황에서도 장거리 예인이 가능하도록 안정성이 보장되어야 한다.^[16,21]

반면, 예인 전략의 장점도 분명하다. 단지 근처에 기존 항만 인프라가 잘 갖추어져 있는 경우, 이를 활용하여 육상에서 안전하고 정밀한 유지보수가 가능하다. 특히 해상 작업 시 발생할 수 있는 기상 조건에 따른 안전 문제가 줄어들고, 복잡한 작업을 육상에서 수행함으로써 정비 품질을 높일 수 있다.

3.2 현장 전략

현장 전략^[22]은 부유식 해상풍력터빈을 해상 현장에서 분리하지 않고, 고장 부품을 해상에서 직접 인양하여 교체하는 방식이다.

이 전략은 중량물 운반선이나 반잠수식 크레인선(Semi-submersible Crane Vessel) 등을 동원하여 수행되며, Floating-to-Floating 전략(Fig. 2(c))과 Self-hoisting Crane 장착 시스템 전략(Fig. 2(d))으로 다시 분류할 수 있다.

먼저, Floating-to-Floating 전략은 중량물 운반선이나 반잠수식 크레인선과 같은 심해용 특수 선박을 활용하여, 부유식 해상풍력터빈의 고장 부품을 인양하고 해상 현장에서 직접 교체하는 방식이다. 이는 고정식 해상풍력의 유지보수 전략과 유사하지만, 부유식 시스템에서는 터빈과 선박 모두가 부유 상태에 있어 리프팅 및 정밀 위치 제어가 매우 어려운 기술적 과제를 수반한다.^[22~25]

실제로, Carbon Trust^[26]에 따르면 부유식 해상풍력터빈의 고장 빈도는 극한 해상 조건으로 인해 증가할 수 있으나, 현재 터빈의 허브 높이까지 대형 부품을 안전하게 리프팅할 수 있는 해상 장비는 매우 제한적이며, 너셀과 크레인 혹은 사의 상대 운동을 제어하는 기술 또한 미흡한 상태로 우려되고 있다.

또 다른 방식인 Self-hoisting Crane 전략은 크레인을 부유식 터빈 구조물에 직접 설치하여 자체적으로 중량물을 리프팅하는 방식이다. 이때, 크레인은 부유식 터빈의 타워, 너셀 또는 부유식 기초 구조물 상단에 장착하여 사용할 수

있다. 이 전략은 하나의 크레인을 여러 터빈에 연속적으로 사용할 수 있다는 점에서, 대규모 부유식 풍력단지의 반복적 유지보수에 효과적인 방법으로 평가된다.

단, Floating-to-Floating 전략과 유사하게 자체 크레인 설치 및 중량물 리프팅 시 발생하는 흔들림이나 상대 운동 문제는 여전히 주요 과제로 남아 있다.

현장 전략은 아직 기술적으로 많은 문제점이 있는 것으로 평가되지만, 대규모 부유식 해상풍력단지에서 대형 구성품뿐만 아니라 소형 구성품의 효과적인 유지보수를 위해서도 반드시 기술적 고도화가 이루어져야 하며, 현재 다양한 솔루션이 활발히 개발되고 있다.^[22]

3.3 중정비 전략과 가동률

가동률^[27]은 풍력 터빈이 실제로 전력을 생산하는 시간의 비율을 나타내는 핵심 지표이다. 구체적으로, 가동률은 풍력 터빈이 기계적으로 가동 가능한 전체 시간(Total available time) 대비 실제 작동한 시간(Actual operating time)의 비율을 백분율로 정의하며, 일반적으로 시간 기반 가동률은 식 (1)과 같이 나타낼 수 있다.

$$Availability (\%) = \frac{Actual Operating Time}{Total Available Time} \times 100 \quad (1)$$

가동 중단 시간은 설비 또는 시스템이 기능 수행을 멈춘 시간의 총합을 의미하며, 이는 가동률을 직접적으로 결정하는 핵심 요소이다. 가동 중단 시간은 정기 검사나 예방적 유지보수에 소요되는 계획된 중단 시간과 고장이나 외부 환경 요인으로 인해 발생하는 예측 불가능한 계획되지 않은 중단 시간으로 분류된다.

부유식 해상풍력 시스템의 가동률 측면에서 현장 전략과 예인 전략의 차이는 가동 중단 시간 관리 방식에서 명확히 드러난다. Fig. 3에서 제시된 유지보수 절차를 살펴보면, 현장 전략의 경우 작업 수행 시간이 짧더라도 안전한 해상 작업 환경을 보장하는 기상창(Weather Window)을 기다림으로써 발생하는 계획되지 않은 중단 시간이 크게 증가하는 특성이 있다. 이와 대조적으로, 예인 전략은 유지보수 항구와 같은 통제된 공간에서 작업이 수행되므로 계획되지 않은 중단 시간을 대폭 줄일 수 있다.

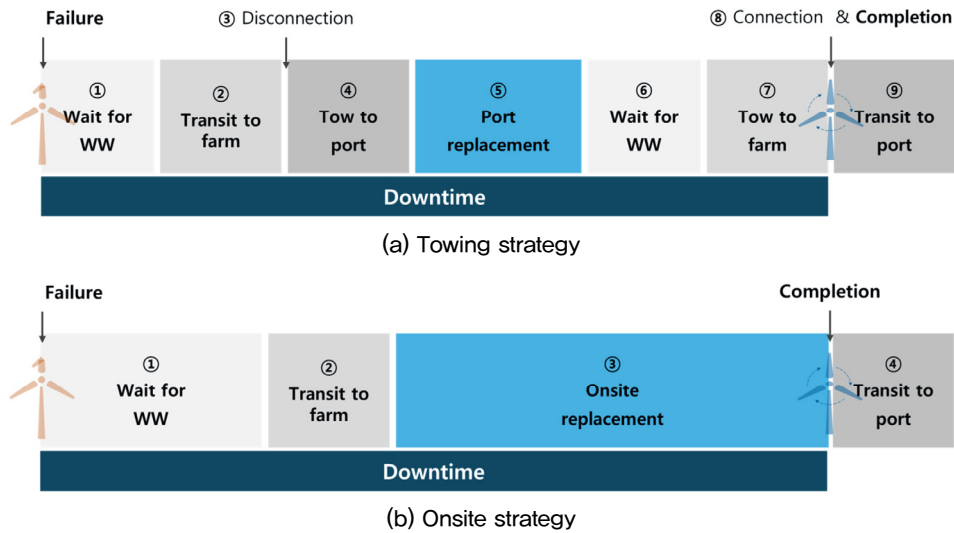


Fig. 3. Downtime according to the O&M strategy

결론적으로, 유지보수 전략별 가동 중단 시간 발생 메커니즘은 부유식 해상풍력 단지의 운영 효율성을 결정하는 핵심 요인으로 분석된다. 예인 전략은 왕복 예인 작업으로 인해 필연적으로 두 번의 대기 시간이 요구되므로, 항구-단지 간 거리가 멀어질수록 총 가동 중단 시간이 증가할 가능성이 높다. 반면, 현장 전략은 현장 교체 작업 시간이 길어질수록 기상상 확보를 위한 대기 시간이 증가하여 결과적으로 가동 중단 시간을 연장시킨다. 따라서, 본 연구에서는 주요 부품의 교체 시간 및 항구-단지 간 거리가 부유식 해상풍력 단지의 가동률에 미치는 영향을 가동 중단 시간 및 대기 시간을 중심으로 정량적으로 분석하고자 한다.

4. 연구 방법론 및 시뮬레이션 환경 정의

4.1 시뮬레이션 툴 및 연구 범위

본 연구는 부유식 해상풍력 시스템의 서로 다른 대형 부품 교체 전략을 정량적으로 평가하기 위해 TNO(Netherlands Organisation for Applied Scientific Research)의 유지보수 시뮬레이션 툴을 활용한다.

TNO 유지보수 툴은 풍력 터빈의 제원, 고장 모드 및 고장률, 기상 조건, 그리고 유지보수 자원(작업자, 선박 등)과 같은 다양한 입력 변수를 바탕으로 해상풍력발전 단지의 유지보수 활동을 모사한다. 이 시뮬레이션을 통해 다양한

유지보수 전략이 전체 단지의 가동률과 유지보수 비용에 미치는 영향을 종합적으로 분석하고 비교할 수 있다. 특히, 이 도구는 상세 분석보다는 프로젝트 초기 단계에서 개발자, 소유자, 자산 관리자가 신속하고 직관적인 의사결정을 내릴 수 있도록 지원하는 것을 주된 목적으로 한다. 따라서 TNO 유지보수 툴을 활용하면 다양한 유지보수 전략 변화가 가동률과 비용에 미치는 경향성을 효율적으로 파악할 수 있다. 국내 환경에서 부유식 해상풍력 터빈의 유지보수 자원에 대한 정확한 비용 산정의 어려움을 고려하여, 본 연구의 분석 범위는 비용 측면보다는 현장 및 예인 유지보수 전략이 전체 풍력 단지의 가동률에 미치는 영향을 정량적으로 분석하는 데 중점을 둔다.

4.2 연구 환경 및 해상풍력터빈 기술 제원

본 장에서는 예인 전략 및 현장 유지보수 전략 시뮬레이션에 필요한 부유식 해상풍력발전 단지의 지리적 정보, 부유식 해상풍력 기술 제원, 그리고 유지 보수 자원(선박 및 항구)에 대한 세부 사항을 정의한다.

대형 부품 교체 전략 평가를 위해 국내 울산시의 부유식 해상풍력 단지 조성 계획을 고려하여, 가상의 해상풍력발전 단지가 울산항으로부터 약 60 km 떨어진 해상에 배치된다고 가정하였다.

유지보수 항구는 울산항으로 정의하며, 해당 항구는 부유식 풍력터빈을 수용할 수 있고 150 m 이상의 대형 크레

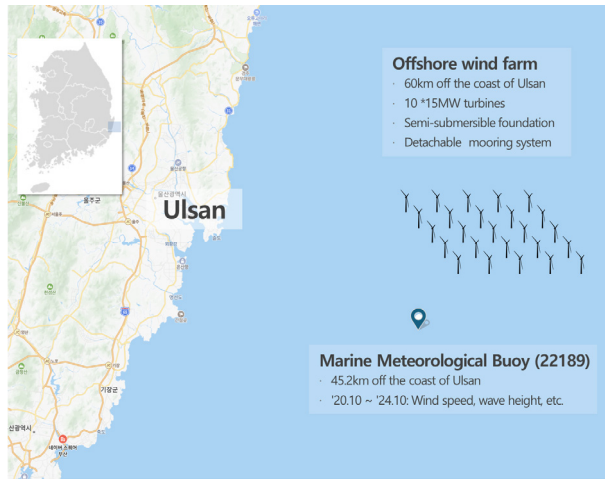


Fig. 4. Location of floating offshore wind farm and offshore buoy

인이 설치되어 있다고 가정한다. 이는 예인 및 현장 유지보수 전략 모두에 대해 선박, 작업자, 항구 시설 등의 유지보수 자원이 완전하게 가용함을 가정하는 것이다.

시뮬레이션에 사용된 기상 데이터는 가상의 해상풍력 단지 남쪽에 있는 해양기상부이(22189)에서 2020년 10월부터 2024년 10월까지 1시간 간격으로 측정된 풍속 및 파고에 대한 시계열 데이터로 구성된다. 단지 위치와 해양기상부이 위치는 Fig. 4와 같다.

본 연구에서 고려하는 부유식 해상풍력 기술은 반잠수식 플랫폼에 15 MW급 풍력 터빈이 장착된 구조이며, 플랫폼은 세 개의 드래그 임베디먼트 앵커와 연결된 세 개의 계류 라인으로 해저에 고정되는 것을 가정한다. 또한, 가상 단지에는 총 10기의 풍력 터빈이 설치되었다고 가정한다. 예인 유지보수 전략의 시뮬레이션을 위해 개별 플랫폼은 계류 라인

및 전력 케이블의 탈부착이 가능하며, 이때 분리 및 재연결 작업 시간은 각각 24시간이 소요되는 것으로 정의한다.^[8]

4.3 유지보수 자원 및 부품 파라미터 정의

부유식 해상풍력 터빈 기술은 상업화 초기 단계에 머물러 있어, 대형 부품 교체와 관련된 정량적 고장률 및 교체 빈도 데이터가 현재까지 구체적으로 확립되거나 공개되지 않은 실정이다. 따라서 본 연구에서는 부유식 해상풍력 터빈의 기술적 특성과 최신 연구 결과를 반영하여 파라미터를 설정하기 위해 다음과 같은 단계적 연구 결과를 인용하여 활용한다. 부품 교체율과 관련된 가장 신뢰할 수 있는 초기 데이터는 Carroll 등^[13]이 발표한 것으로, 이는 2 MW에서 4 MW 정격 용량을 갖는 약 350개의 고정식 해상풍력 터빈을 기반으로 한 통계 데이터이다. 이후 1세대 터빈 대비 기술 발전이 있었음을 고려하여, Jenkins 등^[17]은 기존 고장률 데이터^[13]와 구조화된 전문가 추정 방법론을 바탕으로 15 MW급 고정 기초 및 반잠수식 부유식 해상풍력터빈의 주요 교체율을 추정하였다.

본 연구는 Rinaldi *et al.*^[28]이 재산정하여 정리한 값을 활용한다. Rinaldi *et al.*^[28]은 기존 고정식 해상풍력 터빈의 부품 교체율 통계 데이터에 따라 계산된 고정식 해상풍력 터빈의 부품 교체 확률과 Jenkins *et al.*^[17]이 제공한 추정 결과를 바탕으로 부유식 해상풍력터빈의 개별 부품 교체율 및 교체 확률을 재산정하였으며, 이 최종적인 값은 Table 1에 제시되어 있다. 이러한 인용 과정을 통해, 본 연구는 부유식 해상풍력 터빈의 대형 부품 교체 전략 평가에 필요한 합리적이고 신뢰성 있는 파라미터를 확보하였다.

Table 1. Failure rates and replacement duration for semi-submersible FOW turbine^[13,17,28]

| Contents | | Blades | Gearbox | Generator | Pitch Sys. | MCR rate ($\lambda_{MCR} = \sum_{i=1}^4 \lambda_i$) |
|----------|---|--------|---------|-----------|------------|--|
| BFOW | Component replacement rate λ_i [replacement/year] | 0.001 | 0.154 | 0.095 | 0.001 | 0.251 |
| | Replacement probability $P_i = \lambda_i / \lambda_{MCR_{BFOW}}$ [%] | 0.40 | 61.35 | 37.85 | 0.40 | 100 |
| FOW | Component replacement rate $\lambda_{FOW_i} = P_i \cdot \lambda_{MCR_{FOW}}$ [replacement/year] | 0.0007 | 0.1090 | 0.0670 | 0.0007 | 0.1770 |
| | Replacement durations [h] | 31.25 | 44.5 | 67 | 89 | - |

4.4 유지보수 선박 및 운영 한계 정의

유지보수에 사용되는 중량물 운반선 그리고 앵커 핸들링 예인 선박 선박의 주요 특성은 Table 2에 상세히 설명되어 있다. 교체 작업의 운영 한계는 선박의 특정 능력에 따라 결정되며, 일반적으로 유의 파고(H_s)와 풍속(U_w) 값에 의해 제한된다.

Table 2. Operational characteristics of maintenance vessels^[29]

| Contents | | HLV | AHTS |
|----------------------|----------------|------|------|
| Vessel speed [knots] | Transit | 12.5 | 10 |
| | Towing (w/ WT) | - | 4 |
| H_s limit [m] | | 1.5 | 2 |
| U_w limit [m/s] | | 15 | 15 |

현장 유지보수의 경우, 통상적으로 중량물 운반선의 운영 한계 조건에 맞춰 유의 파고 1.5 m와 풍속 15 m/s로 정의한다. 또한, 예인 유지보수의 경우는 실제 유지보수 사례에 비추어 부유식 해상풍력 터빈을 예인하는 상황에서 앵커 핸들링 예인 선박의 유의 파고 한계는 2 m로 정의한다.^[28,30,31]

5. 시뮬레이션 결과

5.1 교체 기간에 따른 단지 가동률 분석

본 연구는 교체 기간이 대형 부품 교체 전략에 미치는 영

향을 평가하기 위해 교체 기간이 20시간에서 100시간 범위에 대해 현장 및 예인 전략 모두의 단지 가동률을 평가하였다. 또한, 현장 전략에 한하여 유의 파고 운영 한계를 1.5 m에서 2 m로 변경했을 때 가동률에 미치는 영향도 함께 분석하였다.

분석 결과, 두 전략에 대한 가동률 감소 추세는 Fig. 5와 같이 나타났다. 교체 기간이 길어짐에 따라 두 중정비 전략 모두에서 단지 가동률은 감소하는데, 이는 교체에 드는 시간이 증가함에 따라 가동 중단 시간이 증가하는 직접적인 상관관계 때문이다.

현장 전략의 경우, 가동률 감소 폭이 예인 전략보다 더 두드러지게 나타난다. 이는 필요한 기상창 확보 시간이 교체 기간에 직접적으로 의존하기 때문이다. 여기서 기상창이란 해상 작업이 안전하고 효율적으로 수행될 수 있도록 작업이 허용되는 날씨 조건을 의미하며, 일반적으로 교체 기간이 길어질수록 작업 허용 조건에 부합하는 기상창의 수가 감소하여 대기 시간이 늘어나고, 그 결과 터빈의 가동 중단 시간이 증가하게 된다.

현장 전략 중 1.5 m 운영 한계에서 터빈 가용성 감소가 2 m 한계보다 더 두드러지게 관찰되는데, 이는 더 낮은 운영 한계(1.5 m)에서는 기상창 요구 사항이 더욱 엄격해져 작업 가능일이 줄어들기 때문이다. 반면, 예인 전략의 경우 교체 작업이 통제된 항구에서 수행되므로, 교체 기간이 길어지더라도 사용할 수 있는 기상창 수에는 크게 영향을 미치지 않는다. 예인 전략에서의 가동률 감소는 단지 부유식

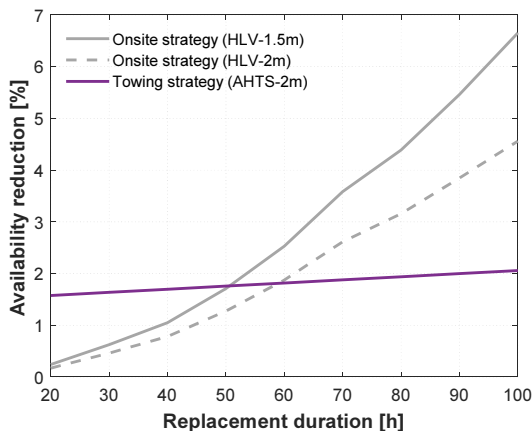


Fig. 5. Reduction in availability by O&M strategy with replacement duration

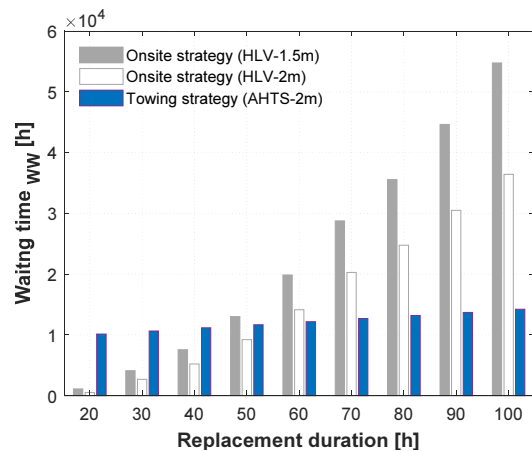


Fig. 6. Waiting time for O&M strategy as a function of replacement duration

해상풍력터빈이 항구에 도착한 후 순수 교체 시간이 길어지면서 발생하는 시간 손실과 관련이 있다. 이러한 분석은 Fig. 6과 같이 두 전략에서 교체 기간에 따른 대기 시간 결과를 통해 명확히 뒷받침된다.

결과적으로, Fig. 5에서 현장 전략과 예인 전략의 가동률 감소 곡선이 교차하는 지점에 해당하는 교체 기간이 50 시간인 것을 고려할 때, 현장 전략은 교체 기간이 각각 31.25시간 및 44.5시간이 걸리는 블레이드 또는 기어박스 교체 작업에서 유리한 것으로 평가된다. 반면, 발전기 또는 피치 및 유압 시스템 교체와 같은 더 긴 교체 작업의 경우에는 예인 전략이 더 효과적임을 시사한다.

5.2 항구-단지 간 거리에 따른 단지 가동률 분석

Fig. 7이 보여주는 대형 부품의 교체 기간에 따른 가동률 변화 결과는 효과적인 대형 부품 교체 전략이 현장 전략과 예인 전략을 혼합하는 것임을 시사한다. 혼합 전략은 블레이드와 기어박스의 현장 유지보수와 발전기 및 피치/유압 시스템의 예인 유지보수를 포함하는 전략이다.

Fig. 7은 항구와 단지 간 거리가 40 km에서 70 km까지 멀어짐에 따라 단지 가동률의 변화를 나타낸다. 완전한 현장 전략은 모든 고 중량물에 대해 현장 유지보수만을 사용하는 것을 의미하며, 완전한 예인 전략은 예인 전략만을 사용하는 것을 의미한다.

분석 결과, 혼합 전략이 단지 가동률 감소 측면에서 가장 효과적인 전략으로 나타났다. 특히, 항구와 단지 간 거리가

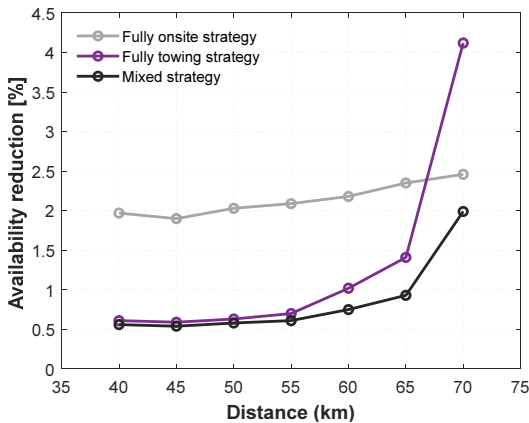


Fig. 7. Reduction in availability by O&M strategy with replacement duration

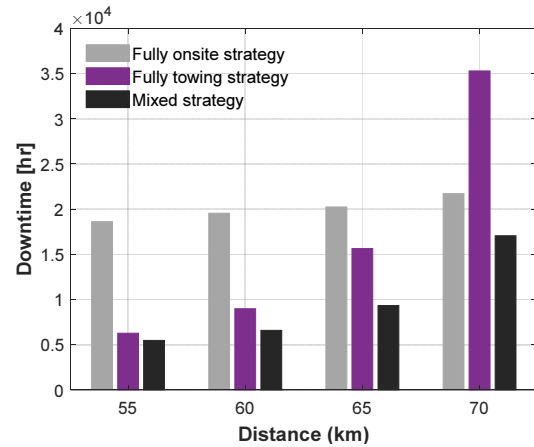


Fig. 8. Effect of distance on downtime by O&M strategy

65 km 이상에서는 예인 전략이 현장 전략에 비해 단지 가동률이 현저하게 떨어지는 특이한 현상도 관찰되었다. 이는 Fig. 8에 나타난 것과 같이 항구와 단지 간 거리가 멀수록 부유식 해상풍력 터빈의 예인 시간이 오래 소요되어 기상창 확보가 더욱 어려워지고 그 결과 대기 시간이 증가하기 때문에 파악된다.

6. 결론 및 고찰

본 연구는 부유식 해상풍력단지의 대형 부품 교체 전략으로서 현장 및 예인 전략의 운영 효율성을 비교 분석하였다. 특히 단지 가동률에 미치는 영향을 부품 교체 소요 시간 및 항구-단지 간 거리를 주요 변수로 설정하여 정량적으로 분석하였으며, 이러한 분석을 통해 다음과 같은 주요 결론을 도출할 수 있었다.

6.1 결론

6.1.1 유지보수 전략별 가동률 비교

교체 기간이 길어질수록 두 중정비 전략 모두 단지 가동률이 감소하는 경향을 보이지만, 가동률 감소 폭에는 뚜렷한 차이를 보인다.

현장 유지보수 전략은 작업에 요구되는 기상창이 교체 기간에 직접적으로 영향을 미치게 때문에 교체 기간이 길어질수록 가동률 감소가 더욱 두드러지게 나타난다. 특히, 유지보수 선택의 파고 운영 한계가 낮을수록 가동률의 감

소 폭은 더욱 커지는 경향을 보인다.

예인 유지보수 전략은 주요 대형 부품의 교체가 항구와 같은 통제된 환경에서 이루어지기 때문에 기상 조건의 영향을 최소화할 수 있으며, 이로 인한 가동률 감소는 오직 교체 작업에 걸리는 시간에만 비례한다.

두 중정비 전략의 가동률 감소 곡선은 교체 기간 50시간에서 교차하는 것으로 나타난다. 이를 기준으로, 교체 기간이 50시간보다 짧은 작업(예: 블레이드 또는 기어박스 교체)에는 현장 유지보수 전략이 더 유리하며, 50시간보다 긴 작업(예: 발전기 및 피치/유압 시스템 교체)에는 예인 유지보수 전략이 더 효율적인 것으로 분석된다. 다만, 본 연구에서 곡선이 교차하는 시간은 단순 가정 조건에 기반한 시뮬레이션 결과이므로, 터빈 용량, 유지보수 선박의 사양, 항구와 단지와의 떨어진 거리, 항만 제약조건 등과 같은 유지보수 조건에 따라 달라질 수 있으며, 실제 운영 환경에서의 절대적인 기준으로 해석하는 데는 한계가 있다.

6.1.2 항구-단지 간 거리 영향

다음 단계로, 교체 기간에 따른 두 전략의 효율성을 종합적으로 고려한 혼합 유지보수 전략을 분석하였고, 그 결과 혼합 전략이 단지 가동률 감소 측면에서 가장 효과적인 것으로 나타난다. 이 전략은 교체 기간이 짧은 부품(블레이드, 기어박스)은 현장에서, 교체 기간이 긴 부품(발전기, 피치 및 유압 시스템)은 항구에서 교체하는 방식이다.

특이점으로는, 항구와 단지 간 거리가 65 km 이상으로 멀어지면 예인 전략에 의한 단지 가동률이 현장 전략 대비 현저하게 낮아지는 현상이 관찰되었다. 이는 떨어진 거리가 멀어질수록 부유식 해상풍력 터빈을 예인하는 데 더 오랜 시간이 소요되어, 작업에 필요한 기상창 확보가 어려워지고 대기 시간이 증가함으로써 가동률이 하락하기 때문인 것으로 분석된다. 결과적으로, 항구와의 거리가 멀어질수록 예인 전략의 효율성이 감소하므로, 혼합 유지보수 전략을 채택하는 것이 효율성을 극대화하는 가장 효과적인 방안임을 시사한다.

6.2 고찰 및 향후 연구 방향

부유식 해상풍력 기술은 여전히 상업화 초기 단계에 있으며, 유지보수 전략의 효율성 확보는 균등화 발전 비용 절

감과 경제적 타당성 확보를 위한 핵심 과제로 평가된다. 본 연구를 통해 유지보수 전략 선택이 단지 운영 효율성에 직접적인 영향을 미친다는 점이 확인되었으며, 다음과 같은 시사점을 도출할 수 있다.

예인 전략의 실현 가능성과 효율성은 항만 인프라의 수용 능력(수심, 크레인 높이, 하중 지지력 등)에 크게 좌우된다. 따라서 국내 부유식 풍력단지 확대를 위해서는 울산항 등 주요 항만에 전용 유지보수 인프라를 확충하는 것이 필수적이다.

해상 기상창은 유지보수 전략 수립의 가장 핵심적인 제한 요소로 작용한다. 전략적 의사결정을 위해서는 장기 기상 예측 및 실시간 해상기상 분석 기술의 고도화가 병행되어야 한다.

현장 전략의 기술적 한계를 극복하기 위해 Self-hoisting Crane 장착 시스템, 무인화 유지보수 기술, AI 기반 예정보전 등 첨단 기술에 관한 연구가 적극적으로 추진되어야 한다.

본 연구는 가동률 중심의 분석에 초점을 두었으나, 향후 연구에서는 정량적 비용 분석, 수익성 평가, 전략 혼합 최적화 모델 등을 포함한 경제성 통합 분석이 요구된다.

부유식 해상풍력은 탄소 중립 사회 실현을 위한 핵심 기술이며, 이를 뒷받침할 유지보수 전략의 기술적 및 운영적 성숙은 산업의 성공적인 확대를 위한 관건이 될 것이다. 본 연구의 결과가 향후 국내 부유식 해상풍력 프로젝트의 유지보수 정책 및 인프라 계획 수립에 실질적인 참고 자료로 활용될 수 있기를 기대한다.

감사의 글

이 논문은 2025년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구임(202130 00000030, MW급 부유식 해상풍력 탈착형 계류시스템 개발).

References

- [1] Global Wind Energy Council (GWEC), 2023, “Global Offshore Wind Report 2023”, GWEC, <https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/gwec-global-offshore-wind-report-2023.pdf>.

- [2] Statoil Wind Limited, 2013, “Hywind Scotland Pilot Park Project EIA Scoping Report”, Xodus Group Ltd., <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/impact-assessment/statoil-hywind-scotland-scoping-report-october-2013.pdf>.
- [3] Vanheeghe, T., 2024, “Hywind Scotland's Heavy Maintenance: Tow-to-Port Approach”, Accessed 28 November 2025, <https://sea-impact.com/blog/2024/07/29/hywind-scotlands-heavy-maintenance-tow-to-port-approach/>.
- [4] WindFloat Atlantic Project, 2025, “Windfloat Atlantic | Offshore wind energy”, Accessed 28 November 2025, <https://www.windfloat-atlantic.com/>.
- [5] EDP, 2025, “Windfloat Atlantic project”, Accessed 28 November 2025, <https://www.edp.com/en/innovation/innovation-projects/windfloat-atlantic-project>.
- [6] Principle Power, Inc., 2025, “Projects: WindFloat 1”, Accessed 28 November 2025, <https://www.principlepower.com/projects/windfloat1>.
- [7] Spinerie, 2023, “Lessons learned from heavy maintenance at the world’s first commercial floating wind farm”, Accessed 07 August 2025, <https://www.spinerie.com/blog/lessons-learned-from-heavy-maintenance-at-the-worlds-first-commercialfloating-wind-farm>.
- [8] Price, S., 2023, “Floating wind turbines tow-to-shore for large correctives in real life”, Proc. Floating Wind Solutions, D021S016R003, <https://floatingwindsolutions.com/wp-content/uploads/2023/02/FWS-23-Presentation-PPI-KIN03-large-corrective.pdf>.
- [9] Equinor, 2025, “Hywind Tampen - the world's first renewable power for offshore oil and gas”, Accessed 28 November 2025, <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>.
- [10] McMorland, J., Collu, M., McMillan, D., and Carroll, J.R., 2022, “Operation and maintenance for floating wind turbines: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **163**, 112499, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122004038>.
- [11] McMorland, J., Flannigan, C., Carroll, J., Collu, M., McMillan, D., Leithead, W., and Coraddu, A., 2022, “A review of operations and maintenance modelling with considerations for novel wind turbine concepts”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **165**, 112581.
- [12] Jenkins, B., Carroll, J., and McMillan, D., 2022, “O&M cost modelling of major replacements in next-generation offshore wind turbines”, Proc. 11th International Conference on Renewable Power Generation – Meeting Net Zero Carbon (RPG 2022), IET, 189-194.
- [13] Carroll, J., McDonald, A., and McMillan, D., 2016, “Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines”, *Wind Energy*, **19**(6), 1107-1119.
- [14] Centeno-Telleria, M., Aizpurua, J., and Penalba, M., 2022, “Impact of accessibility on O&M of floating offshore wind turbines: Sensitivity of the deployment site”, *Trends Renew. Energies Offshore*, pp. 847-855.
- [15] Centeno-Telleria, M., Yue, H., Carrol, J., Penalba, M., and Aizpurua, J.I., 2024, “Impact of operations and maintenance on the energy production of floating offshore wind farms across the North Sea and the Iberian Peninsula”, *Renew. Energy*, **224**, 120217.
- [16] BVG Associates, 2023, “Guide to a floating offshore wind farm”, BVG Associates, <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wp-content/uploads/2023/06/BVGA16444-Floating-Guide-r1.pdf>.
- [17] Jenkins, B., Belton, I., Carroll, J., and McMillan, D., 2022, “Estimating the major replacement rates in next-generation offshore wind turbines using structured expert elicitation”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **2362**(1), 012020.
- [18] Galle, K., 2023, “Major Component Replacement on Floating Wind Turbines”, M.S. thesis in Energy Technology, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1744052/FULLTEXT01.pdf>.
- [19] Dighe, V.V., Pergod, L., and Yung, C., 2022, “Offshore Wind Access Report 2022”, TNO, TNO-2022-R12419, <https://publications.tno.nl/publication/34640428/gNMAGS/TNO-2022-R12419.pdf>.
- [20] World Forum Offshore Wind (WFO), 2021, “Challenges and opportunities of major maintenance for floating offshore wind”, WFO, https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2023/01/WFO_OM-WhitePaper-December2021-FINAL.pdf.
- [21] Crowle, A., and Thies, P., 2022, “Tow out calculations for floating wind turbines”, Proc. OMAE 2022-78095,

- V008T09A013, <https://doi.org/10.1115/OMAE2022-78095>.
- [22] World Forum Offshore Wind (WFO), 2023, “Onsite major component replacement technologies for floating offshore wind: the status of the industry”, WFO, <https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2023/02/WFO-FOWC-OM-White-Paper-2-Final.pdf>.
- [23] Li, M., Jiang, X., Carroll, J., and Negenborn, R.R., 2024, “Operation and maintenance management for offshore wind farms integrating inventory control and health information”, *Renew. Energy*, **231**, 120970.
- [24] Huisman, 2022, “Radical change in installing floating wind farms”, *Proc. Floating Wind Solutions*, https://floatingwindsolutions.com/wp-content/uploads/2022/03/HUISMAN_JOOPROODENBURG_fnIJRO-Presentation-2022-03-03.pdf.
- [25] Sablok, A., 2024, “An O&M vessel for FOW major component replacement”, *Proc. Floating Wind Solutions*, https://floatingwindsolutions.com/wp-content/uploads/2024/02/FWS-24-TEN_OM-Vessel_Anil-Sablok.pdf.
- [26] Carbon Trust, 2021, “Floating Wind Joint Industry Project - Phase III summary report”, Carbon Trust, <https://www.carbontrust.com/our-work-and-impact/guides-reports-and-tools/floating-wind-joint-industry-project-phase-iii-summary-report>.
- [27] IEC, 2011, “Wind Turbines Part 26-1: Time-based Availability for Wind Turbine Generating Systems”, IEC/TS 61400-26-1 standard, 1st Edition.
- [28] Rinaldi, G., Garcia-Teruel, A., Jeffrey, H., Thies, P., and Johanning, L., 2021, “Incorporating stochastic operation and maintenance models into the techno-economic analysis of floating offshore wind farms”, *Appl. Energy*, **301**, 117420.
- [29] Centeno-Telleria, M., Yue, H., Carroll, J., Penalba, M., and Aizpurua, J.I., 2025, “Assessing heavy maintenance alternatives for floating offshore wind farms: Towing vs. onsite replacement strategies”, *Appl. Energy*, **377**, 124437.
- [30] Saeed, K., McMorland, J., Collu, M., Coraddu, A., Carroll, J., and McMillan, D., 2022, “Adaptations of offshore wind operation and maintenance models for floating wind”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **2362**(1), 012036.
- [31] Brons-Illing, C., 2015, “Analysis of operation and maintenance strategies for floating offshore wind farms”, M.S. thesis, University of Stavanger, Stavanger, Norway.