creative commons

COMMONS DEED

저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 이용허락규약(Legal Code)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

Disclaimer

dCollection

공학전문석사 학위 연구보고서

대규모 해상풍력단지용 해상변전소 설계 및 전력계통 연계 방안

A Study on Offshore Substation Design for Large-Scale Offshore Wind Farm and Power Grid Connection

2023년 2월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

이 상 훈

대규모 해상풍력단지용 해상변전소 설계 및 전력계통 연계 방안

지도교수 서 은 석

이 프로젝트 리포트를 공학전문석사 학위
연구보고서로 제출함
2023년 2월

서울대학교 공학전문대학원
응용공학과 응용공학전공
이 상 훈

이상훈의 공학전문석사 연구보고서를 인준함
2023년 2월

위 원 장 _____ 윤 용 태 _____ (인)

위 원 _____ 서 은 석 _____ (인)

위 원 _____ 김 국 헌 _____ (인)

위 원 _____ 김 용 권 _____ (인)

위 원 _____ 김 희 집 _____ (인)

국문초록

본 연구에서는 최근 대두되고 있는 신재생 에너지 확대의 일환으로 추진 중인 대규모 해상풍력단지의 한전계통과의 연계를 위한 해상변전소의 설계와 계통 연계 방안에 대한 방법을 제시하였다.

이와 관련하여 국내 외 대규모 풍력단지의 계통 연계 방안 사례를 분석하고 동해안 해상풍력 단지를 기준으로 용량별, 전압별 교류(HVAC), 직류(HVDC)에 대한 손실 분석 및 그에 따른 경제성을 초기투자 비용과 함께 분석하였다.

이를 바탕으로 해상풍력단지 기본 구성 방안 및 해상변전소 설계에 대한 사양 및 설계 방향을 제시함으로써 추후 추진될 대규모 해상풍력단지 및 해상변전소 FEED설계에 대한 기본 자료를 확보할 수 있었다.

연구대상으로 현재 동해안에 설치될 여러 해상풍력단지 중 한 프로젝트의 기초 모델을 활용하여 필요한 데이터를 수집하고, 해당 데이터를 기준으로 ETAP(Electrical Transient Analyzer Program)을 활용하여 실제 해상풍력단지의 모델링 및 시뮬레이션 결과를 비교하고 분석함으로써 추후 동해안에 설치될 부유식 해상풍력단지에 적용 가능한 단지 구성 및 해상변전소의 계통연계 모델을 구상하였다.

또한, 최근엔 풍부한 바람을 통해 높은 발전 용량을 가진 발전기를 활용하기 위해선 부유식 해상풍력발전단지가 일반적으로 육지에서 멀리 떨어져 설치되며, 이는 전통적인 HVAC 전송 시스템의 전압 적용 혹은 HVDC 전송에 대한 경제성 분석을 필요로 하였으며, 이에 본 연구에서 케이스에 따른 경제성 분석을 통해 최적의 구성을 할 수 있는 근거를

마련하고 경제성 분석을 실시하였다.

HVDC의 경우 해상에 설치되는 변전소의 특성상 설치되는 면적에 제약이 크고, 제어가 용이한 전압형(VSC)모델을 적용하였고, ETAP 시뮬레이션을 통해 해상변전소에 설치되는 기기 및 케이블에 대한 기기 적정성을 검토하고 시뮬레이션 모델링을 실시함으로써, HVAC 모델에선 케이블이, HVDC 모델에선 변환소 손실이 크게 기여함을 알 수 있었다.

결과적으로 그에 따른 투자비 및 손실에 따른 비용을 분석하여 효율적인 송전방식을 경제성을 중심으로 확인하였다.

주요어 : Offshore Substation, HVDC, HVAC, ETAP, Power Loss, Economic Analysis

학　번 : 2021-20418

목 차

제 1 장 서 론 1

제 1 절 연구의 배경 1

제 2 절 연구의 구성 및 개요 3

제 2 장 해상풍력단지 및 해상변전소 구성 4

제 1 절 해상풍력 개요 및 특성 4

제 2 절 해상변전소 설비의 특징 및 현황 9

제 3 절 HVAC, HVDC 송전 개요 및 국내외현황 11

제 3 장 전력 계통 연계 방안 모델링 및 설계 17

제 1 절 시뮬레이션 모델링 개요 17

제 2 절 해상변전소 장비 선정 및 시뮬레이션 케이스 18

제 3 절 HVAC 송전 모델 시뮬레이션 31

제 4 절 HVDC 송전 모델 시뮬레이션 38

제 5 절 송전 시스템별 결과 분석 및 비교 43

제 6 절 용량 적정성 검토 45

제 4 장 전력 계통 구성에 따른 경제성 검토 51

제 1 절 시나리오별 경제성 검토 51

제 2 절 해상풍력단지 계통 연계 설계 방안 제안 62

제 5 장 결론 및 향후 연구 계획 64

참고문헌 66
Abstract 68

표 목차

[표 2-1] 국내 풍력 자원 잠재량 6
[표 2-2] 해상풍력단지 장/단점..... 7
[표 2-3] HVAC, HVDC 비교 13
[표 2-4] 해외 HVDC 적용 해상풍력 단지 현황..... 15
[표 3-1] 풍력단지 기본 구성 및 사양..... 18
[표 3-2] 모델링 적용 케이스별 정격전압 및 송전 방식..... 19
[표 3-3] 풍력발전기 제원..... 20
[표 3-4] 해상변전소 주 변압기 제원 21
[표 3-5] 해상변전소 66 kV급 GIS 제원..... 21
[표 3-6] 해상변전소 220 kV급 GIS 제원..... 22
[표 3-7] 해상변전소 345 kV급 GIS 제원..... 22
[표 3-8] 해저케이블 제원..... 23
[표 3-9] HVAC 송전 모델링 주요 제원..... 31
[표 3-10] 풍력발전단지 손실용량 및 손실율..... 33
[표 3-11] 220kV 단일 해상변전소 손실용량 및 손실율..... 34
[표 3-12] 220kV 해상변전소 거리별 전체 전력 손실 35
[표 3-13] 345kV 단일 해상변전소 손실용량 및 손실율..... 35
[표 3-14] 345kV 해상변전소 거리별 전체 전력 손실 36
[표 3-15] HVAC 전체 해상변전소(3EA) 거리별 손실 총량 36
[표 3-16] HVDC 송전 모델링 주요 제원..... 37
[표 3-17] 250 kV DC 해상변전소 손실용량 및 손실율 40
[표 3-18] 250 kV DC 해상변전소 거리별 전체 전력 손실... 41

[표 3-19] HVDC 전체 해상변전소(3EA) 거리별 손실 총량 42
[표 3-20] 전체 해상변전소 케이스 및 거리별 손실 총량..... 43
[표 3-21] 케이스별 변압기 부하 용량 45
[표 3-22] 케이스별 GIS 정격전류 및 단락전류..... 46
[표 3-23] 거리별 리액터 용량 및 전압 변동 (Case-2) 47
[표 3-24] Inter-Array Cable 선정 Size 및 용량 검토 48
[표 3-25] Export Cable 선정 Size 및 용량 검토..... 49
[표 3-26] Submarine Cable Data 49
[표 4-1] 해상변전소 케이스별 투자 비용 52
[표 4-2] 해저 케이블 투자 비용..... 54
[표 4-3] 무효전력 보상장치(리액터) 비용 – 345 kVAC..... 54
[표 4-4] 케이스별 초기 설비 투자 비용..... 56
[표 4-5] 거리별, 케이스별 연간 전력 손실 비용..... 57
[표 4-6] 현재가치 총 전력 손실 비용..... 58
[표 4-7] 종합 총 초기 투자 비용 비교 59
[표 4-8] 총 초기 투자 및 손실 비용 합계..... 61

그림 목차

[그림 2-1] Floating Wind Cost(LCOE) Forecast..... 5
[그림 2-2] HVDC 송전 개념도..... 11
[그림 3-1] ETAP 해상풍력단지 모델링 설비 구성..... 28
[그림 3-2] ETAP 해상 변전소 모델링 구성..... 28
[그림 3-3] ETAP 해상 풍력단지 모델링 구성..... 28
[그림 3-4] ETAP 주요기기 구성..... 29
[그림 3-5] ETAP Load Flow Analyzer..... 30
[그림 3-6] 해상풍력단지 단선도 (HVAC) 31
[그림 3-7] HVAC Transmission Framework..... 32
[그림 3-8] HVAC 해상변전소 거리별 전력 손실 그래프..... 37
[그림 3-9] 해상풍력단지 단선도 (HVDC) 38
[그림 3-10] HVDC Transmission Framework..... 39
[그림 3-11] HVDC 해상변전소 거리별 전력 손실 그래프.... 42
[그림 3-12] 전체 해상변전소 케이스 및 거리별 전력 손실 그래프.... 44
[그림 4-1] 투자/손실 비용 현금 흐름도 예시..... 58
[그림 4-2] 거리별 총 투자/손실 비용 그래프..... 60

제 1 장 서 론

제 1 절 연구의 배경

IRENA[①]에 따르면 2021년 말까지 전 세계적으로 보급된 태양·풍력 발전설비가 각각 849 GW와 825 GW에 달한다. 전망치에 따르면 앞으로 2030년까지 매년 태양광은 140 GW, 풍력은 80 GW 늘어나 각각 2,037 GW와 1,455 GW에 이를 것이며, 이대로라면 머지 않아 재생 에너지가 전력 공급의 대부분 혹은 전부를 담당하게 될 것으로 보인다[1]. 이는 주로 육상 태양광 및 풍력발전에 이어, 소음이나 자연훼손의 문제로부터 비교적 자유롭고, 이용률이 높은 수상태양광, 해상풍력을 중심으로 발전할 것으로 예상되며, 기술의 발전으로 설치 단가 또한 낮아져 보급에 좀 더 박차를 가하게 될 것으로 보인다.

또한, 전망에 따르면 2030년까지 세계 해상풍력 시장은 236.5 GW 보급될 예정이며, 우리나라 또한 정부가 발표한 에너지 3020 정책에 의하면 머지않아 우리나라에도 많은 신재생 발전원이 공급될 것으로 예상된다. 정부가 마련한 제3차 추가경정예산에도 '그린뉴딜' 관련 예산이 4,639억원이 편성되었으며, 이 중 해상풍력 부문에 해상풍력 인프라 기술 개발, 대규모 해상풍력 단지 개발 지원 등 195억원을 편성했다.

애초 정부는 해상풍력 관련 예산을 58억 5,000만원으로 잡은 바 있다. 그러나 이후 추경으로 약 6배가 넘는 예산이 추가 편성되며, 해상풍력

---

① IRENA(International Renewable Energy Agency) : 국제재생에너지기구. 재생에너지, 지속가능한 에너지 산업의 발전을 위해 국가들을 지원, 협력의 역할 수행하는 국제 기구. 재생에너지와 관련된 다양한 통계와 자료를 출간 및 서비스를 제공한다.

육성에 대한 의지를 드러냈으며 '재생에너지 3020' 이행계획에 2030년까지 해상풍력 보급목표를 12 GW로 설정한 바 있다. 또한 최근 발표한 10차 전력수급계획 내 신재생에너지에 대한 비중을 2030년 발전량 기준 21.5%로 늘리는 것으로 보도되었으며, 이는 현재 신재생에너지 비중인 7.5%보다 상당히 높아 도전적인 과제가 될 것으로 예상된다.

그 중 최근 가장 활발하게 추진되어 있는 신재생에너지원 중의 하나가 바로 부유식 해상풍력발전이다. 부유식 해상풍력발전은 기존의 육상풍력이나 연안의 고정식 풍력발전과는 달리, 먼 바다에 설치되므로 양질의 풍량 자원 확보가 가능하고 대규모 단지 조성에 유리한 조건을 갖추고 있다[2]. 하지만, 현재 국내에서 운용 중 이거나 수행 중인 대부분의 해상풍력은 서남해 연안 및 제주 지역을 중심으로 낮은 수심과 저용량 위주로 구성되어 있어, 추후 부유식 해상풍력단지에 설치될 대규모 해상풍력단지(원거리, 고용량)에 적용할 적절한 해상풍력 단지 모델은 전무한 상황이다.

따라서, 본 연구에서는 이와 같은 배경에 근거하여 현재 국내외에 적용되고 있는 해상풍력 단지의 특성 및 구성, 송전방식에 대해 고찰한 후, 추후 동해안을 위주로 한 대용량, 원거리 부유식 해상풍력 단지에 적용 가능한 단지 구성 및 해상변전소의 계통 연계를 위한 최적의 모델을 구상한다. 또한, 이를 기반으로 시뮬레이션을 통한 용량적정성 검토 및 전압안정도를 평가하고, 송전 방식에 따른 손실 분석 및 경제성 검토을 통해 추후 실증 플랜트 구성 및 FEED[②] 기본설계에 적용 가능한 모델을 연구해보고자 한다.

[②] FEED (Front End Engineering Design) : 개념설계 또는 Feasibility study의 완료 후 행해지는 Basic engineering이다. EPC(Engineering, Procurement and Construction)의 시작 전인 이 단계에서, 기술적인 문제들을 찾아내고 대략적인 투자비용을 추산하기 위하여 다양한 연구들이 행해진다.

제 2 절 연구의 구성 및 개요

제1장에서는 연구의 배경과 연구의 구성 및 개요에 대해 살펴보았다.

제2장에서는 해상풍력단지 및 해상변전소 구성에 대해 알아보고, 현재 국내외에서 적용하고 있는 해상풍력단지에 대한 구성 및 특징을 분석하여 계통과의 연계에 필요한 사항들을 살펴보고자 한다.

제3장에서는 전력계통 연계방안을 위한 HVAC, HVDC에 대한 특징을 알아보고 해당 모델에 대한 시뮬레이션을 통해 모델의 적정성 검토 및 장비별 손실을 분석하여, 용량, 거리별 적정 모델 선정을 위한 자료를 확보하였다.

제4장에서는 3장에서 나온 데이터를 바탕으로 해상변전소 설비 구성에 필요한 요소를 확인하고 이를 경제성 분석을 통해 최적의 기기 특성 및 용량, 송전방식 결정을 위한 비교를 수행한다. 이에 최종적으로 추후 동해안 지역에 대규모로 건설될 부유식 해상풍력단지 연계성 증대를 위한 설계 방안을 제안하였다.

제5장에서는 본 연구의 결론 및 향후 연구 방향에 대해 언급하고, 본 연구를 통해 추후 수행될 해상풍력단지의 적절한 모델을 제안함으로써 실제 프로젝트에 적용할 수 있는 기초자료를 확보하고, 추후 실제 프로젝트 적용에 본 연구의 자료를 활용할 수 있는 근거 및 추후 발전 방향을 제공하였다.

제 2 장 해상풍력단지 및 해상변전소 구성

제 1 절 해상풍력 개요 및 구성

1. 해상풍력 개요 및 부유식 해상풍력 특징

풍력발전은 바람이 가진 운동에너지를 이용하여 전기에너지를 생산하는 시스템이다. 그 중 해상풍력은 기존의 주로 수행하던 육상풍력과 달리 바람이 풍부하고 설치에 제약이 없는 바다에 설치하는 것을 말한다. 일반적으로 해안으로부터 10 km 떨어지면 풍속은 해안보다 25% 증가하는 것으로 나타나고 있으며, 발전량은 풍속의 3승에 비례하여 증가하므로, 해상의 풍속이 약 20% 증가하면 이론적으로 70% 이상의 출력증가를 가져올 수 있다.[3]

$$\boldsymbol{P_{wind}(t) = \frac{1}{2}\eta C_p(t)\rho V(t)^3 A} \qquad (1)$$

- $P_{wind}(t)$: t 시간의 풍력발전출력[W]
- η : 에너지변환효율[%]
- $C_p(t)$: t 시간의 회전자동력계수
- ρ : 공기밀도[kg/m^3]
- $V(t)$: t시간의 풍속[m/s]
- A : 블레이드회전면적[m^2]

또한, 소음문제에 자유로우며 설치에 제약이 없어 대형 터빈을 설치하는데 있어서도 제약이 없는 편이다. 또한, 육지와 달리 토지

보상에 대해 비교적 자유로워 어민과의 협상 및 수중동물 등에 대한 피해조사 등이 잘 이루어진다면 사업 진행에 크게 제약을 받지 않는다.

하지만, 이러한 장점뿐 아니라 단점도 존재한다. 우선 기초구조물이나 해저 케이블, 고압연계의 변전설비 비용이 증대한다. 또한 염분이나 고습도 상황에 설치하기 때문에 그에 대한 대책이 필요하다. 그리고 유지관리를 위한 비용 또한 증가되며, 초기 건설비가 증가하기 때문에 현재로선 발전단가가 높게 측정되고 있는 것이 사실이다. 그러나 최근 원전을 포함한 기존 발전소나 육상풍력 대비하여 지속적으로 비용이 감소하고 있으며, 이는 추후 규모가 커지고 기술이 발전할수록 지속적으로 감소할 것으로 예상된다. 특히 연료비용, 탄소비용, 해체비용, 사회적비용 등을 모두 고려한 균등화발전원가[③]는 더 빠른 속도로 감소할 것으로 예상되고 있다.

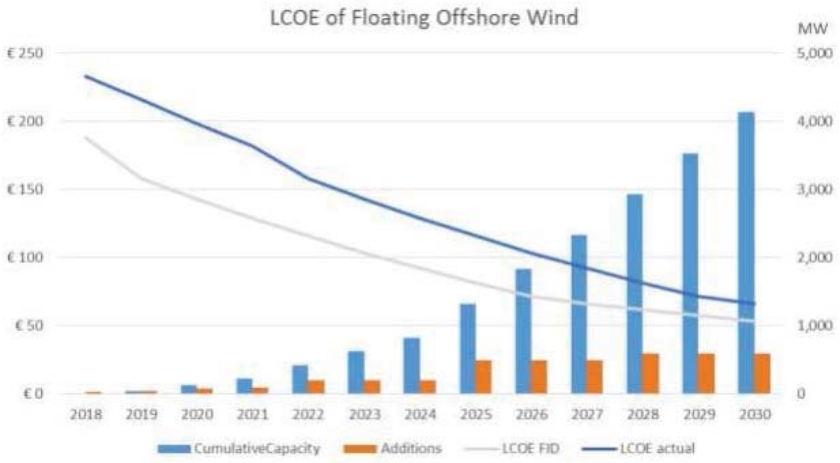

그림 2-1 Floating Wind Cost(LCOE) Forecast[4]

---

③ LCOE(균등화발전원가, Levelized Cost of Electricity)
발전설비 운영기간에 발생하는 모든 비용을 수치화해 나타낸 값. 발전소가 1kWh의 전기를 생산하기 위해 얼마의 비용이 필요한지, 모든 비용을 고려하여 나타낸 것.

2. 국내 해상풍력 현황

우리나라 풍력자원 잠재량은 일반적인 예상과 달리 풍부한 편이다. 2030년 국내 전력량을 580 TWh로 예상하였을 때, 국내 풍력 자원으로 확보할 수 있는 지리적인 잠재량은 874 TWh, 기술적 잠재량은 전체 전력 사용량의 33%인 194 TWh에 달한다. 특히 우리나라는 3면이 바다로 이루어져 있어 해상에 보유하고 있는 잠재량이 풍부하며, 해상에서 확보할 수 있는 잠재량을 최대한 확보한다면 풍부한 청정에너지를 충분히 확보할 수 있다.

표 2-1 국내 풍력 자원 잠재량 [5]

구분	육상				해상			
	잠재량 천toe	발전량 GWh	설비용량 GW	면적 Km^2	잠재량 천toe	발전량 GWh	설비용량 GW	면적 Km^2
이론적 잠재량④	62,421	725,955	487.4	97,473	106,850	1,242,666	423.0	84,599
지리적 잠재량⑤	17,784	206,833	118.0	23,605	57,417	667,758	215.9	43,178
기술적 잠재량⑥	8,377	97,423	63.5	12,697	8,343	97,025	33.2	6,649

특히 앞서 설명한 부유식 해상풍력발전은 기존의 육상풍력이나 연안의 고정식 풍력발전과는 달리, 먼 바다에 설치되므로 양질의 풍량 자원 확보가 가능하다는 점이 가장 큰 장점이다. 본 연구에서 주로 다룰 동해안 지역의 부유식 해상풍력은 기본적으로 8 m/s 이상의 평균 풍속을 기준으로 이는 국제 표준 규격 CLASS 2에 해당하는 풍속으로

④ 이론적 잠재량 : 전면적에 풍력발전기를 5MW/Km2의 용량밀도로 설치한 경우
⑤ 지리적 잠재량 : 지리적 제약조건으로 개발이 부적합 면적을 제외한 경우
⑥ 기술적 잠재량 : 환경보전 지역을 추가로 제외하고 현재 기술수준으로 경제성 확보가 가능한 면적만 개발한 경우

북해 지역 등의 풍량은 아니더라도 충분한 에너지를 생산할 수 있는 풍량을 보유하고 있다. 또한, 근해와 달리 대규모 단지 조성이 가능하여, 풍량이 풍부한 지역에 대규모 풍력 발전 단지를 건설할 수 있으며, 설치 제약 및 지형 조건에 있어 유리한 조건을 갖추고 있다. 특히, 최근 공법의 발전, 풍력발전 설치선의 개발 등 다양한 시도를 통해 제작, 공사비 감소로 기존 발전소들 수준의 비용으로 투자비가 감소하고 있는 상황이다. 이에 우리나라에서도 재생에너지 정책에 따라 해상풍력 단지 조성이 급격히 늘어날 것으로 예상되며 구체적으로 동해 가스전 인근에 2030년까지 6 GW 규모의 발전단지 구축이 진행 중이며, 서남해 / 서해 / 남해에도 대규모 발전 단지가 계획되어 있다. 이 중 많은 해상풍력단지가 부유식으로 적용될 예정이고, 특히 풍량이 풍부한 동해안 지역에는 원거리에 심해라는 특징에 따라 부유식으로 사업이 진행 중이다.

표 2-2 해상풍력단지 장/단점 [6]

항목	구분	내용
해상풍력	장점	육상에 설치하는 기초 구조물 및 지질 조사 비용 절감
		풍속이 육상 대비 약 70% 높음
	단점	높은 운영비, 경제성 확보의 어려움 (개선 중)
		어장 및 어선에 영향
	* 부유식 : 미래 심해상 풍력발전의 필수 관제라고 할 수 있는 부유식 타입(Floating Type)은 수심 40~900m에 설치 가능	

하지만, 이러한 장점에도 불구하고 우리나라의 풍력 발전 수용율은 OECD국가 중 최하위 수준으로 육상을 포함하더라도 약 1.7 GW 정도이며 그 중 해상풍력은 132.5 MW에 불과하여, 2030년 목표인

해상풍력 12GW를 달성하기 위해선 아직 갈길이 먼 상황이다.

3. 해외 해상풍력 현황 및 추세

BNEF(Bloomberg New Energy Finance)에 따르면 전 세계 해상풍력 신규 설치용량은 2025년 10 GW를 돌파할 것으로 예상되며, 2030년까지는 매년 8.2% 증가하여 2030년 신규 설치 용량은 30 GW에 달할 것으로 전망된다.

또한, 단순히 기존에 설치된 풍력 단지와 달리 달라진 정책 환경에 대응하여 풍력터빈 대형화 및 단지의 대형화로 개발 비용을 줄이고 발전효율성을 증대하는 방향으로 풍력산업이 변화하고 있다.

최근 해외를 중심으로 건설되거나 혹은 건설 예정인 해상풍력단지는 기존에 사용하던 터빈 날개 사이즈 70~80미터 정도의 2 MW급 터빈은 거의 사용되지 않고 있으며, 최소 터빈 날개가 140~150미터정도 되는 5~8 MW급을 적용하고 있고, 이 마저도 곧 터빈날개 200미터 이상, 13~15 MW급의 풍력발전기로 대체될 수순이다. 또한, 단일 단지의 사이즈도 400 MW~500 MW이상으로 대형화되어 각 풍력 발전 단지의 효율을 최대한으로 증가시키는 방향으로 발전하고 있다.

이러한 대부분 풍력 단지는 높은 이용률을 확보하기 위해 대부분 연안과 먼 해상풍력으로 추진 중이며 이에 부유식이 적용되는 경우가 많다. 그에 따라, 기존 연안의 고정식 해상풍력 단지와는 달리 고전압 다이나믹 케이블 및 접속재가 필요하게 되었으며, 설치 공법 또한 개선이 필요하며, 이에 따라 해상변전소의 필요성 증대 및 변전소를 통한 계통 연계 방안에 대한 연구가 필요하게 되었다.

제 2 절 해상변전소 설비의 특징 및 현황

앞서 언급한 바와 같이 최근 대규모 해상풍력단지에는 기존 그리드와의 계통연계 및 효율적인 연결을 위해 해상변전소를 설치하고 있다. 해상변전소는 각 해상풍력 발전기에서 생산 / 승압되어 내부그리드를 통해 전달된 전기를 한 곳으로 모아 송전 전압으로 승압 후 외부망(Export Cable)을 통해 육상 변전소로 보내주는 역할을 한다. 이에 해상변전소 내에는 전력 연계에 활용되는 설비인 변압기, 차단기, 무효전력 보상설비, 배전반, 소내설비, 제어시스템, HVDC(옵션)뿐 아니라 소방, 통신, 기계 및 공조 설비 등 종합적인 설계가 요구되는 해상 설비이다.

세계 최초로 해상변전소를 활용하여 해상풍력단지의 상업운전을 실시한 곳은 덴마크 북해에 설치된 'Horn Rev 1'이며, 이는 160 MW의 해상풍력단지 용량에 160 MVA 변압기 등이 설치된 해상변전소가 적용되어 있다[7].

현재 해상변전소 1대를 운용하는 해상풍력단지의 용량은 주로 400 MW ~ 500 MW 규모이며, 단일 풍력단지에 여러 대의 해상변전소를 설치하여 대규모 해상풍력 단지를 이룬다. 특히 최근에는 해상변전소의 용량 증대 및 신뢰성 향상을 위해 여러대의 주변압기를 설치하고, 대용량의 해상풍력단지를 수용하기 위한 외부그리드 회선 수 또한 증가하고, 해상변전소 내 GIS(Gas Insulated Switchgear) 개수 및 용량 또한 증가하고 있다.

뿐만 아니라 해상변전소 설치비를 줄이고 가격 경쟁력을 위해 구조물 최적화 및 설치방식 연구가 활발히 진행되고 있으며, 세계적으로 해상변전소 및 주요 기자재 공급을 주도하고 있는 유럽 선진회사들은

이러한 연구와 함께 표준화를 위한 모듈형 해상변전소 개발 또한 추진하고 있다.

우리나라도 기존에 해상풍력 단지 건설이 일부 서남해 지역과 제주도 지역을 중심으로 이루어졌다. 하지만, 이러한 단지는 주로 연안지역에 낮은 용량을 중심으로 이루어졌기 때문에 각 풍력발전기 그룹별로 육상변전소로 바로 연결되는 것이 주였다.

하지만, 추후 설치될 대부분의 해상풍력 발전단지는 고용량, 원거리를 중심으로 추진될 예정이라, 풍력발전기에서 육상변전소로의 직접 연결은 불가하여 해상변전소의 설치가 필수인 상황이다. 이에 현재 우리나라에서도 서남해에 60 MW급 해상변전소 시범단지를 건설하고 현재 운영하고 있지만, 추후 동해안 지역을 중심으로 건설된 해상풍력 단지(변전소당 400~500 MW 예정)에 대비하여 용량 및 전압이 낮고, 송전 거리가 짧아 새로운 대규모 / 원거리 모델에 대한 연구 및 설계가 필요한 상황이다.

제 3 절 HVAC, HVDC 송전 개요 및 국내외현황

위 2절에서 언급한 바와 같이 해상풍력단지는 주로 바람이 풍부하여 풍력발전기 효율이 높은 원해에 설치될 계획이다. 따라서 해상변전소와 육상변전소(그리드)와의 연계를 위한 장거리 송전 기술이 필요한데, 기존 AC이 방식에 더불어 최근 HVDC 송전이 또다른 방안으로 평가받고 있다. HVDC 계통연계는 주파수가 다른 계통과의 연계가 가능하다 이점도 함께 지니고 있으나 가장 큰 장점은 대용량, 원거리의 전력 전송을 최소의 전력손실로 가능케 하며, 무효전력에 대한 영향에서 비교적 자유로울 수 있다는 점이다. 하지만, HVAC 전송 방식 대비 변환소 설비가 고가이고, 특히 해상에 설치되는 전압형 HVDC는 아직 기술력도 많이 부족하여 실제 적용되고 있는 프로젝트가 부족한 상황이다.

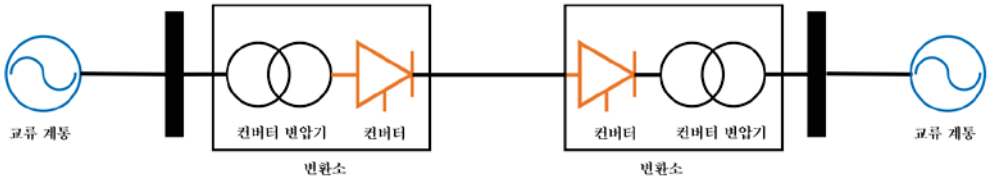

그림 2-2 HVDC 송전 개념도

1. HVDC 송전방식 특징

높은 비용에도 불구하고 해상변전소 및 원거리 대용량 전력 전송을 위해 HVDC를 적용하는 가장 큰 이유는 바로 전력 손실과 무효전력 때문이다.

교류방식의 전력 전송에서는 송전거리가 길어짐에 따라 전력의 흐름을

방해하는 리액턴스의 증가로 송전용량이 감소한다. 교류 해저케이블은 충전전류에 의해 무효전력과 케이블 표피전류 손실로 송전용량이 저하되게 되는데, 특히 거리가 일정 수치를 넘어가게 되면 무효전력만으로도 케이블의 정격용량을 초과하게 되어, 케이블 양단에 분로 리액터(Shunt Reactor)를 설치하여 무효전력 보상을 수행하더라도, 케이블 중간부분의 내부 선로 정전용량에 의한 과전압을 피할 수 없어 교류송전이 불가능한 경우가 존재하게 된다. 이러한 송전 제한은 전압별, 용량별로 차이가 있으나 일반적으로 전압이 높을수록 최대 송전 용량은 증가하나, 케이블의 높은 정전용량으로 최대 송전거리가 감소하고, 낮은 전압은 최대 송전 용량은 감소하나 낮은 정전용량으로 최대 송전거리는 증가하는 추세를 보인다[8].

반대로 HVDC, 즉 직류 송전에서는 리액턴스 성분이 발생하지 않아 리액턴스에 의한 전력 손실 및 표피효과(Skin Effect)⑦에 의한 손실이 발생하지 않고, 선로전압이 동일 실효치의 교류전압 최대치의 약 70%에 불과하여 기기의 절연에 용이하고 애자의 크기, 수량 및 전선의 소요량을 줄일 수 있다. 그리고, 교류송전방식에 비하여 코로나 손실이 적고 유효전력만으로 송전되므로 교류계통의 충전전류 및 페란티 현상이 일어나지 않아 송전효율이 높다. 특히 이와 관련하여 교류 송전 시 케이블의 정전용량에 의해 발생할 수 있는 전압 상승 및 송전 거리 제약이 직류송전에서는 발생하지 않아 송전거리에 대한 한계를 극복할 수 있다는 점이 큰 장점이다.

---

⑦ 표피효과(Skin Effect) : 도체에 전류가 흐를때 도체가 굵어질수록 내부 인덕턴스의 증가로 전류는 도체의 표피에 몰려 흐르게 되는 현상. 주파수가 커질수록 표피효과는 증가하며 이러한 이유로 직류송전에서는 표피효과가 발생하지 않는다.

표 2-3 HVAC, HVDC 비교

	HVAC	HVDC
원 리	AC 송전 방식(DC변환 없음)	사이리스터, IGBT를 활용 DC 변환 송전
구 성	변압기, 차단기, 무효전력보상장치 등	변압기, 컨버터, 필터, 커패시터 등
장 점	건설비↓, 간단한 설비, 높은 신뢰도	송전 손실↓, 무효전력보상설비 불필요
단 점	송전 손실↑, 고장시 계통영향↑	비용↑, 복잡한 설비
종 류	N/A	전류형(LCC, 육상), 전압형(VSC, 해상)

하지만 위 표에서 보는바와 같이 HVDC 송전은 교류송전에 비해 높은 비용과 복잡한 설비로 인해 특정 케이스가 아니면(거리가 멀어짐에 따라 무효전력 자체가 케이블의 정격용량을 초과하게 되는 경우) 적용에 앞서 경제성 분석이 필수적이다. 변환소 비용과 송전 전력손실에 따른 손해 비교를 중심으로 좀 더 경제적인 방식을 적용하며, 주로 육상의 경우(가공선로) 약 600 km 이상, 해상일 경우(지중선로) 약 60 km 이상일 경우 경제성이 있다고 알려져 있지만[9][10], 이는 용량, 설비 구성, 환경에 따라 달라지며 특히 해상변전소에 설치하는 전압형 HVDC의 경우 육상에 설치되는 변환소와는 기술적, 비용적인 측면에서 차이를 발생해 적용에 앞서 상황에 따른 구체적인 분석 및 경제성 검토가 필요하다.

본 연구에서는 동해안 해상풍력 단지 중 한곳을 선정하여(1.5 GW, 약 90km Subsea Cable) 분석을 수행했으며, 이러한 모델을 기준으로 다양한 용량과 거리에 따른 비교 분석 결과를 확보하여 추후 다양한 케이스에서 적용될 수 있는 연구 결과를 도출해 내었다.

2. HVDC 종류

HVDC의 종류는 변환소자에 따라 Thyristor를 사용하는 전류형

방식과 IGBT를 사용하는 전압형 방식이 있다. 상대적으로 전류형 방식은 전압형 방식에 대비하여 손실이 적고 검증된 방식으로 많은 실적이 있으나, 고조파 제거를 위한 필터에 큰 부지를 필요로 하여 해상플랫폼에서 적용하기는 어렵다. 이에 해상변전소는 해상설치의 특성상 좁은 공간에 설치가 용이한 전압형 HVDC 방식을 적용하고 있으며, 전압형 HVDC는 전류형 HVDC 방식에 비해 적은 설치면적 뿐만 아니라 양방향 송전, 자가 기동 가능, 무효전력 유효전력 제어성 등의 장점이 있어, 해상풍력 단지의 해상변전소 내 적용할 수 있는 중요한 기술로 평가받고 있다 [11].

또한, 전압형 HVDC을 적용했을 때 비용이 현 시점에서는 여전히 높지만 주요 소자인 IGBT가 기술 개발로 인해 가격이 저렴해지고 관련 설비의 비용이 감소하면서 전압형 HVDC와 전류형 HVDC간의 전체적인 비용 차이가 줄어들고 있다. 특히 전압형 HVDC는 전류형 HVDC와는 다르게 무효전력보상장치가 필요하지 않고 전압형 HVDC의 특성 상 발생하는 고조파가 적어 필터가 매우 작거나 생략 가능하며, 평활리액터 또한 필요하지 않기 때문에 설치 면적이 매우 작아 해상변전소에 적용했을 때 관련 비용(플랫폼 구조)이 줄어들 수 있다.

그리고 정류기 전압을 맞추기 위한 컨버터 변압기를 기존 AC변압기와 큰 차이가 없거나 일반 AC변압기를 사용하는 것이 가능하기 때문에 전류형 HVDC에 적용하는 특수변압기에 비해 가격이 낮다. 또한, 전압형 HVDC에 적용하는 케이블은 전압 극성 변환이 가능한 MI케이블을 사용하는 전류형 HVDC 케이블과 달리 범용적으로 사용하는 일반 XLPE케이블의 사용이 가능하기 때문에 해상풍력단지 비용의 많은 비중을 차지하는 해저케이블 비용을 절감할 수 있으며 특히 원거리에 설치될수록 그 차이는 커진다[12].

결론적으로 프로젝트의 성격과 형태에 따라 전압형 HVDC가 전류형에

비해 비용이 오히려 더 낮을 수 있으며 특히 해상변전소의 적용에는 전압형 HVDC가 필수적으로 적용되고 있다.

본 연구에서는 해상플랫폼에 설치되는 것을 기준으로 하므로 HVDC 기술은 전압형 타입을 적용하는 것으로 진행하였으며, 전압형 HVDC를 기준으로 HVAC와 HVDC의 전력 손실을 비교하였으며, 각 장점을 살려 수익을 극대화 할 수 있는 경제성 분석을 실시하였다.

3. HVDC의 국내외 현황

이러한 HVDC 전송의 장점을 바탕으로 해외에서는 아래 표 2-4와 같이 이미 많은 곳에서 HVDC 송전방식을 활용한 해상풍력단지가 조성되어 있으며, 현재도 HVDC를 적용한 풍력단지 건설이 활발히 진행중이다.

표 2-4 해외 HVDC 적용 해상풍력 단지 현황[13]

Name	Power (MW)	AC / DC Voltage (kV)	DC Submarine / UG Cable (km)	Year
BorWin1	400	170 / 150	2 x 75/2 x 125	2009
SylWin1	864	- / 320	2 x 159/2 x 45	2014
DolWin2	916	155 / 320	2 x 45/2 x 90	2015
BorWin2	800	380 / 300	2 x 125/2 x 75	2015
HelWin2	690	- / 320	2 x 45/2 x 85	2015
Nordsee OST	422	155 / 250	2 x 57/2 x 20	2015
DorWin3	690	170 / 320	2 x 45/2 x 85	2017
BorWin3	900	380 / 320	2 x 130/2 x 30	2019

해외에서는 북해를 중심으로 이미 대규모 해상풍력 단지에 HVDC기술을 적용하여 상업운전을 진행 중이며, 최근에는 영국,

네덜란드, 독일, 덴마크 등을 중심으로 최대 2 GW급의 HVDC 변환소도 북해상에 건설을 추진중이며 근 미래에 MTDC[⑧]를 활용하여 대규모 해상풍력단지와 그와 연계된 해상변전소를 통해 여러 국가 간의 전력 연계 또한 이루어질 것으로 내다보고 있다.

하지만, 국내에서는 아직 육상에 설치하는 HVDC 변환소(제주-해남, 고덕 등)만 전류형 타입을 중심으로 일부 운용 중이거나 건설이 진행중이며, 전압형 타입의 HVDC, 특히 해상풍력단지용 해상플랫폼에 건설하는 HVDC를 적용한 경우는 전무하여, 국내 기술 개발 및 관련 자료가 많이 부족하고 연구가 필요한 상황이다.

---

⑧ MTDC (Multi Terminal HVDC) : 세 개 이상의 HVDC 출력/입력원을 연결하여 대규모 풍력 단지간의 연결 및 전력 계통 연계에 활용

제 3 장 전력 계통 연계 방안 모델링 및 설계

제 1 절 시뮬레이션 모델링 개요

본 장에서는 앞서 연구 대상으로 선정한 부유식 해상풍력 단지의 전력계통 연계 모델링을 위해 동해안에 계획된 해상풍력 단지 중 한 곳을 모델링을 기초 데이터로 활용하여, ETAP을 통한 시뮬레이션 모델링을 진행하였다. ETAP은 발전, 송배전 및 산업 전력 계통의 전력계통 설계 및 해석 프로그램으로 전력조류계산, 고장전류계산, 모터기동해석 등을 통하여 안정적인 전력 시스템 설계를 지원하는 프로그램이다.

본 연구에서는 ETAP을 활용하여 구성한 해상풍력단지의 설비를 모델링하고, 전력조류분석, 단락전류분석 등을 통해 설계 데이터의 적정성을 검증하고 기기용량 및 사양에 대한 적정성을 검토하였다. 또한, 결과적으로 모델링을 통한 전력손실, 단락전류값, 전압안정성 결과를 도출하여, 해상풍력단지 설계에 적용하고 경제성 분석의 기초 데이터로 활용하였다.

제 2 절 해상변전소 장비 선정 및 시뮬레이션 케이스

ETAP 모델링에 앞서 해상풍력단지 및 모델링에 적용할 기본사양을 먼저 선정하였다. 선정된 사양을 바탕으로 시뮬레이션 모델링을 진행하였고 모델링을 통해 선정된 사양에 대한 검증작업 또한 수행할 수 있었다. 뿐만 아니라 모델링을 수행할 케이스를 구성하였으며 각 케이스별로 결과값을 도출하여 분석에 활용하였다.

먼저 본 풍력단지에 적용한 기본 사양은 아래와 같다.

표 3-1 풍력단지 기본 구성 및 사양

변수	단위	값
정격전압(Vn)	kV	내부망 : 66 kV
		외부망(송전) : 345 kV or 220 kV (HVAC), 250 kV (HVDC)
주파수(fn)	Hz	60
변전소 용량	GW	1.512 GW (504 MW x 3)
개별풍력 단지구성	-	504 MW (8 MW x 16(15)EA x 4 Group)

또한, 동일한 해상풍력 단지의 출력에 대한 각 대상 전압별, 타입별 기술적 영향을 직관적으로 비교할 수 있도록 풍력발전기에서부터 해상변전소까지 연결하는 계통을 구성하고, 세 가지 전압수준 및 타입별 전력계통의 분석 결과를 동시에 비교할 수 있도록 아래와 같이 모의 계통 설비를 구성하였다.

표 3-2 모델링 적용 케이스별 정격전압 및 송전 방식

No.	정격 전압 (kV)		Remark
	내부망	외부망	
Case-1	66 kVAC	220 kVAC	HVAC
Case-2		345 kVAC	HVAC
Case-3		250 kVDC	HVDC

또한, 위 세 가지 전압수준 및 타입에 따른 결과물을 좀 더 다양한 환경에서 적용할 수 있도록 육상변전소와 해상변전소의 거리별 결과를 도출하기 위하여 해저케이블의 길이를 60, 90, 120, 150 km로 다양화하여 거리별 전압변동 및 전력손실에 대한 모델링 결과를 도출하였다. 실제 유럽지역에서는 200 km가 넘는 지역에 위치한 해상변전소도 운용 중이지만, 우리나라 해역 특성 상 100 km를 넘는 지역에 해상 풍력 단지가 설치되는 경우는 드물 것으로 판단되고 대부분의 해안에 변전소가 위치하고 있어 총 케이블 길이가 150 km를 넘지 않을 것으로 예상된다.

이에 케이블의 정전용량에 의해 상승되는 전압을 보상해주기 위해 무효전력 보상설비 (분로 리액터 : Shunt Reactor) 용량선정 또한 시뮬레이션 결과에 따라 선정하고 검증할 수 있었다.

풍력발전단지 및 해상변전소에 적용한 장비 기본사양 및 특징은 아래와 같다.

1 풍력발전기(Wind Turbine Generator)

풍력발전기는 각 프로젝트별 선정되는 모델 및 용량이 달라질 수

있으나 국산화를 목표로 추진되는 만큼 국내에서 생산할 수 있는 현 단계의 최대 용량인 8 MW급으로 선정하였다.

하지만, 추후 프로젝트 추진 경과에 따라 경제성이 우수한 대형 터빈 활용을 위해 해외 업체(GE, VESTAS, SIEMENS 등)의 12 MW, 15 MW급의 풍력발전기가 적용될 수도 있으며, 실제로 국내에는 아직 8 MW급 풍력발전기조차 상업운전을 하는 해상풍력단지가 없음에도 불구하고 12 MW급 이상의 터빈을 국내에서도 개발 중이다.

표 3-3 풍력발전기 제원

항목	단위	값
일반사항		
타입	-	Type-4(PMSG)[⑨]
정격출력	MW	8
출력전압	V	690
허브 높이	M	130
운전 데이터		
Cut-in 풍속	m/s	3.0
정격 풍속	m/s	11.0
Cut-out 풍속	m/s	25.0

2 주 변압기(Main Transformer)

내부망(66kV)을 승압해 육상 계통으로 연계하기 위한 주 변압기이며 경제성을 고려하여 이중화는 고려하지 않고 2 x 50%의 용량을 고려하였다.

⑨ PMSG : Permanent Magnet Synchronous Generator

표 3-4 해상변전소 주 변압기 제원

항목	단위	값
타입	-	ONAF, 2권선
고압측	kV	345 or 220
저압측	kV	66
용량	MVA	300
%임피던스	%	12
각변위	-	YnD1

3 GIS (Gas Insulated Switchgear)

GIS는 내부망에 사용되는 66kV급과 케이스에 따라 220 kV, 345 kV급의 사양이 아래와 같이 적용되었다. 현재는 모든 GIS에 단모선 방식이 적용되었으나, 추후 신뢰도 향상을 위해 이중 모선(Double Bus), 환상 모선(Ring Bus)이 적용될 수 있으며, 차단 방식 또한 1.5차단방식 등의 GIS가 적용될 수 있다.

표 3-5 해상변전소 66 kV급 GIS 제원

항목	단위	값
정격전압	kV rms	72.5
주파수 내전압	kV rms	140
정격전류	A rms	2500
단락전류	kA rms	31.5
	kA peak	81.9

표 3-6 해상변전소 220 kV급 GIS 제원

항목	단위	값
정격전압	kV	245
주파수 내전압	kV rms	460
정격전류	A rms	4000
단락전류	kA rms	63
	kA peak	164

표 3-7 해상변전소 345 kV급 GIS 제원

항목	단위	값
정격전압	kV	362
주파수 내전압	kV rms	450
정격전류	A rms	4000
단락전류	kA rms	50
	kA peak	130

4 해저케이블(HVAC&HVDC)

각 케이스별로 적용된 외부(Export) 케이블 사양 및 각종 데이터는 아래와 같다. 해저케이블에 대한 사양 선정에 따라 전력손실 및 전압 변동에 대한 결과값이 달라질 수 있으므로, 정확한 데이터를 갖고 시뮬레이션 모델링을 진행하는 것이 중요하다. 특히, AC케이블의 전력손실이 인덕턴스값에 의해 많이 좌지우지되며, 해저케이블의 특성상 충전전류로 인해 수전단 전압이 올라가는 페란티 현상이 송전선로 대비 상대적으로 커서 커패시턴스 값 또한 무시할 수 없다.

현재 케이블의 데이터는 해외社(ABB)의 해저케이블 데이터를 참조하였지만, 현재 개발이 진행중이 국내 해저케이블의 실증이 완료되고 데이터 접수되면 추후 실 프로젝트에서 사용이 가능할 것으로

보인다.

표 3-8 해저케이블 제원

XLPE Insulated HV Copper Conductor			
정격전압	220 kV	345 kV	250 kV
타입	HVAC	HVAC	HVDC
주파수	60	60	-
Resistance(Ω/km)	0.02	0.042	0.0154
Inductance(mH/km)	1.33	1.4	-
Capacitance(μF/km)	0.2	0.13	-
허용 전류(A)	1420	1065	1429
Cable Section(mm^2)	1200	630	1200

5 전력손실 주요 요인

5.1 풍력발전기

해상풍력단지에서 발생할 수 있는 전력손실은 주로 풍력발전기, 변압기, HVDC변환소, 케이블에서 발생한다. 이 중 풍력발전기에서 발생하는 손실은 본 연구에서는 고려하지 않고, 발전기 출력단에서 생산되는 전력부터 고려하도록 하였다.

- Rotor, Bearing, Shaft등의 Mechanical Loss
- Nacelle 내부의 변압기, Inverter의 Electrical Loss

5.2 변압기 (Transformer)

해상변전소내 위치한 주 변압기는 용량이 대용량이라 다양한 전력손실이 발생한다. 변압기 손실은 부하손과 무부하손으로 대별되며, 부하손은 동손과 표류부하손으로 구분되고, 무부하손은 철손과

유전체손으로 이 중 철손은 히스테리시스 손과 와전류 손으로 구분된다. 이러한 변압기의 전기적 손실은 ETAP내에서 모델링에의해 계산된 값을 사용하였다.

- ■ 무부하손 (No load Loss) : 철손, 히스테리시스손, 와류손
- ■ 부하손 (동손, Load Loss)

5.3 Cable [14]

본 시뮬레이션에서 발생할 수 있는 가장 큰 전력손실인 케이블 손실에는 도체 손실, 유전 손실, 연피손이 있으며 이는 주로 장거리로 포설되는 해저케이블에서 발생한다.

전력이란, 단위 시간 동안 공급되거나 소비한 전기에너지를 의미하는데 저항에서는 전기 에너지가 열 에너지로 바뀐다. 이때 단위 시간 동안 열 에너지로 전환되는 전기 에너지를 손실전력이라고 하며, 이는 전선의 길이, 전압, 주파수에 따라 달라진다.

5.3.1 도체손(저항손)

케이블 도체에서 발생되는 손실을 말하며, 전력손실 중 가장 크며, 다음과 같은 식으로 나타낼 수 있다.

$$\boldsymbol{P_l = I^2R = I^2\rho\frac{l}{A} = I^2 \times \frac{1}{58} \times \frac{100}{C} \times \frac{l}{A}} \qquad (2)$$

- ρ : 고유저항 (동 $\frac{1}{58}$, 알루미늄 $\frac{1}{35}$)
- C : 도전율 (연동선 100%, 경동선 97%, 알루미늄 61%)

저감대책으로는 도전율이 좋고 단면적이 큰 도체를 사용하는 방법이 있다.

5.3.2 유전체손

유전체 손실이란 케이블의 절연체(유전체)에서 발생하는 손실로서, 절연체를 전극 간에 끼우고 교류전압을 인가했을 때 발생하는 손실을 말하며 본 시뮬레이션에서는 AC 전송에만 발생하는 손실이다.

발생 원인으로는 이상적인 유전체의 경우 전압과 전류의 위상이 90° 차이로 손실이 없으며, 실제 유전체의 경우 누설전류, 유전분극, 부분방전등의 원인으로 90° 에 가까운 진상전류가 흐르게 된다. (G성분 존재)

$$\boldsymbol{P_d = E.IR = wcE^2 \tan\delta = 2\pi fcE^2 \tan\delta\,[W]} \qquad (3)$$

- $\tan\delta$: I_R/I_C
- δ : 유전체 손실각(유전체 역율)

저감대책으로는 $P_d \propto \tan\delta$ 이므로 유전체 손실을 줄이기 위해 우수한 절연물을 사용하거나 주파수 및 전압을 낮추면 줄일 수 있다.

5.3.3 연피손

연피 및 알루미늄 등의 도전성 외피를 갖는 케이블에서 발생하는 손실을 말한다. 케이블 도체에 전류가 흐르면 전자유도작용으로 도체주위에 자계가 형성되고 이에 따라 자속쇄교이 발생하여 도전성 외피에 전압이 유기된다. 이로 인해 와전류가 발생하게 되고 이것이

손실로 이어진다.

연피손은 도전성 외피의 저항률이 클수록, 전류나 주파수가 클수록, 단심케이블의 이격거리가 클수록 큰 값을 나타낸다.

- 도체 손실(Conductor Losses) : Ohm loss, Skin Effect
- 유전 손실(Dielectric Losses) : 주파수에 의한 손실 (HVAC)
- 연피손 (Sheath Losses) : Sheath eddy current loss, Sheath circuit loss

5.4 변환소(Converter Station)

HVDC 송전방식을 사용할 때 발생하는 전력 손실 중 큰 비중을 차지하는 것이 변환소 손실이다. HVDC 변환소에서 발생하는 손실은 주로 스위칭 과정에서 발생하는 손실로, 전류형 HVDC는 저속으로 스위칭을 하여 전체 손실이 0.7%수준으로 작으나, 전압형 HVDC는 IGBT의 고속 스위칭을 통한 변환이 이루어지므로 이보다는 큰 시스템 손실이 발생한다.

컨버터 변환손실은 스위칭 과정에서 발생하는 손실과 도통 중 발생하는 전도손실로 나누어지는데 일반적으로 전도 손실에 비해 스위칭 손실의 비중이 높다. 초기에 사용되던 2-Level 전압형 HVDC에는 고조파 저감을 위해 약 2 kHz의 주파수로 PWM방식 전압형 HVDC를 적용하였기 때문에 컨버터의 변환손실율이 3.8%에 달했다. 이후 3-Level컨버터가 개발되어 1 kHz에 가까운 스위칭 주파수를 적용하여 고조파도 감소하고 손실 또한 1.7% 수준으로 감소되었다.

최근엔 MMC기반[10]의 전압형 HVDC가 개발되어 낮은 주파수로 반도체

[10] MMC(Modular Multilevel Converter) : 모듈형 멀티레벨 컨버터로 모듈식의 특성과 낮은 스위칭 손실로 PWM 기반의 전압형 HVDC를 대체 중

스위치들을 동작 시켜 변환손실율을 1%수준으로 감소시켰고, 고조파 또한 많이 발생시키지 않아 기존의 PWM방식의 HVDC를 대체하고 전압형 HVDC의 주류로 자리 잡고 있다. MMC 기반의 전압형 HVDC의 1% 변환손실은 전류형 HVDC 컨버터의 변환손실 0.7%수준과 거의 비슷한 수준이다[12].

따라서, 본 연구에서는 현재 개발된 MMC 기반의 전압형 HVDC 변환소 수준인 1% 시스템 손실을 적용하고 해당 기준으로 변환소 손실을 계산에 반영하였다.

6 ETAP 시뮬레이션 모델링

위 선정된 장비를 바탕으로 ETAP을 활용하여 해상풍력단지 및 해상변전소 시뮬레이션 모델링을 아래 예시와 같이 구성하였으며 구성된 모의 시뮬레이션을 활용하여 각 케이스별 전력 손실을 도출하여 다음장에 나타내었다.

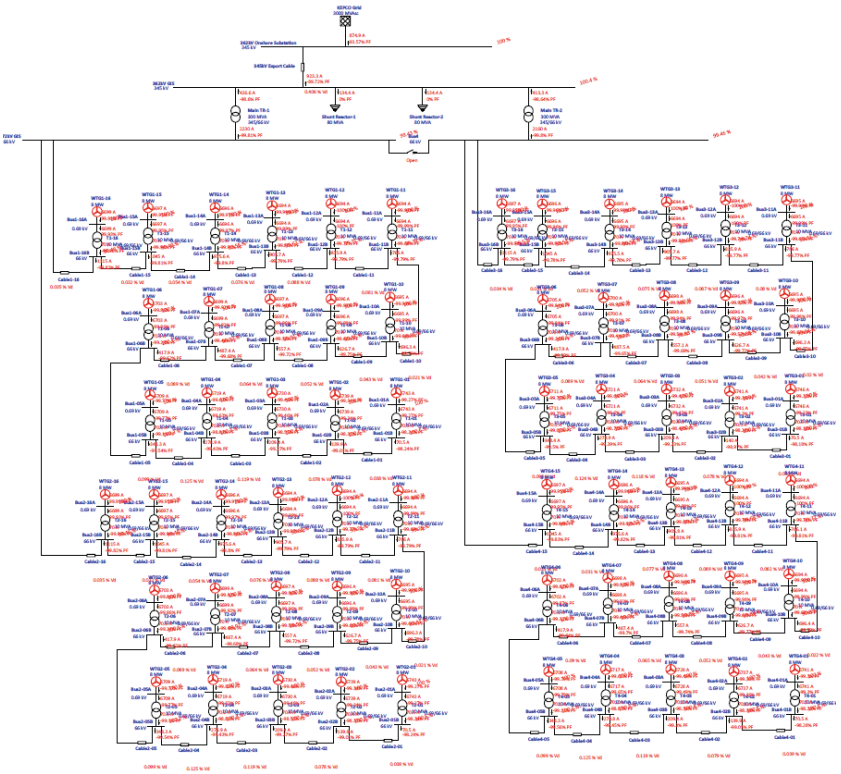

그림 3-1 ETAP 해상풍력단지 모델링 설비 구성 (345kV 예시)

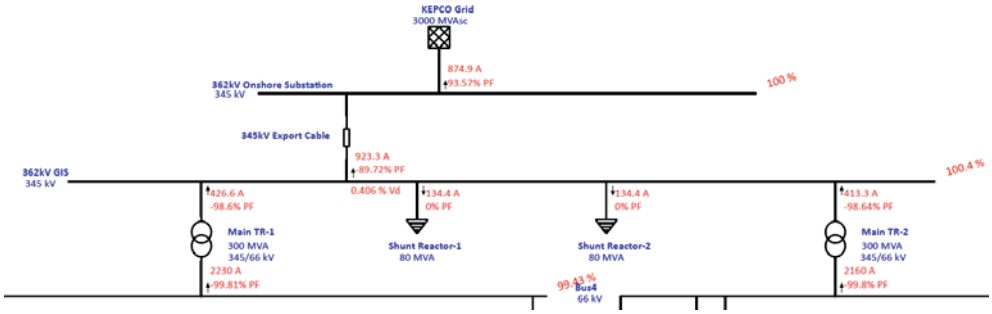

그림 3-2 ETAP 해상 변전소 모델링 구성 (345kV 예시)

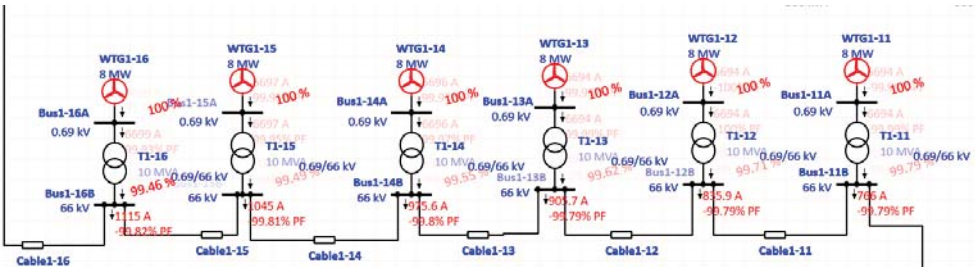

그림 3-3 ETAP 해상 풍력단지 모델링 구성

해상풍력단지의 기본 구성과 단선도를 바탕으로 ETAP 모델링을 구성하였으며, 크게 내부 66kV급 케이블로 연결된 해상풍력발전기와 각 그룹에서 생산된 전기를 모으고 승압 후 육상으로 송전하는 해상 변전소 및 송전 선로로 구성되어 있다.

이어 아래와 같이 각 해상풍력 단지와 변전소의 주요기기(발전기, 변압기, 케이블 등)에 대한 파라미터 값을 선정한 데이터를 기반으로 아래와 같이 입력하고 시뮬레이션을 통해 기기 선정의 적정성을 판단 후 필요 시 각 파라미터 값을 조정하여 적절한 기기가 선정될 수 있도록 설계를 진행하였다.

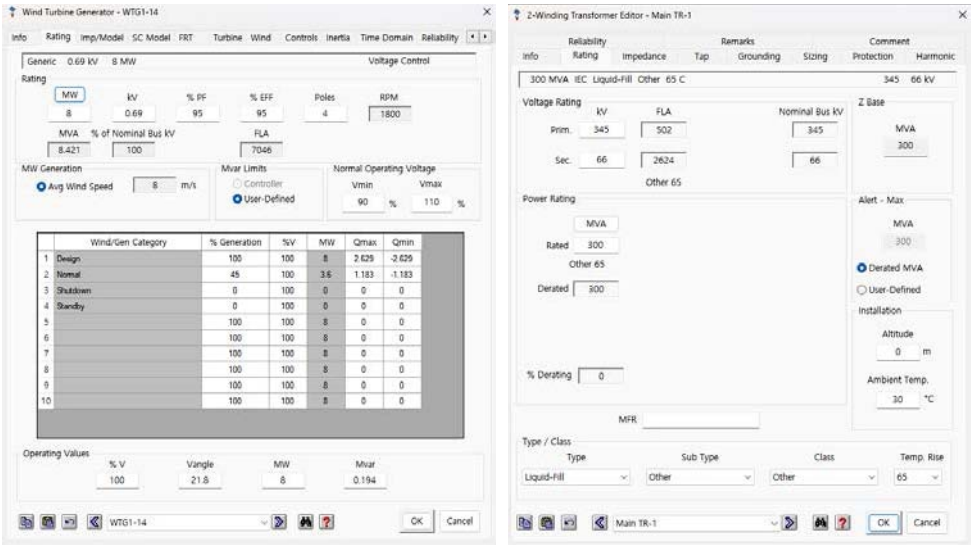

그림 3-4 ETAP 주요기기 구성

또한, 선정된 각 기기의 용량 및 각종 파라미터 값을 확정한 후 아래와 같이 조류분석을 실시하여 각 발전기에서 생산되는 전력량과 주요 기기 및 노드별 전류 및 전압, 그리고 송전 용량을 확인하였으며, 이를 바탕으로 결과적으로 각 케이스별 손실 자료를 확보할 수 있었다.

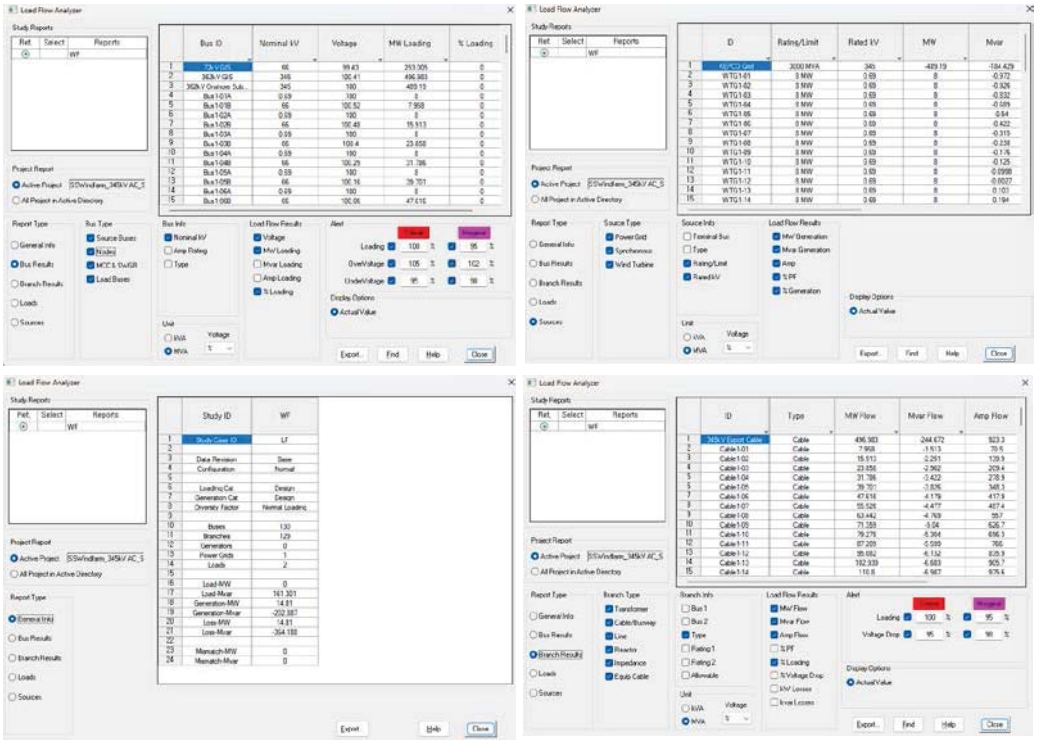

그림 3-5 ETAP Load Flow Analyzer

제 3 절 HVAC 송전 모델 시뮬레이션

1 HVAC 송전 모델

먼저 504 MW급의 해상풍력단지 모델링을 위하여 해상풍력발전기 63기와 해상변전소 모델링을 ETAP을 통해 진행하였으며 간략히 도식화 한 그림은 아래 그림 3-3과 같다. 각 해상풍력 발전기간의 간격은 1 km로 설정하였으며[⑪], 해상변전소에서 육상변전소까지의 거리는 60, 90, 120, 150 km로 설정하여 각 케이스별 결과를 도출하였다.

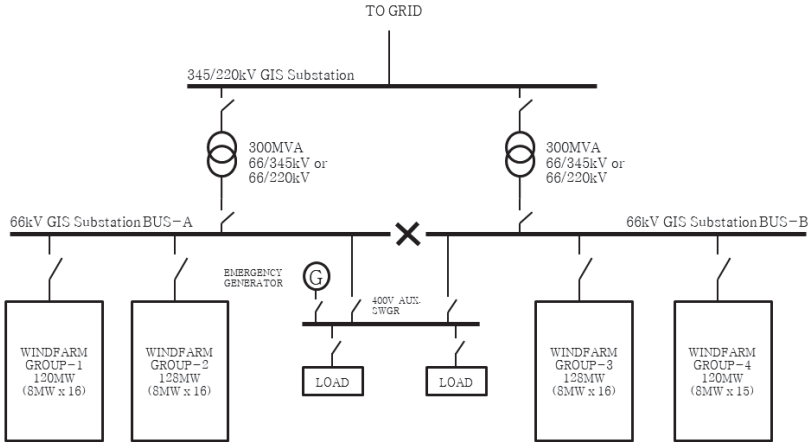

그림 3-6 해상풍력단지 단선도 (HVAC)

표 3-9 HVAC 송전 모델링 주요 제원

항목	값
주파수	60Hz
정격용량	504 MW (x 3개 변전소)
정격전압	220 kV, 345kV
변압기	300 MVA, 66/345 kV
케이블 길이	60, 90, 120, 150 km

⑪ 풍력발전기 간의 거리 산출은 주로 풍력터빈 블레이드 길이의 6~7배로 선정한다.

2 손실 계산

해상풍력단지 및 HVAC 해상변전소에서 발생할 수 있는 전력 손실에 대한 항목 및 수식은 아래와 같다[15].

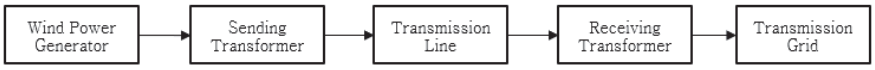

그림 3-7 HVAC Transmission Framework

$$\boldsymbol{P_{loss,G} = GengroupP - P_{TR,b}} \quad (4)$$

$$\boldsymbol{P_{loss,MTR} = P_{MTR,b} - P_{MTR,a}} \quad (5)$$

$$\boldsymbol{P_{loss,AC\ Cable} = P_{Transmission,S} - P_{Transmission,R}} \quad (6)$$

$$\boldsymbol{P_{loss,RTR} = P_{RTR,b} - P_{RTR,a}} \quad (7)$$

$$\boldsymbol{Total\ Power\ Loss = P_{loss,G} + P_{loss,MTR} + P_{loss,AC\ Cable} + P_{loss,RTR}} \quad (8)$$

$$\boldsymbol{P_{loss}\%} = (\boldsymbol{P_{loss}} / \sum \boldsymbol{GengroupsP}) \times \boldsymbol{100\%} \quad (9)$$

- GengroupP : 풍력단지 그룹별 출력 [MW]
- $P_{TR,b}$: Group별 Final WTG TR 출력 [MW]
- $P_{loss,G}$: 풍력단지 그룹별 손실 [MW]
- $P_{loss,MTR}$: 주변압기 손실 [MW]
- $P_{MTR,b}$: 주변압기 고압측 출력 [MW]
- $P_{MTR,a}$: 주변압기 저압측 출력 [MW]
- $P_{loss,RTR}$: 수전측 (육상) 변압기 손실 [MW]
- $P_{RTR,b}$: 수전측 (육상) 변압기 고압측 출력 [MW]

- $P_{RTR,a}$: 수전측 (육상) 변압기 저압측 출력 [MW]
- $P_{loss,AC\ Cable}$: 송전케이블 손실 [MW]
- $P_{Transmission,S}$: 변전소 송전측 출력 [MW]
- $P_{Transmission,R}$: 변전소 수전측 출력 [MW]
- P_{loss}% : 전체 전력 손실율 [%]

3 시뮬레이션 결과

위 모델링 데이터를 기준으로 각 케이스별 ETAP 시뮬레이션을 수행하였다. 각 풍력발전기의 전압 레벨은 690 V이지만, 이를 발전기 내 나셀[⑫]에서 66 kV로 승압한 후 해상변전소로 송전되며, 이론적으로 각 해상풍력발전기 그룹에서 생성되는 전력은 128 MW(16기 기준) 또는 120 MW (15기 기준)이다. 풍력단지 내 발전기 별 전력 손실에 대한 데이터는 표 3-2와 같으며, 각 그룹(16 또는 15개의 발전기)별로 약 1%의 손실을 나타내고 있다.

표 3-10 풍력발전단지 손실용량 및 손실율 (한 개 Group)

Bus	그룹	No.	발전기	누적 용량(MW)			손실율
				정격	Simulated	손실	
Bus-A	Group-1 (16 WTGs)	1	WTG1-01	8 MW	7.96 MW	0.04 MW	0.5%
		2	WTG1-02	16 MW	15.92 MW	0.09 MW	0.5%
		3	WTG1-03	24 MW	23.86 MW	0.14 MW	0.6%
		4	WTG1-04	32 MW	31.79 MW	0.21 MW	0.7%
		5	WTG1-05	40 MW	39.70 MW	0.30 MW	0.7%
		6	WTG1-06	48 MW	47.62 MW	0.38 MW	0.8%

⑫ 나셀(Nacelle) : 풍력 발전기를 구성하는 부분의 하나로, 로터에서 얻은 회전력을 전기 에너지로 변환시키기 위한 발전 장치들을 모두 포함.

		7	WTG1-07	56 MW	55.53 MW	0.48 MW	0.8%
		8	WTG1-08	64 MW	63.44 MW	0.56 MW	0.9%
		9	WTG1-09	72 MW	71.36 MW	0.64 MW	0.9%
		10	WTG1-10	80 MW	79.27 MW	0.73 MW	0.9%
		11	WTG1-11	88 MW	87.20 MW	0.80 MW	0.9%
		12	WTG1-12	96 MW	95.07 MW	0.93 MW	1.0%
		13	WTG1-13	104 MW	101.93 MW	2.07 MW	1.0%
		14	WTG1-14	112 MW	110.79 MW	1.22 MW	1.1%
		15	WTG1-15	120 MW	118.66 MW	1.34 MW	1.1%
		16	WTG1-16	128 MW	126.55 MW	1.45 MW	1.1%

시뮬레이션에서 확인된 각 풍력발전기 그룹의 손실을 포함하여 Case-1, Case-2별로 발생하는 전체 송전 손실을 손실 항목 별로 아래 표에 나타내었으며, 송전 거리에 따라 다르게 발생하는 외부 케이블에 대한 손실도 확인할 수 있다.

<Case - 1>

표 3-11 220 kV 단일 해상변전소 손실용량 및 손실율

그룹							
No	Bus	항목	리액터	용량 (MW)			
				입력	출력	손실	손실율
1	Bus-A	Group-1		128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Group-2		128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Main TR-1		253.0 MW	252.40 MW	0.60 MW	0.2%
2	Bus-B	Group-3		128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Group-4		120 MW	118.71 MW	1.30 MW	1.1%
		Main TR-2		245.1 MW	244.58 MW	0.56 MW	0.2%
3	Export Cable &	60 km	N/A	497.0 MW	489.58 MW	7.39 MW	1.5%
		90 km	N/A	497.0 MW	486.31 MW	10.67 MW	2.1%

	Onshore TR	120 km	N/A	497.0 MW	482.65 MW	14.33 MW	2.9%
		150 km	N/A	497.0 MW	478.08 MW	18.91 MW	3.8%

표 3-12 220 kV 해상변전소 거리별 전체 전력 손실

해상변전소						
No	거리	용량 (MW)				케이블 손실율
		정격용량	출력	손실	손실율	
1	60km	504 MW	489.58 MW	14.42 MW	2.9%	52%
2	90km	504 MW	486.31 MW	17.69 MW	3.5%	61%
3	120km	504 MW	482.65 MW	21.35 MW	4.2%	68%
4	150km	504 MW	478.08 MW	25.92 MW	5.1%	74%

<Case - 2>

표 3-13 345 kV 단일 해상변전소 손실용량 및 손실율

그룹							
No	Bus	항목	리액터	용량 (MW)			
				입력	출력	손실	손실율
1	Bus-A	Group-1		128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Group-2		128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Main TR-1		253.0 MW	252.40 MW	0.60 MW	0.2%
2	Bus-B	Group-3		128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Group-4		120 MW	118.71 MW	1.30 MW	1.1%
		Main TR-2		245.1 MW	244.58 MW	0.56 MW	0.2%
3	Export Cable	60 km	110 MVAR	497.0 MW	491.77 MW	5.22 MW	1.0%
		90 km	160 MVAR	497.0 MW	489.19 MW	7.79 MW	1.6%
		120 km	250 MVAR	497.0 MW	486.49 MW	10.49 MW	2.1%
		150 km	320 MVAR	497.0 MW	483.81 MW	13.17 MW	2.6%

표 3-14 345 kV 해상변전소 거리별 전체 전력 손실

해상변전소						
No	거리	용량 (MW)				케이블 손실율
		정격용량	출력	손실	손실율	
1	60 km	504 MW	491.77 MW	12.23 MW	2.4%	43%
2	90 km	504 MW	489.19 MW	14.81 MW	2.9%	53%
3	120 km	504 MW	486.49 MW	17.51 MW	3.5%	61%
4	150 km	504 MW	483.81 MW	20.19 MW	4.0%	66%

케이블에서 발생하는 전력 손실은 송전전압이 낮아질수록, 거리가 멀어질수록 커지며, 전압 및 거리에 따라 전체 손실량의 43~74%로 달라지지만 일반적으로 가장 높은 값을 차지하고 있다.

결과적으로 위 시뮬레이션 모델의 결과값에 따라 Case-1, Case-2의 전체 해상풍력단지에서 발생하는 손실은 각각 아래와 같다.

표 3-15 HVAC 전체 해상변전소(3EA) 거리별 손실 총량

선로길이 [km]	전력 손실 [MW] - 총 1,512MW	
	220kV (Case-1)	345kV (Case-2)
60	43.27 MW	36.70 MW
90	53.08 MW	44.43 MW
120	64.05 MW	52.52 MW
150	77.77 MW	60.56 MW

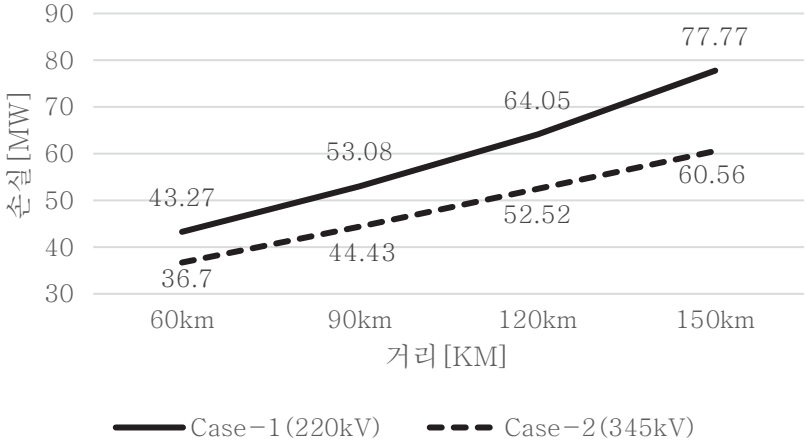

그림 3-8 HVAC 해상변전소 거리별 전력 손실 그래프

제 4 절 HVDC 송전 모델 시뮬레이션

1 HVDC 송전 모델

위 3절에서 모델링한 504 MW급의 해상풍력단지에 HVDC변환소를 추가한 ETAP 모델링을 도식화 한 그림은 아래 그림 4-1과 같다. 각 해상풍력 발전기간의 간격은 동일하게 1 km로 설정하였으며, 해상변전소에서 육상변전소까지의 거리 또한 동일하게 60, 90, 120, 150 km로 설정하여 각 케이스별 결과를 도출하였다.

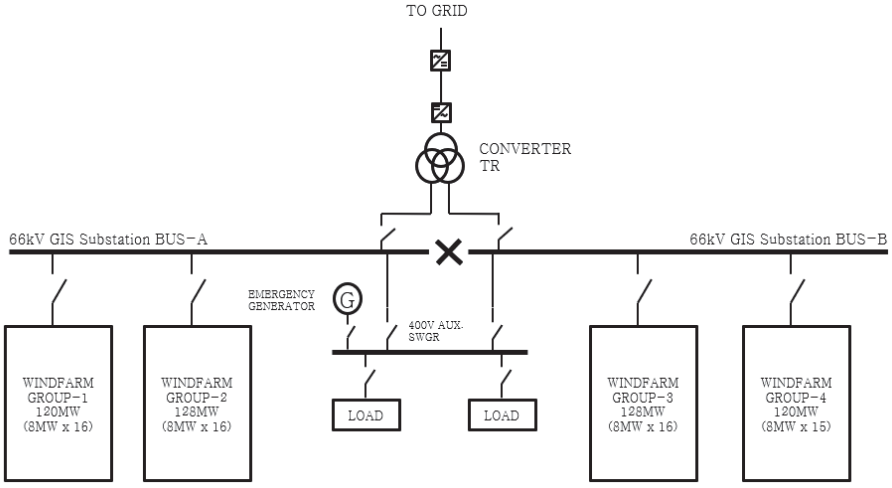

그림 3-9 해상풍력단지 단선도 (HVDC)

표 3-16 HVDC 송전 모델링 주요 제원

항목	값
주파수	DC
정격용량	504MW (x 3개 변전소)
정격전압	250kVDC
케이블 길이	60, 90, 120, 150 km

2 손실 계산

해상풍력단지 및 HVDC 해상변전소에서 발생할 수 있는 전력 손실에 대한 항목 및 수식은 아래와 같다[16] [17].

그림 3-10 HVDC Transmission Framework

$$\boldsymbol{P_{loss,G} = GengroupP - P_{TR,b}} \quad (10)$$

$$\boldsymbol{P_{loss,CS} = P_{CS,b} - P_{CS,a}} \quad (11)$$

$$\boldsymbol{P_{loss,DC\ Cable} = P_{Transmission,S} - P_{Transmission,R}} \quad (12)$$

$$\boldsymbol{P_{loss,RTR} = P_{RTR,b} - P_{RTR,a}} \quad (13)$$

$$\boldsymbol{Total\ Power\ Loss = P_{loss,G} + P_{loss,CS} + P_{loss,DC\ Cable}} \quad (14)$$

$$\boldsymbol{P_{loss}\% = (P_{loss} / \sum GengroupsP) \times 100\%} \quad (15)$$

- GengroupP : 풍력단지 그룹별 출력[MW]
- $P_{TR,b}$: Group별 Final WTG TR 출력 [MW]
- $P_{loss,G}$: 풍력단지 그룹별 손실 [MW]
- $P_{loss,CS}$: 변환소 손실 [MW]
- $P_{CS,b}$: 변환소 입력 전력 [MW]
- $P_{CS,a}$: 변환소 출력 전력 [MW]
- $P_{loss,DC\ Cable}$: 송전케이블 손실 [MW]
- $P_{RTR,b}$: 수전측 (육상) 변압기 고압측 출력 [MW]

- $P_{RTR,a}$: 수전측 (육상) 변압기 저압측 출력 [MW]
- $P_{Transmission,S}$: 변전소 송전측 출력 [MW]
- $P_{Transmission,R}$: 변전소 수전측 출력 [MW]
- P_{loss}% : 전체 전력 손실율 [%]

3 시뮬레이션 결과

HVDC변환소와 송전 전압을 제외하곤 HVAC 모델링 데이터와 동일한 기준으로 ETAP 시뮬레이션을 수행하였다. 송전 전압은 현재 진도-제주에도 적용된 250 kVDC를 적용하였으며, 추후 용량에 따라 500 kVDC이상급도 적용이 가능할 것으로 생각되나 현 모델(용량, 거리)에서는 과도하게 높은 전압은 변환소의 금액 및 크기에 대한 부담이 더 클 것으로 생각된다.

HVDC 모델링에는 변환소가 추가되었으며 주변압기 및 220 kV GIS나 345 kV GIS 또한 제외되고 Converter 변압기로 직접 연결되었다. 그로인하여 변환소 손실데이터가 추가되었으나 주변압기 손실이 제외되고 Converter 변압기 손실이 변환소 손실로 함께 포함되었다. 각 구성요소에 대한 전력 손실 데이터는 표 3-17와 같다.

<Case - 3>

표 3-17 250kV DC 해상변전소 손실용량 및 손실율

그룹						
No	Bus	항목	용량 (MW)			
			입력	출력	손실	손실율
1	Bus-A	Group-1	128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Group-2	128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%

2	Bus-B	Group-3	128 MW	126.57 MW	1.43 MW	1.1%
		Group-4	120 MW	118.71 MW	1.30 MW	1.1%
3	Export Cable	60 km	498.1 MW	494.50 MW	3.57 MW	0.7%
		90 km	498.1 MW	492.70 MW	5.37 MW	1.1%
		120 km	498.1 MW	490.34 MW	7.72 MW	1.6%
		150 km	498.1 MW	489.14 MW	8.92 MW	1.8%
4	Converter Station		498.1 MW	493.08 MW	4.98 MW	1.0%

표 3-18 250kV DC 해상변전소 거리별 전체 전력 손실

해상변전소						
No	거리	용량 (MW)				케이블 손실율
		정격용량	출력	손실	손실율	
1	60km	504 MW	489.51 MW	14.49 MW	2.9%	25%
2	90km	504 MW	487.71 MW	16.29 MW	3.2%	33%
3	120km	504 MW	485.36 MW	18.64 MW	3.7%	42%
4	150km	504 MW	484.16 MW	19.84 MW	3.9%	46%

HVDC 송전에서는 케이블에서 발생하는 전력 손실은 전체 손실량의 25~46%로 HVAC 대비 낮은 값을 나타내고 있으며, 추가로 고려한 변환소의 손실의 비중이 비교적 높게 나타났다.

결과적으로 Case-3의 250kV HVDC 송전의 각각 전력 손실은 표 3-19 및 그림 3-6에 각각 거리별로 나타내었으며, 시뮬레이션 결과 HVAC 송전 대비 케이블 송전 손실은 감소하였으나 HVDC 변환소의 손실이 일정 비중을 차지하는 것을 알 수 있다.

표 3-19 HVDC 전체 해상변전소(3EA) 거리별 손실 총량

선로길이 [km]	전력 손실 [MW] - 총 1,512MW
	250kVDC
60	43.46 MW
90	48.86 MW
120	55.92 MW
150	59.52 MW

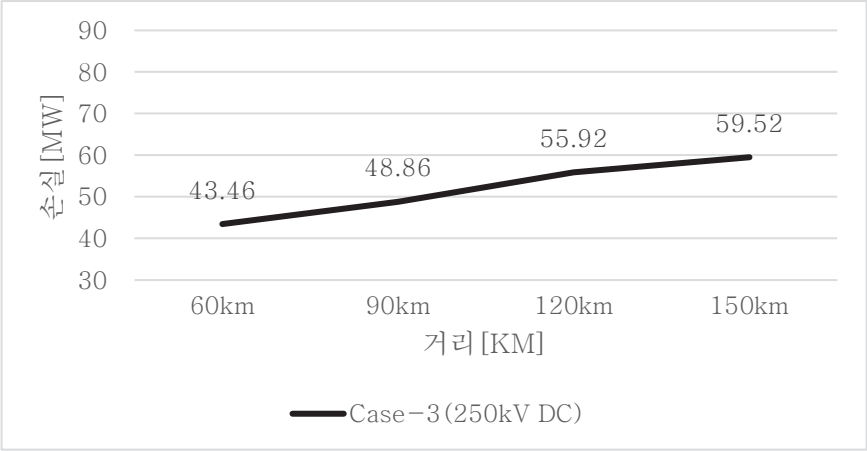

그림 3-11 HVDC 해상변전소 거리별 전력 손실 그래프

제 5 절 송전 시스템별 결과 분석 및 비교

결과적으로 현 조건(전압, 용량, 거리)에서는 Case-2(345 kVAC)가 전력손실 측면에서 가장 우수한 특성을 보였으나, 거리가 멀어질수록 HVDC(250 kV)와의 차이는 작아졌으며, 특히 150 km를 넘어가는 시점부터 전력손실양이 역전되는 것을 확인할 수 있었다. 하지만, 전압자체 차이로 인하여 기대한 만큼의 큰 차이는 보이지 않는 것으로 확인되었으며, 이는 변환소 손실이 차지하는 비중이 작지 않다는 것을 나타내고 있다.

또한, HVDC와 220 kVAC 송전을 비교하면, 비교적 짧은 거리에서는 전력손실양에 큰 차이를 보이지 않고 있지만, 거리가 멀어질수록 전력손실양이 극명하게 벌어지는 것을 확인할 수 있었다. 이는 HVDC적용의 경우 거리가 더 멀거나 더 큰 용량, 높은 전압을 적용할 경우 전력 손실양 차이에 큰 이득을 보일 수 있다는 가능성을 보여주었다.

표 3-20 전체 해상변전소 케이스 및 거리별 손실 총량

선로길이 [km]	전력 손실 [MW] - 총 1,512MW		
	Case-1 (220 kVAC)	Case-2 (345 kVAC)	Case-3 (250 kVDC)
60 km	43.27	36.7	43.46
90 km	53.08	44.43	48.86
120 km	64.05	52.52	55.92
150 km	77.77	60.56	59.52

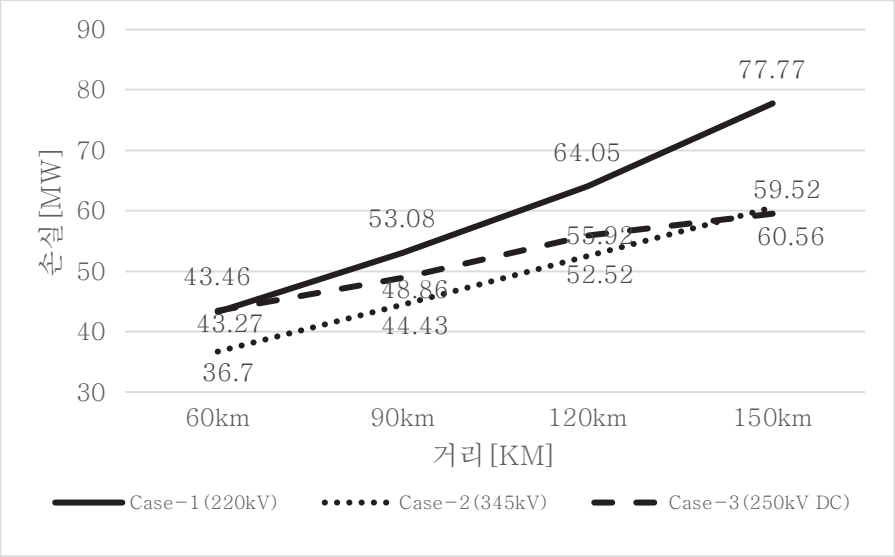

그림 3-12 전체 해상변전소 케이스 및 거리별 전력 손실 그래프

추후 HVDC변환소의 정확한 손실값을 실 장비 데이터 접수 후 보정하는 과정이 필요하며, 전체적으로 HVAC송전 대비 HVDC송전은 거리가 멀어져도 전력손실의 증가폭이 작은 것으로 나타났다. 이는 케이블에 의한 전력손실이 상대적으로 적기 때문으로 분석되며, 해저케이블의 충전전류 등 무효전력 발생 영향까지 고려한다면 장거리, 대용량에서는 HVDC 전송에도 장점이 있을 것으로 판단된다.

위 ETAP 모델링에 분석한 자료는 다음장에서 수행한 경제성 검토의 기본자료로 활용하였고 투자비와 전력손실에 대한 영향을 분석하여 현 시점에서 가장 경제적인 모델을 찾고 실제 프로젝트 및 FEED설계에 활용 가능한 자료를 확보하였다.

제 6 절 용량 적정성 검토

앞서 선정한 해상변전소 내 설비 및 케이블에 대한 용량 적정성을 ETAP 모델링 결과 중 조류 분석(Load Flow Analysis) 및 단락 전류 분석(Short Circuit Analysis) 결과를 통해, 선정된 기기 용량에 대한 적정성을 검토하였다.

1 주 변압기

해상풍력 단지에서 생성된 전력을 육상 그리드로 송전하기 위해 해상변전소 내 설치되는 송전용 변압기의 용량적정성을 검토하였다.

각 케이스별 조류 분석 시뮬레이션 결과에 따라 실 부하의 피상전력 값(MVA)을 아래 표 3-21과 같이 도출하였으며, 검토 결과 최대 전력 부하량이 변압기 적용 용량(300 MVA)의 약 82~85% 수준으로 측정되어 선정용량이 적정함을 확인하였다.

표 3-21 케이스별 변압기 부하 용량

변압기	용량 (MVA)	Case-1		Case-2		Case-3	
		용량	%	용량	%	용량	%
주변압기-1	300 MVA	255 MVA	85%	256 MVA	85%	N/A	N/A
주변압기-2	300 MVA	247 MVA	82%	248 MVA	83%	N/A	N/A

주 변압기 용량 선정 시 실제 운전 상황에선 주 변압기 중 하나가 Fault시 최대 부하 운전 케이스가 많지 않다고 판단하여, 경제성을 고려 변압기 용량 이중화(2 x 100%)는 적용하지 않았다.

2 GIS (Gas Insulated Switchgear)

변압기와 마찬가지로 해상변전소 내 설치되는 GIS의 용량적정성을 검토하였다.

각 케이스별 시뮬레이션 결과에 따라 발전된 전력의 정격 전류값을 아래 표 3-22와 같이 도출하였으며, 추가로 단락 사고 시 발생할 수 있는 고장 전류값을 단락 전류 분석을 통해 아래와 같이 도출하였다.

그 결과 66 kV GIS 정격전류는 약 89% 수준으로 나타났으나, 220 kV, 345 kV GIS의 정격전류 및 모든 케이스의 단락 전류는 기기 정격의 30%이하 수준으로 나타나 사실상 현재 산업계에서 적용하고 있는 GIS 제품을 적용하는데 있어 정격전류 및 단락전류는 영향이 미미한 것으로 나타났다.

표 3-22 케이스별 GIS 정격전류 및 단락전류

GIS	용량		Case-1		Case-2		Case-3	
	정격전류 [A]	단락전류 [kA]	정격전류 [A]	단락전류 [kA]	정격전류 [A]	단락전류 [kA]	정격전류 [A]	단락전류 [kA]
66kV GIS BUS-A	2,500	31.5	2,233	8.23	2,230	9.47	2,232	16.70
66kV GIS BUS-B	2,500	31.5	2,163	8.20	2,160	9.31	2,162	16.66
220kV GIS	4,000	63.0	1,319	2.66	N/A	N/A	N/A	N/A
345kV GIS	4,000	50.0	N/A	N/A	923	3.20	N/A	N/A

3 Reactor

345 kV 교류 송전(Case-2)을 적용한 전력 송전 시 높은 전압과 해저케이블의 커패시턴스 성분으로, 충전 전류로 인한 전압상승이 과도하여 전체 계통에 부담을 주고 기기 절연에 악영향을 미치는 것을

확인하였다. 이를 방지하기 위해 본 시뮬레이션에서는 송전측(해상변전소) 345 kV 모선에 리액터를 설치하였으며, 다양한 용량의 리액터를 모델링에 적용해가며 설치 전/후 모선에 가해지는 전압상승분을 확인 후 리액터의 용량을 선정 및 검증하였다. 설치되는 리액터 용량은 거리에 따라 달라지며 거리가 멀어질수록 충전전류가 많아져 더 높은 전압상승을 발생시키므로 더 높은 용량의 리액터가 필요로 하는 것을 확인하였다.

표 3-23은 345 kV AC 송전에서 적용한 리액터를 적용하기 전과 후의 모선 전압 변동을 나타내었으며, 표에 나타난 리액터 용량은 다양한 용량을 모델링에 적용해 가면서, 가장 안정적인 전압이 확인되는 용량을 적용한 것으로, 추후 타 프로젝트에 적용시엔 각 프로젝트 특성에 맞는 용량, 거리, 데이터 등을 활용하여 그에 맞는 용량을 선정하여야 한다.

표 3-23 거리별 리액터 용량 및 전압 변동 (Case-2)

거리	리액터 용량	전압 (%)	
		설치 전	설치 후
60 km	100 MVAR (2 x 50 MVAR)	104.8%	100.1%
90 km	160MVAR (2 x 80 MVAR)	107.8%	100.4%
120 km	250MVAR (2 x 125 MVAR)	110.6%	100.0%
150 km	320MVAR (2 x 160 MVAR)	125.8%	100.0%

4 Cable

4.1 Inter-Array Cable

해상풍력 발전단지 내에 풍력발전기 간을 연결하는 Inter-Array Cable (66 kV)에 대해 선정된 사이즈의 용량 적정성을 검토하였다. 해상풍력 발전기 간의 Inter-Array Cable 연결은 해저케이블 물량 최소화를 위해 풍력 터빈 내 위치한 Ring Main Unit을 통해 각 터빈을 그룹별로 일렬로 연결하므로 각 Line의 용량은 후속 연결되어 있는 풍력 터빈의 누적 용량에 따라 케이블 사이즈가 선정된다.

이에 표 3-24과 같이 누적 용량을 계산하고 케이블의 허용 전류치에 따라 케이블 사이즈를 선정, 모델링을 통한 검증을 실시하였다

표 3-24 Inter-Array Cable 선정 Size 및 용량 검토

No.	발전기	누적 계산 용량 (MW)	누적 실 전류값 [A]	사이즈 (mm2)	허용전류값 (A)	확인	선정 케이블
1	WTG1-01	8 MW	70.4 A	95	300 A	OK	1 Lines x 3C x 95
2	WTG1-02	16 MW	139.8 A	95	300 A	OK	1 Lines x 3C x 95
3	WTG1-03	24 MW	209.3 A	95	300 A	OK	1 Lines x 3C x 95
4	WTG1-04	32 MW	278.7 A	120	340 A	OK	1 Lines x 3C x 120
5	WTG1-05	40 MW	348.2 A	185	420 A	OK	1 Lines x 3C x 185
6	WTG1-06	48 MW	417.8 A	240	480 A	OK	1 Lines x 3C x 240
7	WTG1-07	56 MW	487.4 A	400	590 A	OK	1 Lines x 3C x 400
8	WTG1-08	64 MW	557.1 A	500	655 A	OK	1 Lines x 3C x 500
9	WTG1-09	72 MW	626.8 A	630	715 A	OK	1 Lines x 3C x 630
10	WTG1-10	80 MW	695.5 A	1000	825 A	OK	1 Lines x 3C x 1000
11	WTG1-11	88 MW	766.2 A	500	940 A	OK	3 Lines x 1C x 500
12	WTG1-12	96 MW	836.1 A	500	940 A	OK	3 Lines x 1C x 500
13	WTG1-13	104 MW	906.0 A	630	1050 A	OK	3 Lines x 1C x 630
14	WTG1-14	112 MW	975.9 A	800	1160 A	OK	3 Lines x 1C x 800
15	WTG1-15	120 MW	1046.0 A	1000	1265 A	OK	3 Lines x 1C x 1000
16	WTG1-16	128 MW	1116.0 A	1000	1265 A	OK	3 Lines x 1C x 1000

4.2 Export Cable

마지막으로 해상 변전소에서 육상변전소로 연결되는 외부 케이블에 대해 선정된 사이즈의 용량 적정성을 각 케이스 별로 아래 표 3-25와 같이 검토하였으며, 모델링을 통해 확인된 실 전류값에 의거 선정된 케이블 용량이 적정함을 확인하였다.

표 3-25 Export Cable 선정 Size 및 용량 검토

No	케이스	최대 전류값 (A)	사이즈 (mm^2)	허용 전류값 (A)	확인	선정 케이블
1	Case-1	1319 A	1200	1420 A	OK	3 Lines x 1C x 1200
2	Case-2	1061 A	630	1065 A	OK	3 Lines x 1C x 630
3	Case-3	1225 A	1200	1429 A	OK	1 Lines x 2C x 1200

참고로 내부 및 외부 케이블 사이즈 선정 및 적정성 검토에 사용된 케이블 데이터는 표 3-26와 같으며, 절연체는 XLPE, 도체는 구리를 적용하였다.

표 3-26 Submarine Cable Data

전압	케이블	허용 전류 (A)	Resistance (Ω)		Reactance (Ω)	Inductance (mH/km)	Capacitance (μH/km)	Y (Siemens)
			AC 90°	DC 25°				
66kV	1x500	940	0.051		0.12818	0.34	0.14	5.28E-05
	1x630	1050	0.042		0.12441	0.33	0.16	6.03E-05
	1x800	1160	0.03		0.12064	0.32	0.17	6.41E-05
	1x1000	1265	0.02		0.11687	0.31	0.19	7.16E-05
	3x95	300	0.247		0.16588	0.44	0.44	0.000166
	3x120	340	0.196		0.16211	0.43	0.43	0.000162
	3x185	420	0.128		0.1508	0.4	0.4	0.000151

	3x240	480	0.0982		0.14326	0.38	0.38	0.000143
	3x400	590	0.0634		0.13195	0.35	0.35	0.000132
	3x500	655	0.0467		0.12818	0.34	0.34	0.000128
	3x630	715	0.036		0.12441	0.33	0.33	0.000124
	3x1000	825	0.02		0.11687	0.31	0.31	0.000117
220kV AC	1x1200	1420	0.02	0.015	0.5014	1.33	0.2	7.54E-05
345kV AC	1x630	1065	0.042	0.028	0.52779	1.4	0.13	4.9E-05
250kV DC	2x1200	1429		0.018				

제 4 장 전력 계통 구성에 따른 경제성 검토

제 1 절 시나리오별 경제성 검토

HVAC 및 HVDC 송전 방식을 적용하는 경우를 비롯하여 전압별, 거리별 모든 케이스에 대한 경제적인 효과 및 투자 비용을 분석하기 위해 3장에서 분석한 모의 결과를 기반으로 초기 설비투자 비용과 풍력발전단지 운영기간간 발생하는 전력 손실 비용을 분석하여 경제적인 모델을 선정하였다. 본 분석에서는 해상풍력 단지의 운영기간은 30년으로 설정하였고, 현재가치(PV : Present Value) 분석에 활용할 할인율은 5%로 적용하였으며, 손실비용 분석을 위한 발전 단가는 한국전력 전력거래소 자료를 참고하였다(19~22.7월 해상풍력 거래 정산 단가 평균값) [18]. 추후 실 프로젝트가 시작되는 시점에 사업계획서 및 추가 자료 확보를 통해 정확한 값과 단가를 적용할 수 있으며, 해당 분석을 위한 근거 자료 및 모델을 확보하여 추후 프로젝트 수행 시 적용이 가능하도록 연구를 수행하였다.

선정된 케이스별 초기 설비 투자 비용은 해상변전소 주요기기 투자비용 및 해저 송전 케이블을 고려하고 해당 투자비에 대한 단가는 타 프로젝트 견적 자료를 참고 및 활용하여 추정하였으나 추후 프로젝트 특성에 따라 실 견적 비용이 달라질 수 있다.

1 해상변전소 설비 투자 비용

해상변전소의 주요 설비 투자 비용은 위 모델링에 사용된 기본 용량(504 MW x 3)에 대한 변압기, GIS 차단기, 리액터, 변환소(HVDC용)에

대한 비용을 고려했으며, 그 외 케이스별로 적용 비용이 달라지지 않거나 미미한 항목(해상변전소 내 소내설비 등)은 비교 항목에 포함하지 않았다. 따라서, 아래 변전소를 포함하여 산출된 비용은 전체 자재비 및 건설비를 나타내는 것이 아니며, 비교를 위한 차등이 필요한 내역만 표현되어 있다. 각 케이스별 해상 변전소 투자 비용 내역은 아래와 같다.

표 4-1 해상변전소 케이스별 투자 비용

구분	항목	사양	단위	수량	단가 [억원]	총 비용 [억원]
Case-1	주변압기	66/220 kV, 300 MVA	EA	6	52	456
	GIS	245 kV, 4000 A, 63 kA	Bay	9	16	
	변환소	N/A	Lot	0	0	
Case-2	주변압기	66/345 kV, 300 MVA	EA	6	69	774
	GIS	362 kV, 4000 A, 50 kA	Bay	15	24	
	변환소	N/A	Lot	0	0	
Case-3	주변압기	N/A	EA	0	0	3,600
	GIS	N/A	Bay	0	0	
	변환소	504 MW, Bipolar	Lot	3	1200	

- 해상변전소 초기 투자 비용 : 504 MW 해상변전소 x 3기 1.5 GW 기준 (구조물 및 기타 설비 제외)

Case-1 (220 kVAC) : 456억원

Case-2 (345 kVAC) : 774억원

Case-3 (250 kVDC) : 3,600억원

위 결과와 같이 해상 변전소에 대한 투자비용은 Case-3가 상당히 높은 것으로 나타났으며, 이는 고가의 HVDC 변환소가 추가됨에 따라 발생하는 필연적인 결과이다. 변압기 및 GIS는 상대적으로 오랜 기간 동안 기술 개발 및 투자, 그리고 많은 실적을 바탕으로 실 적용한 프로젝트가 많아 투자 비용에 대한 자료가 풍부하고 안정적이다. 하지만, HVDC 변환소의 경우 실적이 부족하고 국내 해상에 적용한 프로젝트가 없다 보니 해외에 기 적용된 프로젝트의 변환소 비용을 참고하여[19], 현재로선 상당히 높은 초기 비용이 필요한 것으로 집계되나, 추후 정확한 견적 자료 접수 및 투자 비용에 대한 추가 분석이 이루어지면 추후 비용이 낮아지는 방향으로 변동될 소지가 높다. 특히, 기술 개발에 따른 단가 감소, 국산화 추진 등에 따라 현저하게 투자 비용이 감소할 수 있으며 이에 따라 경제성 분석 결과값이 달라질 수 있다.

2 해저 케이블 및 보상 장치 투자비용

송전 설비 투자비용은 각 케이스별 적용된 케이블의 사양에 따른 단가를 적용하여 거리에 따른 총 비용을 산출하였으며, 추가로 경부하시 발생할 수 있는 충전전류에 따른 무효전력 보상을 위해 리액터에 대한 비용을 마찬가지로 거리에 따라 각각 산출하여 아래와 같이 적용하였다.

표 4-2 해저 케이블 투자 비용

구분	항목 [km]	사양	단위	수량	단가 [억원/km]	총 비용 [억원]
Case-1	60	220kV, 3 Lines x 1C x 1200mm^2	km	180	14.2	2,556
	90		km	270		3,834
	120		km	360		5,112
	150		km	450		6,390
Case-2	60	345kV, 3 Lines x 1C x 630mm^2	km	180	11.2	2,016
	90		km	270		3,024
	120		km	360		4,032
	150		km	450		5,040
Case-3	60	250kVDC, 2 Lines x 1C x 1200mm^2	km	180	8.4	1,512
	90		km	270		2,268
	120		km	360		3,024
	150		km	450		3,780

표 4-3 무효전력 보상장치(리액터) 비용 - 345kVAC

구분	항목 [km]	사양	단위	수량	단가 [억원]	총 비용 [억원]
Case-2	60	50kVAR	EA	6	17	102
	90	80kVAR	EA	6	25	150
	120	125kVAR	EA	6	39	234
	150	160kVAR	EA	6	50	300

원거리에 설치되는 해상풍력단지의 특성상 케이블 비용 또한 상당한 비중을 차지하는 것으로 확인되며, 위와 같이 해저케이블의 투자 비용은 Case-3인 HVDC가 가장 낮은 것으로 확인되었다. 케이블의 비용은 회선 수, 도체 크기 및 절연레벨에 의해 좌우되는데, HVDC 케이블은 HVAC 케이블 대비하여 회선수가 적어 (3회선 -> 2회선) 도체(구리)의

양이 적을 뿐 아니라 절연체(XLPE) 또한 감소되므로 HVDC 케이블의 비용은 낮을 수밖에 없다.

또한 교류 송전에서는 상대적으로 전압이 높은 Case-2 (345 kVAC)의 케이블이 절연체가 두껍긴 하지만, 실제로는 전압 차이로 인한 도체 사이즈 감소로 케이블 단가는 더 낮은것으로 확인된다, 하지만, 무효전력 보상을 위한 리액터 추가로 인해 송전용 케이블 및 보상장치 비용에 있어서 큰 차이를 보이진 않고 있다.

참고로, 해저용 345 kV 케이블은 국내 케이블 사에서 아직 개발이 진행 중이며, 실 프로젝트에 적용된 실적이 없어 전량 해외 업체로부터 수입해야하는 상황이라 비용에 정확한 비교는 어려운 상황이다. 현재 국내 케이블社에서도 개발이 진행중이긴 하나 개발 완료 및 상용화에는 시간이 걸릴 것으로 예상된다.

3 초기 설비 투자 비용 합계

위 두 결과에 합에 따라 초기 투자비 합계는 아래 표와 같이 나타낼 수 있다. 일반적으론 가장 낮은 전압의 Case-1이 초기 설비 투자비가 가장 적고, 케이블 비용은 감소하더라도 아직 HVDC 변환소의 비용이 높게 측정되다 보니 Case-3의 초기 투자비가 가장 높은 것으로 나타났다. 하지만, 이는 위 설명한 바와 같이 HVDC 변환소의 기술 개발에 따라 비용은 점차 감소하는 추세이고, 거리가 더 늘어날 경우 전체 투자 비용에서 해저케이블이 차지 하는 비용이 높아짐에 따라 Case-3 (HVDC)의 비용이 상대적으로 낮아지고 격차가 줄어드는 것으로 확인된다.

표 4-4 케이스별 초기 설비 투자 비용

거리	총 투자 비용[억원] - 해상변전소(구조물 및 소내설비 제외), 케이블		
	Case-1	Case-2	Case-3
60 km	3,012	2,892	5,112
90 km	4,290	3,948	5,868
120 km	5,568	5,040	6,624
150 km	6,846	6,114	7,380

4 전력 손실 비용

위 초기 투자 비용에 추가로 전력 손실에 따른 장기적인 운영 비용 분석 및 결과 도출을 위해 3장에서 케이스별로 모델링을 통해 확보한 전력 손실 결과를 바탕으로 전력손실에 따른 비용을 산출하였다.

전력 손실에 따른 비용 산출을 위해 고려할 사항 및 상수는 아래 연간 전력 손실 비용 산정식과 같이 나타날 수 있다. 풍력단지는 풍향에 따라 발전량이 변동되므로 설비 최대 용량을 연중 내내 가동할 수 없기 때문에 설비 이용율을 고려해야한다. 풍력단지의 설비이용율(Capacity Factor)은 육상일 경우 30%에 머물지만, 해상풍력, 특히 원거리에 설치되는 부유식 해상풍력의 경우 연간 40~50%의 설비이용율을 나타낸다. 따라서, 설비이용율을 45%로 기준하고, 연간 운전시간인 8,760시간을 적용하여 연간 손실 비용을 산출하였으며, 추가로 해상풍력단지 운영기간인 30년에 걸쳐 발생할 총 손실 비용 산출을 위해 할인율 5%를 적용, 현재가치를 산출하여 30년간 발생하는 손실에 대한 비용을 현재가치로 환산하여 분석에 활용하였다.

● 연간 전력손실 비용 산정식

$$\boldsymbol{C_{loss} = P_{loss} \times T \times CF\ X\ C_{adj}} \qquad (16)$$

- C_{loss} : 연간 손실 비용 [원]
- P_{loss} : 유효전력 손실값 [kW]
- T : 연간 운전시간 8,760 [h]
- CF : 45 [%] (설비 이용율)
- C_{adj} : 96.2 [원/kWh] (19~22.7월 해상풍력 거래 정산 단가 평균값)

표 4-5 거리별, 케이스별 연간 전력 손실 비용

Case	전력 손실 비용 [억원/연]		
	Case-1 (220 kV)	Case-2 (345 kV)	Case-3 (250 kV DC)
60 km	164	139	165
90 km	201	168	185
120 km	243	199	212
150 km	295	230	226

위 산출된 연간 전력 손실 비용을 30년 운영 시 발생하는 총 손실을 현재 가치 기준으로 산출하면 아래 표 4-6와 같다.

● 현재 가치 산출식

$$\boldsymbol{(P/A, i, n) = \left[\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i}\right]} \qquad (17)$$

- P : 현재 가치[억원]
- A : 연간 손실[억원]
- i : 할인율(이자율) [%] (5%적용)
- n : 운전기간[년] (30년 적용)

표 4-6 현재가치 총 전력 손실 비용

Case	전력 손실 비용 [억원] - 30 년 운전, 할인율 5%		
	Case-1 (220kV)	Case-2 (345kV)	Case-3 (250kV DC)
60 km	2,522	2,139	2,533
90 km	3,094	2,590	2,848
120 km	3,734	3,062	3,260
150 km	4,534	3,530	3,470

30년간 해상풍력 단지 운전 중 발생하는 전력 손실에 대한 비용은 앞서 모델링에서 확인한 바와 같이 전압이 높은 345 kV에서 가장 적게 나타났으며, 거리가 멀어질수록 변환소 손실에 대한 비중이 감소하여 HVDC 전송과 HVAC전송의 손실 격차가 줄어드는 것을 확인할 수 있다.

추가로, 앞서 산출한 초기 투자 비용에 연간 전력 손실 비용에 대한 투자/손실 비용 현금 흐름도를 나타내면 아래와 같다.

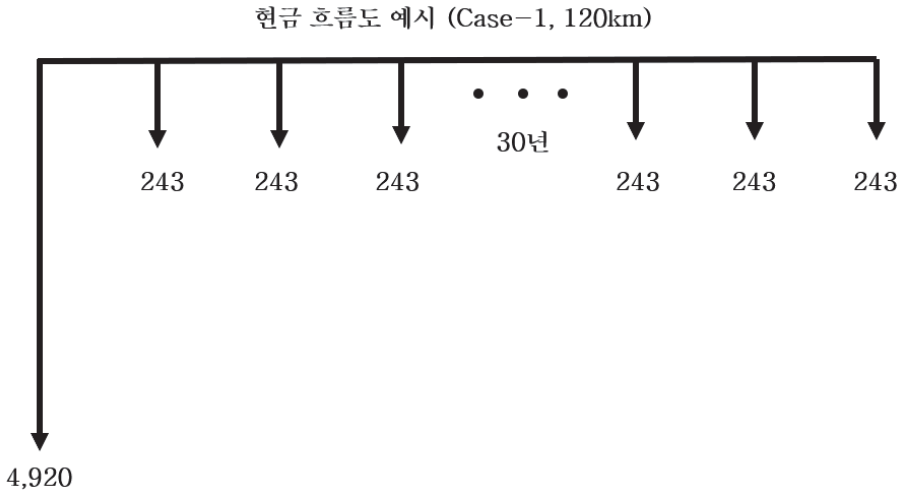

그림 4-1 투자/손실 비용 현금 흐름도 예시

5 결과 분석 및 종합 비용 비교

위 산출된 자료를 바탕으로 해상변전소에 설치되는 각종 설비 및 해저케이블 등의 초기 투자 비용과 해상풍력단지 운영 기간 중 발생하는 유효전력 손실분을 현재 가치로 환산한 값에 대한 각각의 최종 비용은 아래 표와 같다.

표 4-7 종합 총 초기 투자 비용 비교

거리 [km]	Case-1 [억원]			Case-2 [억원]			Case-3 [억원]		
	변전소	케이블	손실	변전소	케이블	손실	변전소	케이블	손실
60	456	2,556	2,522	876	2,016	2,139	3,600	1,512	2,533
90	456	3,834	3,094	924	3,024	2,590	3,600	2,268	2,848
120	456	5,112	3,734	1,008	4,032	3,062	3,600	3,024	3,260
150	456	6,390	4,534	1,074	5,040	3,530	3,600	3,780	3,470

전반적으로 거리가 짧을수록 손실 및 케이블 금액이 감소하여 변전소에 대한 비중이 상대적으로 높으며, 특히 HVDC의 경우 변환소의 비용이 상당히 높아 전체인 비용 상승에 결정적인 역할을 하고 있다.

거리가 멀어질수록 케이블 비용 및 전력손실 비용이 높아져 상대적으로 변전소 내 주요 설비 금액보다 높으나 HVDC의 경우 변환소의 금액 때문에 여전히 변전소의 비용이 상당한 비중을 차지하고 있는 것을 확인할 수 있다.

위 종합 비용 비교자료를 바탕으로 거리별로 발생하는 투자 비용 및 손실에 대한 비교 그래프는 아래 그림 4-2과 같으며, 거리가 짧을수록 고정비인 변전소 초기 투자비로 HVAC와 HVDC간의 투자/손실 비용의 격차가 크나 거리가 멀어질수록 줄어드는 것을 확인할 수 있다.

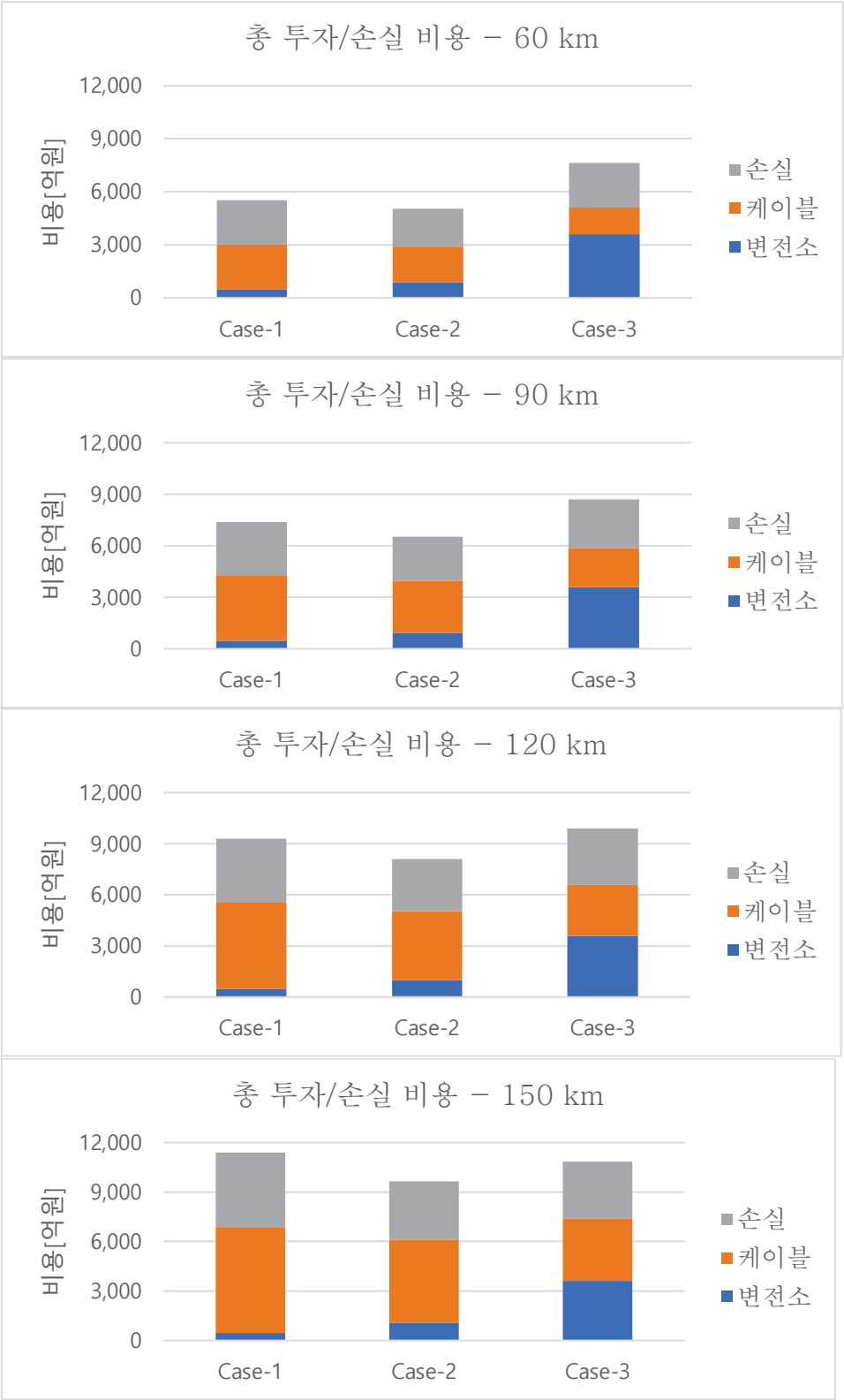

그림 4-2 거리별 총 투자/손실 비용 그래프

표 4-8 총 초기 투자 및 손실 비용 합계

거리 [km]	총 투자/손실 비용 [억원] - 해상변전소, 케이블, 손실		
	Case-1	Case-2	Case-3
60	5,534	5,031	7,645
90	7,384	6,413	8,716
120	9,302	8,102	9,884
150	11,380	9,394	10,850

최종적으로 각 케이스별, 거리별에 따라 해상 변전소 및 해저케이블에 투자되는 초기비용과 30년간 운영 시 발생하는 전력 손실에 대한 비용을 현재 가치로 환산한 값을 표 4-8에 나타내었다.

제 2 절 해상풍력단지 계통 연계 설계 방안 제안

앞서 수행한 ETAP 시뮬레이션 모델링 및 투자비용, 전력손실 경제성 분석 결과에 따라 현재 용량(약 1.5 GW) 기준으로 345 kV AC 송전방식이 대규모해상풍력 단지에 적용에 있어 전력 손실 비용 뿐 아니라 초기 투자 비용 또한 낮은 것으로 확인되었다. 이는 비록 345 kVAC를 적용한 해상 변전소가 설비 비용 증가, 리액터의 추가 등으로 인해 220 kVAC 해상변전소 대비 해상변전소에 대한 초기 투자비용은 높다 하더라도 해상풍력 단지의 특성 상 해저케이블이 초기 투자비용의 높은 비중을 차지 하다 보니 높은 전압에 의한 케이블 단면적 감소로 인한 케이블 투자비용의 감소, 전력 손실에 대한 비용 감소가 전체 초기 투자비에 많은 영향을 미친 것으로 나타났다.

또한, 현 연구에서는 HVDC를 적용한 Case-3가 현재 기준으로는 높은 초기 투자비, 특히 전압형방식의 변환소가 많은 비중을 차지 하여 경제적인 측면에서 다른 두 방식(AC)에 비교하여 비교적 불리한 방안으로 확인되었다.

따라서, 현 단계에서는 345 kV급 교류 송전 방식을 적용하는 것이 가장 경제적인 방안으로 확인되지만, 아직까지는 345 kV급 해저케이블의 국산화가 아직 이루어지지 않은 점과 해외를 포함하여 실증 단지 및 상업운전 단지가 부족하다는 점이 한계로 남아 있어 현재로서는 220 kV급 해상변전소 중심으로 관련 프로젝트가 추진중에 있다.

하지만, 국산화를 목표로 345 kV급 해상 변전소 관련 기술 개발 및 관련 기기, 케이블 개발과 실증이 이루어진다면 좀 더 경제적이고 활용가치가 높은 345 kV급 해상변전소 적용이 가능할 것으로

확인되므로 관련기관에서는 이를 중심으로 관련 기술 개발 및 검증에 투자를 아끼지 않아야 할 것이다.

또한, 전압형 HVDC를 중심으로 관련 기술을 개발하고 국산화에 성공하여 초기 투자비용을 낮출 수 있다면 HVDC 해상변전소 또한 충분히 적용될 수 있을 것으로 예상되며, 본 연구에서 적용한 모델보다 더 높은 용량이나 원거리 프로젝트가 수행될 경우에도 HVDC 송전 방식이 충분히 경제성을 가지고 실 프로젝트에 적용될 수 있음을 가능성을 확인하였다.

제 5 장 결론 및 향후 연구 계획

본 연구에서는 향후 동해안을 중심으로 많은 투자가 이루어질 대규모 부유식 해상풍력단지의 설계 및 모델링, 그리고 경제성 분석을 통해 현 단계에서 대규모 해상풍력 단지에 적용할 가장 적절한 방식을 분석하였다.

각 전압등급 및 송전 방식(220 kVAC, 345 kVAC, 250 kVDC)에 대해 송전거리에 대한 변수를 적용하여 전력계통 해석프로그램인 ETAP을 활용하여 전력손실 및 기기 선정의 적정성을 검토하였으며, 이를 바탕으로 선정된 기기 및 케이블의 초기 투자비, 그리고 전력 손실에 따른 운영 손실비를 고려하여 현 시점에서 가장 경제적인 방식을 확인할 수 있었다.

결과적으로 시뮬레이션 및 경제성 분석에 의해 본 모델링에 적용된 1.5 GW급 (504 MW x 3) 부유식 해상풍력단지는 거리별에 따라 총 투자/손실 비용의 차이가 있긴 하지만 전체적으로 150km까지는 345 kV급 교류 송전 방식이 가장 유리한 것으로 확인되었으며, 총 초기 투자비와 손실 비용을 종합적으로 고려했을 때 90km기준, 345kV AC 송전과 250 kV DC 송전의 비용차이는 약 36% 높은 2.3천억원으로 나타났으며 220 kV AC와의 차이는 약 15% 높은 970억원 정도로 나타났다.

하지만, 345 kV급 교류 송전을 적용하기에는 아직 케이블의 국산화가 불가하다는 점과 실증 단지가 부족하다는 점, 그리고 무효전력 보상장치 개발 필요 등의 과제가 남아 있다. 이로 인해 아직까지는 345 kV급 교류송전을 활용하여 추진하는 프로젝트는 없는 단계이고, 기술 개발이 완료되고 적용실적이 많은 220 kV 교류 송전 방식이 적용되는 추세지만, 근 미래에 기술 개발 완료 여부에 따라 손실이 적고 투자비가 적은 345

kV방식으로 전환될 것으로 예상된다.

또한, 현 시점에서는 HVDC 기술을 적용한 해상변전소가 높은 초기 투자비로 인해 경제성이 낮은 것으로 확인되었으나, 투자비용의 변화, 예를 들어 HVDC 변환소 기술 개발에 따른 비용 감소, HVDC 케이블의 자재비 및 시공비 절감 등에 의해 경제성 분석 결과가 달라질 수 있으며, 신재생 에너지 정책 변경에 의해서도 경제성 검토 결과가 차이 날 수 있다.

앞으로는 신재생 에너지로의 전환, 기술 개발에 따른 비용 감소, 높은 효율 고용량의 방향으로 나아갈 것으로 예상되므로, 전력손실이 적고 신재생 에너지의 활용을 극대화할 수 있는 HVDC의 해상플랫폼 적용도 대용량, 원거리일수록 적극적으로 검토될 것으로 예상된다. 특히, MTDC와 같은 이점을 활용할 수 있고, 무효전력, 유효전력 제어에 유리한 전압형 HVDC는 비록 경제성이 낮더라도 원거리 / 대용량 해상풍력단지에 도입하여 다양한 목적의 계통 활용 및 안정화에 도움을 줄 수 있을 것으로 판단된다.

본 연구에서 활용한 ETAP 시뮬레이션 모델링 및 경제성 검토용 자료는 추후 실 프로젝트를 수행 시 각 모델에 따른 경제성 비교 및 용량 적정성 확인을 위한 기초 자료로 활용할 수 있을 것이며 활용 시, 각 프로젝트의 특성에 따라 변경될 수 있는 수치(적용 발전기 모델, 투자비 등)를 적용하여 보다 정확하고 효과적인 결과물을 확보할 수 있을 것으로 판단된다. 또한, 추후 보다 큰 용량(해상변전소 단위 용량 GW급) 및 원거리용 HVDC 전압 (500 kVDC 이상)을 적용하거나, 본 연구에서는 포함하지 않은 해양 구조물 크기 및 중량, 신재생 에너지 판매 가중치 등을 추가하는 등의 상세화 작업이 추후 연구 과제로 남아 있다.

참고 문헌

[1] “Renewable capacity highlights,” IRENA, p. 1, Apr. 2022.

[2] 이은창, 홍성인, “그린뉴딜을 이끌 해양재생에너지 혁신 전략,” KIET 산업경제, pp. 21-35, Feb. 2021.

[3] 윤재영, “GW급 해상풍력 HVDC 계통연계 기반연구,” 한국전기연구원, pp. 18-20, Dec. 2012.

[4] “A Policy Blueprint for Europe,” Wind Europe’s Floating Offshore Wind Energy, p. 5, Oct. 2018.

[5] 산업통산자원부, “신재생에너지 자원 잠재량,” 신재생에너지백서, vol. 1장, no. 신재생에너지 자원잠재량 및 기술개발, p. 113, 2016.

[6] 김경환, “에너지전환을 위한 해양재생에너지 기술개발 동향,” 선박해양플랜트연구소, vol. 제780호, pp. 38-40, Nov. 2020.

[7] 고려대학교 장길수, 윤동희, “유럽의 풍력 발전 현황 및 전력계통 연계 방식,” 전기의 세계, vol. 59권, no. 8호, pp. 41-42, 2010.

[8] Lazaros P. Lazaridis, “Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability,” pp. 45-51, 2005.

[9] “HVDC Transmission for Offshore Wind Farms,” Article in Green Energy and Technology, pp. 290-291, Jan. 2014.

[10] Kieran Plihal, Alvin Do, and Sorin Deleanu, “A Study on the Implementation of HVDC for Power System Interconnection,” Northern Alberta Institute of Technology, p. 2, 2019.

[11] 한국전력공사 전력연구원 김찬기, “전압형 HVDC시스템 기술 Trends,” Electric Power and Energy Vol. 2, No. 3, pp. 343-344, Sep. 2016.

[12] The Korean Institute of Electrical Engineers, “전압형 HVDC 시장전망 및 기술개발 현황,” pp. 8-10, Jun. 2015.

[13] Roland Ryndzionek and Łukasz Sienkiewicz, “Evolution of the HVDC Link Connecting Offshore Wind Farms to Onshore Power Systems,” p. 6, Apr. 2020.

[14] Campus Gotland, “POWER LOSS EVALUATION OF SUBMARINE CABLES IN 500MW OFFSHORE WIND FARM,” Uppsala University, Department of Earth Sciences, pp. 8-11, Nov. 2017.

[15] Thu Win May, Yew Ming Yeap, and Abhisek Ukil, “Comparative Evaluation of Power Loss in HVAC and HVDC Transmission Systems,” pp. 638-639, 2016.

[16] N. Barberis Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann, “Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms,” pp. 922-923, May 2006.

[17] A. Beddard and M. Barnes, “AVAILABILITY ANALYSIS OF VSC-HVDC SCHEMES FOR OFFSHORE WINDFARMS,” p. 5.

[18] “연료원별 정산단가,” EPSIS 전력통계정보시스템 (https://epsis.kpx.or.kr), Aug. 2022.

[19] Philipp Hartela and Til Kristian Vranab, “Review of Investment Model Cost Parameters for VSC HVDC Transmission Infrastructure,” pp. 7-8, Aug. 2017.

Abstract

A Study on Offshore Substation Design for Large-Scale Offshore Wind Farm and Power Grid Connection

Sanghoon Lee
Department of Engineering Practice
Graduate School of Engineering Practice
Seoul National University

In this study, design for an offshore substation and grid connection method of a large-scale offshore wind farm, which is being promoted as a part of the recently emerging renewable energy expansion, was presented.

In this regard, cases of grid connection of domestic and foreign large-scale wind farms were analyzed, and loss analysis was performed for HVAC and HVDC depending on capacity and voltage. With those result for loss analysis and initial capital investment, the economic feasibility was analyzed. Based on this, we were able to secure the data on the substation FEED design for the offshore wind farm to be promoted in the future by presenting the specifications for the design of the offshore wind farm and substation, and suggest the direction of basic design of the substation, which is a key facility in the offshore wind farm.

As an objective of research subject, the necessary data is collected

by using the basic model of one of several offshore wind farms to be installed on the Korea east coast, and modeling and simulation of the actual offshore wind farm design using the ETAP (Electrical Transient Analyzer Program). By comparing and analyzing the results, the complex composition applicable to the floating offshore wind farm to be installed in the east coast in the future and the grid connection model of the offshore substation were configured.

In addition, in recent years, in order to utilize a generator with high power generation capacity through abundant wind, floating offshore wind farms are generally installed far from the land. This can be achieved by applying the voltage of a traditional high AC voltage (HVAC) transmission system or using a high-voltage DC current (HVDC) transmission, and it was required to be analyzed by economic feasibility. Therefore, in this study, the basis for optimal configuration was prepared through economic analysis according to case and economic analysis was conducted.

In case of HVDC, a voltage-type (VSC) model that is easy to control and has large restrictions on the installation area due to the characteristics of substations installed at offshore is applied. And by performing simulation modeling, it was found that the cable loss in the HVAC model is dominant, and the conversion station loss in the HVDC model significantly contributed.

As a result, the more economical way of power transmission method was researched by analyzing the investment and power loss cost.

Keywords : Offshore Substation, HVDC, HVAC, ETAP, Power Loss, Economic Analysis

Student Number : 2021-20418