

해상풍력 실증 단지 육지 연계시 계통 영향 평가를 위한 안정도 해석에 관한 연구

Study on Stability Analysis for Systematic Impact Assessment at the Cooperation of Land in Offshore Wind Power Generation Demonstration Complex

박 상 호* · 김 건 중** · 한 상 욱†
(Sang-ho Park · Kern-Joong Kim · Sangwook Han)

Abstract - In this paper, it is the result of analysis of the stability by power system analysis about the influence on the power system when the southwest - offshore wind power demonstration complex is constructed to 60MW and it is linked with the onshore power system. Considering the position of the wind turbine actually installed and the length of the cooperating line, we modeled the wind generators, offshore substation and the turbine step-up transformer. Changes of voltage when internal and external faults occurred is analyzed and the reactive power demand according to the amount of electricity generation is derived. And also phase angle stability and frequency is observed through a transient analysis. This paper clarify that there is no problem in the system when only offshore wind power is linked with the grid and try to present the reactive power amount necessary for maintaining the voltage of the point of cooperation appropriately.

Key Words : Offshore wind power, Modelling, Stability analysis

1. 서 론

전통적인 발전 방식인 화석에너지를 이용한 발전은 줄이고 태양광, 풍력 등 신재생에너지를 이용하는 발전을 늘려가는 추세가 전 세계적으로 지속되고 있다. 우리나라도 온실가스 배출을 줄이기 위하여 신재생 에너지원의 비율을 계속적으로 증가시키고 있으며, 대표적 신재생에너지인 태양광 발전과 풍력 발전이 크게 증가하고 있다. 이 중에서도 풍력 발전은 신재생에너지원 중 가장 경제성이 높고 설치용량이 크게 증가하고 있는 에너지원이며[1, 2], 특히 해상풍력발전은 육지풍력발전에 비해 평균 풍속이 높고 풍속의 변화가 적기 때문에 더욱 각광을 받고 있다. 바람 자원이 좋은 편에 속하지 못하는 우리나라의 경우에도 육지에 한정하여 운영하고 있던 풍력발전을 해상으로 확대 설치하고자 하는 노력이 진행되고 있으며, 이의 일환으로 고창 앞바다에 해상

풍력 실증 단지를 구성하고 1단계 사업으로 60MW의 해상 풍력을 건설하고자 하는 실증 사업을 진행하고 있다. 관련 연구를 2011년부터 시작하여 2015년 마친바 있으며, 2017년 현재 해상변전소 건설을 시작으로 60MW의 해상 풍력단지 건설을 진행하고 있다. 이를 위해 해상 풍력단지의 전력망 설계 및 해상 변전소 위치를 선정하는 최적 설계 방안에 대한 연구[3]가 진행 된 바 있으며, 풍력 발전기의 블레이드 및 전동기 토크, 바람 변화에 따른 발전기 운전 곡선 변화 등에 대한 상세 분석[4]도 이미 진행 된 바 있다. 이를 바탕으로 국내의 해상풍력 발전 단지에 대한 경제성 분석[5] 및 전력계통 연계에 대한 경제성 분석[6]도 수행 되었다.

하지만 해상 풍력 단지 내부를 각 풍력 발전기 별로 상세히 설계하고 연계선로를 이용하여 육지 계통 전체와 연계하여 해석한 연구는 수행된바 없으며 실제 건설될 해상 변전소 변압기 및 풍력 터빈 용량, 변압기 용량을 정확히 반영하여 계통해석을 수행한 연구는 현재까지는 진행된 바가 없다.

본 논문은 해상 풍력 단지를 설계하는데 있어서 수행했던 해상풍력 발전단지 모델링과 이를 이용하여 계통해석을 수행한 부분을 다룬다. 60MW의 해상 풍력 단지가 육지와 교류로 직접 연계될 때 계통에 미치는 영향을 정적 해석 및 동적 해석을 바탕으로 분석하였으며, 20기의 풍력발전기와 Step-up 변압기, 해상 변전소, 연계 케이블을 실제 데이터에 근간하여 모델링 하였다. 이를 바탕으로 단지 내부 및 외부 고장 시 발생하는 고장전류 해석과 풍력단지 연계 시 발생하는 전압 변동, 전압유지를 위해 필요한 무효전력 요구량

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Information Control, Dongseoul University, Korea

E-mail : hswrain@du.ac.kr

* Korea Electric Power Research Institute, Korea

** Dept. of Electrical Engineering, Chungnam National University, Korea

접수일자 : 2017년 7월 3일

수정일자 : 2017년 8월 15일

최종완료 : 2017년 11월 21일

분석, 단지 내외 부 3상 고장 시 과도 해석 결과를 다루었다. 이를 통하여 해상풍력단지를 계통과 연계하였을 때 계통에 문제가 발생하지 않는 것을 명확히 하고, 연계지점의 전압을 적절히 유지하기 위해 필요한 무효전력량을 제시하고자 한다.

2. 본 론

2.1 해상풍력 발전단지 모델링

2.1.1 해상풍력 실증단지 내부 그리드 모델링

해상풍력발전단지 모델링을 위해 한전 실 계통데이터에 최대 예측 수요 발생 시를 고려하여, 풍력 실증단지(60MW)를 고창시험센터에 연계한 계통 데이터를 이용하였다. 본 해상 풍력 실증단지 모델링에 사용된 60MW 풍력단지 구성안은 다음 그림과 같이 3MW의 총 20대의 풍력발전기들 나열하여 구성되어 있으며 세 개의 송전선로로 나뉘어 해상 변전소에 연결되고 이를 154kV로 승압하여 서고창 S/S(154kV 모선)으로 송전하는 형식으로 구성하였다.

각 풍력 발전기별 Step-up 변압기와 모선 및 선로로 구성되며 각 풍력 발전모선 전압은 690V이고 Step-up 변압기를 통해 22.9kV로 승압된다. 총 3개의 메인 송전선에 풍력발전기가 연결되는 형식으로 풍력 단지가 구성되며, 각 선로별 7~8개의 풍력발전기가 Radial 형태로 연결되어 있고 이는 해상 변전소로 연결된다. 여기에서 해상 변압기를 통해 22.9kV 전압은 154kV로 승압되고 해상 케이블을 이용하여 서고창 변전소로 계통에 연계된다. 현 단계에서 연계에 사용되는 모든 선로는 1회선 선로를 가정하였으며, 각 송전선로별 루프(Loop) 회선은 고려되지 않았다.

풍력발전기를 연결하는 내부 그리드의 케이블은 구간별로 60mm²~600mm²의 케이블이 사용되었으며, 각 구간별 선로 임피던스는 표 1과 같다.

2.1.2 단위 풍력발전기 모델 및 파라미터

풍력 발전 단지 모델링을 위해서 필요한 파라미터는 크게 다음과 같이 나뉜다.

- 모선 기준 전압(Base Voltage)
- 발전기 용량(Mbase, MVA), 전압, 유효전력 출력, 무효전력 최대최저 출력
- 발전기 동적 파라미터(발전기 모듈, 제어 모듈 등)
- 변압기 용량, 임피던스
- 선로 임피던스

발전기 유효전력 최대 출력은 3MW의 출력 용량을 가지며 터빈의 정격용량은 3.3MVA로 하였다. 발전기의 전압은 해상풍력단지가 연계되기 전 고창시험 모선의 전압인 1.034 pu를 해풍단지 연계 후에도 유지하도록 설정 하였다. 즉 각 발전기의 Desired Voltage는 1.034 pu이며 Remote Control Bus는 서고창S/S 모선(6445)이 된다.

해석용 파라미터 중 무효전력 출력의 경우에는 실제 값은 ±1.44MVar이지만 시뮬레이션에서는 최악의 상황을 고려하기 위하여, 발전기가 무효전력 제어를 할 수 없는 형태로 해석을 수행하였다. 즉, 무효전력 최대 출력 및 최소 출력은 모두 0으로 고정하여 수행하였다. 특히 고장전류 해석을 위해서는 최악의 상황을 고려하기 위하여 차과도 임피던스를 사용하여 고장전류가 크게 나오도록 하였으며 그 임피던스 값은 51%를 사용하였다.

표 1 연계선로 구간별 전압, 길이, 도체 두께 및 선로 임피던스

Table 1 Length, cable type, basekV and impedance of Interconnection line

T / L	Voltage (kV)	Line Length (km)	Thickness (mm)	R (pu)	X (pu)	B (pu)
0	154	11.2	500	0.002645	0.007131	0.141192
1	22.9	0.591	600	0.005071	0.013073	0.000514
2	22.9	0.875	200	0.019689	0.022692	0.000512
3	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
4	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
5	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
6	22.9	0.546	600	0.004685	0.012078	0.000475
7	22.9	0.875	600	0.007508	0.019355	0.000761
8	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
9	22.9	0.875	600	0.007508	0.019355	0.000761
10	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
11	22.9	0.875	200	0.019689	0.022692	0.000512
12	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
13	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
14	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
15	22.9	1.298	600	0.011138	0.028712	0.001129
16	22.9	0.875	200	0.019689	0.022692	0.000512
17	22.9	0.875	200	0.019689	0.022692	0.000512
18	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
19	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356
20	22.9	0.875	60	0.064906	0.027531	0.000356

풍력 발전기 동적 모델은 Full Converter 형식인 Type 4를 사용하였다.

해상풍력단지 모델링에 사용된 변압기는 690V-22.9kV 변압기와 22.9kV-154kV 변압기가 각각 3.3MVA, 40MVA의 용량을 가지며 그 임피던스는 각각 7%, 20%로 하였다. 해상풍력단지 연계에 사용된 선로의 임피던스는 R=0.00265(pu), X=0.00713(pu), B=0.141(pu)을 이용하였다. 또한 단지 내부 연계에 사용되는 각 터빈간의 선로 임피던스는 실제 설계된 선로 길이와 선종의 임피던스를 정확히 반영하여 모델링 하였다.

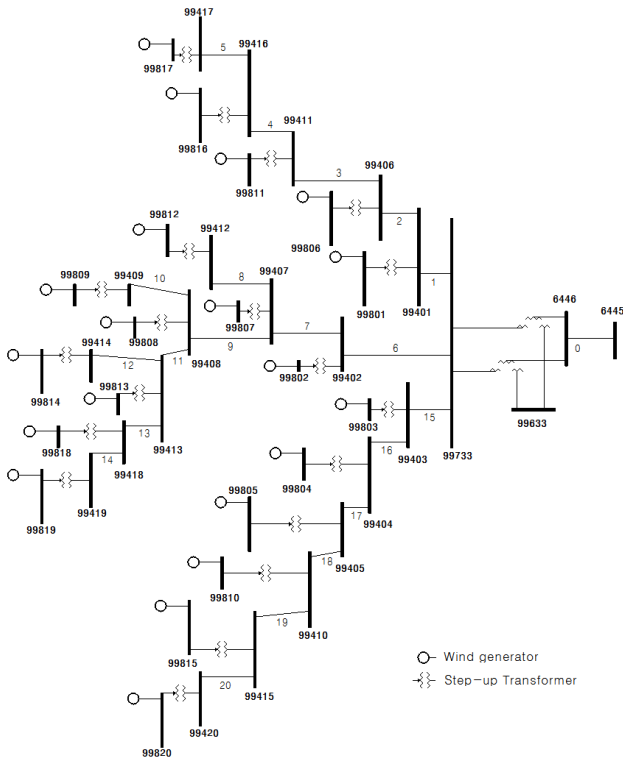


그림 1 60MW 해상풍력실증단지 내부 그리드 배치(안)
Fig. 1 Internal grid of 60MW off-shore wind farm

표 2 풍력 터빈 파라미터

Table 2 Parameters of wind turbine

Active Power Generation (MW)	3
Machine base(MVA)	3.3
Maximum Q (Mvar)	1.44
Minimum Q (Mvar)	-1.44
Reated Voltage(kV)	0.69
Xd''(Sub-transient)	0.51

표 3 변압기 용량, 전압 및 임피던스

Table 3 Capacity, voltage and impedance of transformers

	Voltage	Capacity (MVA)	Impedance (%)
Step-up Transformer	690V-22.9kV	3.3	7
Offshore Transformer	22.9kV-154kV	40	20

2.2 계통 해석 수행

상기 대상 계통에 대해 정적 및 동적 해석을 수행하여 제

시한 모델에 대해 정적 동적 해석을 수행하였으며, 세부 분석항목은 다음과 같다.

- 정적 해석 : 모션전압, 전압변동
- 동적 해석 : 주파수변동, 모션전압, 풍력발전기 유·무효 전력 출력

2.2.1 정적해석

정적해석에는 조류계산을 기반으로 하여 모션전압과 고장에 따르는 전압변동률을 관찰하였다. 해상 풍력 실증단지가 계통에 연계되었을 경우 조류계산 결과 잘 수렴하였으며 연계 전과 후를 비교하였을 때, 모든 모선의 전압이 0.95pu에서 1.05pu 범위 이내로 계산되어, 전압 이상을 보이는 모선은 존재하지 않았다. 한전계통 전체 데이터에 해상풍력단지를 추가한 계통을 Full 뉴턴-랩슨법을 이용하여 조류계산하였다. 다음 표에 전압변동이 가장 많이 발생한 상위 10개의 모선의 전압을 나열하였다. 해상풍력 단지가 들어오는 서고창 모선과 인근 모선의 전압이 가장 많이 변동한 것을 확인 할 수 있었다. 하지만 그 변동값은 가장 많이 변화한 서고창 모선의 경우에도 0.008pu 정도로 변동률이 1%도 되지 않는 매우 작은 값이다. 따라서 모션 전압 측면에서 해상 풍력 단지 연계가 계통에 미치는 영향은 없는 것으로 확인되었다.

표 4 해상풍력단지 연계 전 후 모션전압 비교

Table 4 Bus voltage comparing before interconnection with after interconnection

Bus#	Base kV	Voltage after interconnection (pu)	Voltage before interconnection (pu)	Δ (pu)
6445	154	1.04316	1.03421	0.00895
7315	154	1.04230	1.03411	0.00819
7340	154	1.04097	1.03566	0.00531
6440	154	1.03718	1.03345	0.00373
46440	154	1.03718	1.03345	0.00373
6435	154	1.03273	1.03059	0.00214
6430	154	1.03532	1.03320	0.00212
7630	154	1.04209	1.04020	0.00189
6420	154	1.03706	1.03538	0.00168
46420	154	1.03706	1.03538	0.00168

전압변동은 고창시험센터 인근 모선인 흥농 모선과 고창 모선 간의 선로를 끊어 고창시험 모선에서 영광모선으로 가는 조류흐름을 끊는 선로 고장과 일반적으로 계통에서 가장 위험한 사고인 화성-아산 고장을 고려하여 해상 풍력단지 연계 전과 후의 전압변동을 비교하였다. 전압 변동 비교는 다음 표에 나타내었다.

표 5 선로 고장별 해상풍력단지 연계 전 후 최대 전압 변동 모선 및 전압 변동 크기 비교

Table 5 Bus voltage comparing before interconnection with after interconnection when an event occurs

Fault Location	After		Before	
	Most varied bus	Δ (pu)	Most varied bus	Δ (pu)
Nearest Fault (Hongnong-Youngkwang 345kV T/L)	Seogochang S/S 154	0.0016	Seogochang S/S 154	0.0106
	Hongnong S/S 154	0.0017	Hongnong S/S 154	0.0106
Most Severe Fault (Hwasung-Asan 345kV T/L)	Jangjae S/S 154	0.0174	Jangjae S/S 154	0.0237

위 표에서 볼 수 있듯이 고장 인근 고장 및 가장 심각한 고장이 발생하더라도 해상 풍력 단지의 연계전후 전압 변동은 큰 차이가 발생하지 않았으며, 그 영향 또한 매우 미미한 것으로 나타났다. 일부 전압 변동량은 오히려 줄어들어 효과도 있어 전압측면에서는 계통이 더 안정해지는 효과를 가져왔다. 이는 해저케이블이 가지고 있는 무효전력 충전용량에 기인한 것으로 해저케이블이 계통에 무효전력을 공급할 수 있는 능력을 가지기 때문에 전압 유지 측면에서 유리한 면을 가져 올 수 있었던 것으로 판단된다.

2.2.2 동적해석

동적해석에는 가장 간단한 시나리오인 모선 3상 고장(3-phase bus fault)을 고려하였으며, 각 시간대별 동작 시나리오는 다음과 같다.

- 0.5초 : 3상 모선 고장
- 0.6초 : 고장 제거
- 10초까지 모의

해상풍력 단지 내부 및 외부 고장을 모두 고려하기 위하여 아래의 위치에 고장을 발생 시켰다.

- 홍농 모선(서고창 모선 바로 옆 모선)
- 해상 변전소 모선
- 해상 풍력단지내부 모선

각 모선 고장에 대한 모선 주파수, 인근 모선 전압을 아래에 나타내었다.

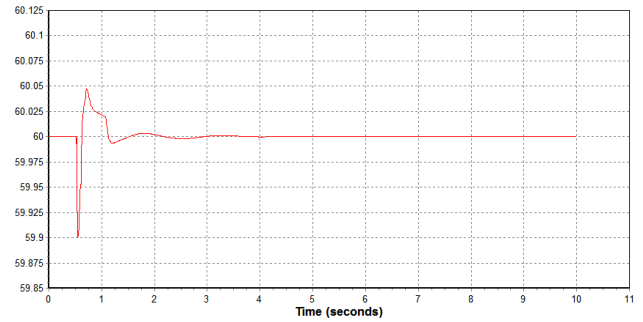


그림 2 홍농 모선 고장시 주파수 변동 그래프
Fig. 2 Frequency trends when hongnong bus fault

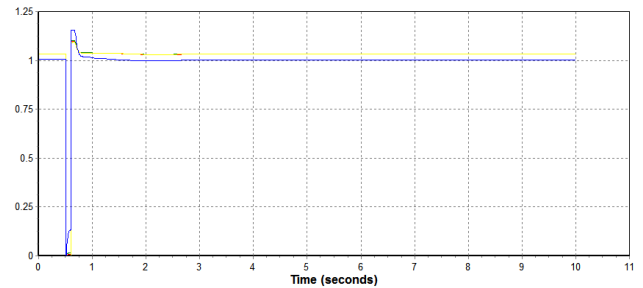


그림 3 홍농 모선 고장시 모선 전압 변동
Fig. 3 Voltage of buses when hongnong bus fault

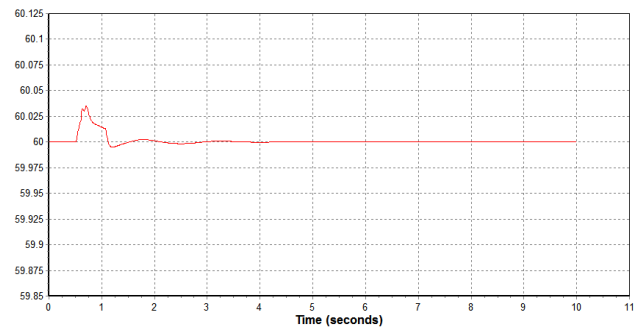


그림 4 해상변전소 모선 고장시 주파수 변동 그래프
Fig. 4 Frequency trends when off-shore substation bus fault

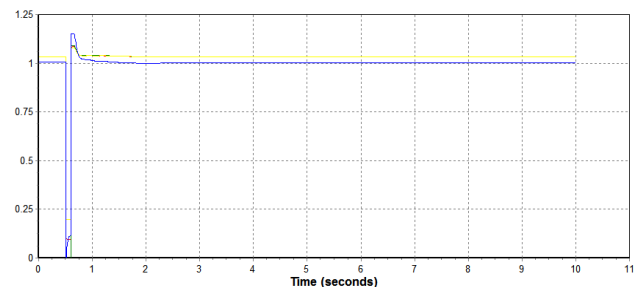


그림 5 해상변전소 모선 고장시 모선 전압 변동
Fig. 5 Voltage of buses when off-shore substation bus fault

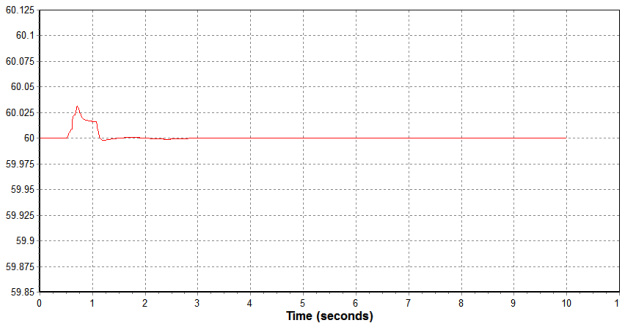


그림 6 해상풍력단지 내부 모선 고장시 주파수 변동 그래프
 Fig. 6 Frequency trends when inter grid of wind farm bus fault

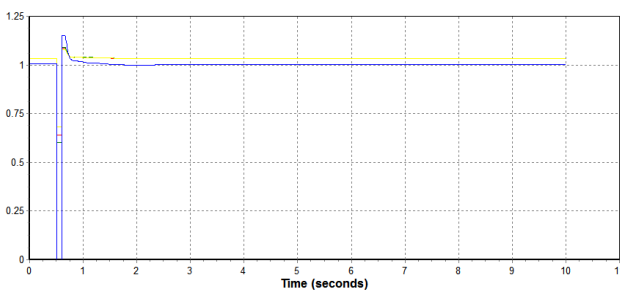


그림 7 해상풍력단지 내부 모선 고장시 모선 전압 변동
 Fig. 7 Voltage of buses when inter grid of wind farm bus fault

위 그림에서 볼 수 있듯이 해상풍력단지 내부 및 외부 고장에 대해서 고장 당시에 약간의 흔들림은 있으나, 모두 정상적으로 회복하는 것을 확인 할 수 있다. 이를 통하여 동적 해석에서도 해상풍력단지의 계통연계가 계통에 미치는 영향은 미미한 것으로 확인 되었다.

2.3 연계점 전압유지를 위한 무효전력 필요량

해상풍력단지가 계통과 연계하는데 있어서 가장 중요한 것은 연계점의 전압이 적절히 유지되는가 이다. 일반적으로 분산형 전원 계통연계 기술기준에 의하면 상시 전압 변동률을 2%로 제한하고 있으므로 연계점 전압이 이를 벗어나 변동하게 되면 계통 운영자 관점에서 연계를 거부할 수 있는 상황이 될 수 있다. 따라서 연계점 전압 유지는 매우 중요한 사항이며 이를 위해서는 적절한 무효전력 보상이 필요하다. 본 장에서는 해상풍력 단지의 무효전력 발생용량을 도출하고 연계점의 전압을 유지하기 위하여 필요한 무효전력량을 도출하고자 한다. 무효전력 발생 용량 산정 시나리오는 총 4가지로 선정하였으며 그 시나리오는 다음과 같다. 풍력발전기에서는 무효전력을 발전하지 않는 것으로 가정하고 유효전력량을 변화시켜 가며 그 영향을 관찰하였다.

- 풍력단지 유효전력 최대 출력 (P=Max, Q=0)
- 풍력단지 유효전력 70% 출력 (P=70%, Q=0)
- 풍력단지 유효전력 30% 출력 (P=30%, Q=0)
- 풍력단지 정지 (P=0, Q=0)

단지에서 필요로 하는 무효전력량을 산정하기 위하여 가상의 동기 조상기를 해상풍력단지 154kV 모선(인출 모선)에 설치하고 동기 조상기의 목표 전압을 고장시험센터의 기존 전압(1.0341pu)로 하여 연계하였다. 조류계산 상 가상의 발전기를 연계하고 유효전력 출력은 0MW로 고정시키고 무효전력 출력 최대값을 9999MVar, 최소값을 -9999MVar로 설정하고, 조류계산 이후 동기조상기의 출력 또는 입력 량을 관찰하여 연계점의 전압을 유지하기 위한 해상풍력단지에서 필요로 하는 무효전력량을 산정하도록 한다.

2.3.1 P=Max일 경우 무효전력 용량 산정

동기 조상기는 Reactor 모드로 17.0MVAR를 가리키고 있다. 이는 동기조상기가 17.0MVAR를 흡수하고 있는 것이므로 실제로 해상변전소에서 무효전력 17.0MVAR를 흡수하는 것이 필요하다. 무효전력량 17.0MVAR가 흡수되지 못한다면 고장시험센터의 전압은 1.035pu를 유지 하지 못하고 상승하게 될 것이다.

2.3.2 P=70%일 경우 무효전력 용량 산정

동기 조상기는 Reactor 모드로 20.0MVAR를 가리키고 있다. 이는 동기조상기가 20.0MVAR를 흡수하고 있는 것이므로 실제로 해상변전소에서 무효전력 20.0MVAR를 흡수하는 것이 필요하다. 무효전력량 20.0MVAR가 흡수되지 못한다면 고장시험센터의 전압은 1.035pu를 유지 하지 못하고 상승하게 될 것이다.

2.3.3 P=30%일 경우 무효전력 용량 산정

동기 조상기는 Reactor 모드로 18.5MVAR를 가리키고 있다. 이는 동기조상기가 18.5MVAR를 흡수하고 있는 것이므로 실제로 해상변전소에서 무효전력 18.5MVAR를 흡수하는 것이 필요하다. 무효전력량 18.5MVAR가 흡수되지 못한다면 고장시험센터의 전압은 1.035pu를 유지 하지 못하고 상승하게 될 것이다.

2.3.4 P=0일 경우 무효전력 용량 산정(풍력단지 정지)

동기 조상기는 Reactor 모드로 13.3MVAR를 가리키고 있다. 이는 동기조상기가 13.3MVAR를 흡수하고 있는 것이므로 실제로 해상변전소에서 무효전력 13.3MVAR를 흡수하는 것이 필요하다. 무효전력량 13.3MVAR가 흡수되지 못한다면 고장시험센터의 전압은 1.035pu를 유지 하지 못하고 상승하게 될 것이다.

2.3.5 무효전력 필요량 산정 결과

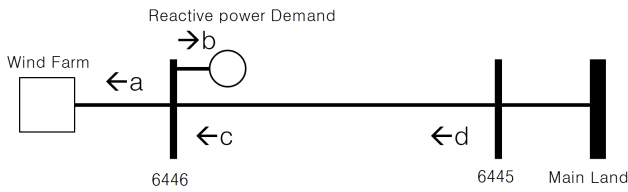


그림 8 해상풍력단지 무효전력 필요량 산정 모델
 Fig. 8 Reactive power needs for off-shore wind farm

표 6 해상풍력단지 전압 유지를 위한 무효전력량 및 불충분시 전압변동률

Table 6 Change rate of bus voltage when the reactive power insufficient

P gen	Max	70%	30%	0%
Q to windfarm (a)	11.8	5.6	1	0
Q demand (b)	7.2	9.9	9.4	6.3
Q to 6446 (c)	19	15.5	10.5	6.3
Q from 6445 (d)	5.1	1.6	-3.6	-7.7
Initial Voltage (kV)	159.4	159.4	159.4	159.4
V without Q (kV)	160.2	160.5	160.4	160.1
Δ (%)	0.5	0.69	0.62	0.44

* P(단지 유효전력) 변동, Q = 0, 원 전압(풍력단지 연계 전 전압), 제거 후 전압(동기조상기 제거 후 전압)
 ** 전압변동률=(제거후전압-원전압)/원전압 × 100%

위 그림에서 a는 풍력단지에서 해상변전소로 입력되는 총 무효전력량을 나타내며, b는 해상변전소에서 필요로 하는 무효전력량을 나타낸다. c는 연계선로를 통해 육지로부터 들어오는 무효전력량을 말하며 이는 선로에서 발생하는 충전 용량을 포함하고 있다. d는 육지에서 보내주는 무효전력 량이다. 전압변동률(e)는 가상의 동기발전기가 없을 경우, 즉 해상변전소에서 필요로 하는 무효전력량을 충족시켜주지 못할 경우 발생하는 전압변동률을 나타낸다.

위 결과 해상풍력단지를 계통에 연계하였을 경우에 분산형전원 계통연계 기술기준에서 제시하는 전압변동률(2%) 요구 조건에 만족하고 있다. 전압 변동률이 크지 않으므로 해상변전소에서 별도의 무효전력 보상기는 필요하지 않을 것으로 사료된다. 또한 위의 산정 방식은 해상풍력 발전기가 무효전력을 전혀 소비 또는 공급하고 있지 않는 것을 가정하여 산정한 것이므로, 실제로 설치되는 Type4 방식의 풍력 발전기가 설치되게 되면 전압상승률은 앞에서 산정한 값보다도 훨씬 줄어들 것으로 예상된다.

2.4 고장전류 검토

해상풍력단지 계통 연계 후 고장전류를 검토하였다. 고장

전류는 3상 평형 단락고장에 대한 고장전류를 해석하였으며, 고장위치는 접속지점인 서고창S/S, 해상변전소 154kV 및 22.9kV 모선, 그리고 해상풍력 단지 내 발전기 앞단 모선이다. 해상 변전소의 변압기 임피던스는 11%와 20%를 고려하였으며, 고장 해석결과 고장전류가 가장 크게 나타난 모선은 해상변전소 22.9kV 모선이었으며, 값은 11%시 약 18.8kA, 20%시 약 11.6kA로 나타났다. 대체적으로 해상풍력 단지가 계통에 연계되더라도 나타나는 고장전류는 매우 작은편이며 고장전류 검토 결과는 해상풍력단지 내부 차단기 및 해상 변전소의 차단기 성격 결정에 중요한 영향을 미치므로 반드시 해석이 필요하다. 고장전류가 가장 크게 발생하는 위치는 해상풍력단지의 내부 그리드에서 고장이므로 기존의 모델 방식에서는 확인하기 어려운 내용이었다.

표 7 해상 변전소 임피던스 변화에 따른 고장전류 비교
 Table 7 Fault current analysis by changing of transformer impedance

Fault Location (Bus#)	11%		20%	
	Fault Current (KA)	Fault Capacity (MVA)	Fault Current (KA)	Fault Capacity (MVA)
6445	6.5	1734	5.8	1553
6446	5.9	1598	5.3	1413
99733	18.8	1076	11.6	461
99404	10.7	615	9.7	385

3. 결 론

국내에 실증 사업을 진행 중에 있는 서남해 해상풍력 발전단지의 1단계 수준인 60MW 단지에 대해 계통 해석을 수행하였다. 해상풍력단지를 20기의 풍력발전기를 이용하여 모델링 하였으며, 실제 연계될 터빈, 발전기, 케이블 데이터를 바탕으로 단지를 모델링 하였으며 이를 계통과 연계함으로써 발생할 수 있는 영향에 대해 정적 및 동적 해석을 통해 분석하였다. 해석 결과 육지 계통에 미치는 영향은 미미한 것으로 나타났고, 이는 연계 케이블로부터 나오는 선로 충전 용량과 단지 규모가 60MW 수준으로 아직 크지 않음에서 기인하는 것으로 확인 되었다. 특히 신재생에너지의 계통 연계 시 반드시 살펴야 하는 고장전류 문제와 연계점의 전압 변동 문제에서도 아직은 영향이 크지 않은 것으로 나타났다. 고장전류의 경우 단지내부 고장 시 가장 크게 발생하였으므로, 단지를 하나의 풍력 발전기로 모델링 하지 않고 20기로 각각 모두 모델링한 방식이 의미가 있었음을 확인할 수 있었다. 향후 2단계, 3단계 사업을 진행하게 되는 경우 1GW에서 2.5GW까지 용량이 확대 될 수 있으므로, 이는 육지에 미칠 수 있는 영향이 1단계 실증 사업과는 크게 차이 날 수 있어 상세한 검토가 요구된다. 1단계 실증사업으로 해상풍력 단지가 완성되고 실제로 운영을 하면서 예측

하지 못했던 상황들을 정리하고 향후 해상풍력 단지 운영에 반영 할 수 있도록 해야 할 것이다.

감사의 글

이 논문은 2017년도 정부(교육부)의 재원으로 한국 연구재단의 지원을 받아 수행된 기초연구사업임(No. NRF-2017R1D1A1B03034460)

References

- [1] S. H. Song, "Wind power to the offshore," *The Korean Institute of Electrical Engineers*, vol. 66, no. 11, pp. 47-54, 2010
- [2] J. K. Sung and T. J. Lee, "Study on Present Status and Future Direction of Korean Offshore Wind Power", *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, vol. 62, no. 3, pp. 312-321, 2013
- [3] W. S. Moon, J. N. Won, J. S. Huh, A. Jo and J. C. Kim, "Optimal Design of Power Grid and Location of Offshore Substation for Offshore Wind Power Plant," *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, vol. 64, no. 7, pp. 984-991, 2015
- [4] C. S. Seo, G. G. Yoon, S. H. Park, Y. D. Choi and J. Y. Choi, "Analysis for PSCAD/EMTDC simulation of PMSG offshore wind generator," *The Korean Institute of Electrical Engineers, Electrical device and energy conversion Society*, pp. 262-264, 2013
- [5] C. H. Min, D. Hur and J. K. Park, "Economic Evaluation of Offshore Wind Farm in Korea," *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, vol. 63, no. 9, pp. 1192-1198, 2014
- [6] W. S. Moon, A. Jo and J. C. Kim, "Economic Evaluation of Power Grid Interconnection between Offshore Wind Power Plants," *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, vol. 63P, no. 4, pp. 339-344, 2014

저 자 소 개



박 상 호(Sang-Ho Park)

1973년 8월 27일생. 2000년 명지대학교 전기공학과 졸업(공학사). 2002년 명지대학교 대학원 전기공학과 졸업(공학석사). 2004~2007년 한전 전력연구원 일반연구원. 2008~현재 한전 전력연구원 선임연구원.

E-mail : alegole73@kepco.co.kr



김 건 중(Kern-Joong Kim)

1953년 2월 12일생. 1975년 서울대학교 전기공학과 졸업(공학사). 1977년 서울대학교 대학원 전기공학과 졸업(공학석사). 1985년 서울대학교 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 현재 충남대학교 전기공학과 교수.

E-mail : kjkim@cnu.ac.kr



한 상 욱(Sangwook Han)

1982년 2월 14일생. 2004년 고려대학교 전기전자전파공학부 졸업(공학사). 2006년 고려대학교 일반대학원 전기공학과 졸업(공학석사). 2012년 고려대학교 일반대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학박사). 2012~2016년 한전 전력연구원 선임연구원. 2016~현재 동서울대학교 전기정보제어학과 조교수.

E-mail : hswrain@du.ac.kr