



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](#)

碩士學位論文

제주지역 제 3 연계선 도입을  
위한 MMC-HVDC 시스템 모델링

濟州大學校 大學院

風力特性化協同科程

高智韓

2014 年 8 月

# 제주지역 제 3 연계선 도입을 위한 MMC-HVDC 시스템 모델링

指導教授 金 鎬 民

高 智 韓

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2014 年 8 月

高智韓의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 \_\_\_\_\_ ①

委 員 \_\_\_\_\_ ①

委 員 \_\_\_\_\_ ①

濟州大學校 大學院

2014 年 8 月

# MMC-HVDC System Modeling for the Installation of HVDC No.3 in Jeju Island

Ji Han Ko

(Supervised by professor Ho Min Kim)

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT  
OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF  
MASTER OF SCIENCE

GRADUATE SCHOOL OF SPECIALIZED WIND ENERGY  
GRADUATE SCHOOL  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2014. 8.

# 목 차

그림 목차 .....	ii
표 목차 .....	iv
SUMMARY .....	v
1. 서 론 .....	1
2. MMC-HVDC 시스템의 모델링과 해석 .....	3
2.1 MMC의 구성 .....	5
2.2 하위모듈 동작원리 및 MMC 수학적 모델 .....	7
2.3 MMC 시스템의 출력전압 .....	10
2.4 변조 방법 .....	12
2.5 하위모듈 전압 균등 알고리즘 .....	13
2.6 제어이론 및 모델링 .....	14
2.7 시뮬레이션 .....	18
3. 시뮬레이션 및 결과 고찰 .....	23
3.1 2020년 제주계통 전망 및 모델링 .....	23
3.2 시나리오 별 계통 시뮬레이션 .....	28
3.3 결과 고찰 .....	36
4. 결 론 .....	37
참고문헌 .....	38

## 그 립 목 차

Fig. 1 Three-phase MMC and Sub-Module topology .....	5
Fig. 2 Overall control structure of the MMC system .....	6
Fig. 3 Circuit diagram of the Back-to-Back MMC system .....	9
Fig. 4 Single-phase schematics of 5-level converter .....	10
Fig. 5 Voltage waveform of a 5-level converter .....	11
Fig. 6 Classification of multilevel modulation methods .....	12
Fig. 7 Block diagram of the NLC method .....	12
Fig. 8 Sub-Module capacitor voltage balancing algorithm .....	13
Fig. 9 Schematic diagram of overall MMC-HVDC system control .....	14
Fig. 10 Control diagram of the inner current controller .....	16
Fig. 11 Control diagram of the DC link voltage controller .....	17
Fig. 12 Control diagram of the P, Q controller .....	18
Fig. 13 Modeling of the MMC-HVDC system : single-line diagram .....	19
Fig. 14 The active and reactive power of MMC-HVDC .....	20
Fig. 15 Waveforms of SM capacitor voltage in phase-a .....	20
Fig. 16 Number of output voltage level in upper/lower arm in phase-a .....	21
Fig. 17 Converter terminal voltage and total harmonic distortion .....	21
Fig. 18 The active and reactive power of MMC-HVDC .....	22
Fig. 19 Converter terminal voltage and Total Harmonic Distortion .....	22
Fig. 20 Structure of the power system in Jeju Island in 2014 .....	23
Fig. 21 Modeling of the power system in Jeju Island .....	26
Fig. 22 Modeling of LCC-HVDC system and wind farm .....	27
Fig. 23 Modeling of the thermal plant .....	27
Fig. 24 Simulation results of scenario 1: active and reactive powers .....	29
Fig. 25 Simulation results of scenario 1: grid voltage, Total Harmonic Distortion, grid frequency .....	30
Fig. 26 Wind farm's output power: reference and response powers .....	31
Fig. 27 Simulation results of scenario 2 : active and reactive powers .....	32
Fig. 28 Simulation results of scenario 2 : grid voltage, Total Harmonic Distortion, grid frequency .....	32
Fig. 29 Simulation results of scenario 3 : active power .....	34

Fig. 30 Simulation results of scenario 3 : reactive power ..... 35  
Fig. 31 Simulation results of scenario 3 : grid voltage, grid frequency ..... 35

## 표 목 차

Table 1 State of the SM according to current direction .....	7
Table 2 The output voltage of the MMC system for 5-level .....	11
Table 3 Parameters of the MMC-HVDC system .....	19
Table 4 Parameters of power generation facilities in 2014 .....	24
Table 5 Status of wind farm in Jeju in 2014 .....	24
Table 6 Wind power marginal capacity in Jeju Island .....	25

## SUMMARY

Wind power is now one of the most promising resources in renewable energy. However, it has to be limited to install the wind turbines because the power system can be negatively influenced by a variable and uncertain nature of the wind energy.

This paper presents a method for calculating the wind power marginal capacity in Jeju Island in 2020. A MMC-HVDC system is suggested to increase the capacity of wind farms. The advantages of the MMC-HVDC system over other VSC-HVDC system are low harmonic, large power capacity and high reliability.

For the computer simulations, MMC-HVDC, wind farm, thermal plants and STATCOMs are modeled. To analyze the effect of the MMC-HVDC system to the wind farm in Jeju Island, three kinds of scenario are applied to the simulation by using PSCAD/EMTDC program.

- 1) 400 MW wind farm is in an unexpected fault from the Jeju power grid
- 2) the steady state operation under the variable speed wind
- 3) black-start by using MMC-HVDC system under the blackout in Jeju power system

These studies will be useful to analyze the quality of Jeju power system considering the effects of MMC-HVDC system at the wind farm. Moreover, the MMC-HVDC system which will be installed in Jeju Island in 2020 is also an effective method to increase the reliability of the Jeju power system with large scale wind farms.

# 1. 서 론

전 세계적으로 화석연료의 고갈과 환경오염에 대한 우려와 관심이 증대되면서 신재생 에너지에 대한 관심이 점점 높아지고 있다. 특히 갈수록 심각해지는 기후 변화와 2011년에 발생한 일본 원자력 발전소 사고로 인한 원자력 발전에 대한 안전 불감증이 커짐에 따라 우리나라에서도 신재생에너지에 대한 관심이 더욱 증가하고 있다. 그 중 풍력발전은 타 신재생에너지원에 비해 설치면적이 작고, 단위면적당 발전량이 많으며 풍향 자원이 많은 해상풍력발전 건설이 늘어남에 따라 부지, 소음, 생태계 파괴 등 여러 가지 문제를 줄일 수 있다.

이러한 시점에서 우리나라는 2009년 서남해안에 5 GW 이상의 대규모 풍력발전단지를 조성하는 프로젝트를 발표하였고, 제주특별자치도 역시 'Carbon Free Island Jeju by 2030' 계획을 발표한 바 있다. 계획 중에는 2020년까지 육상 350 MW, 해상 1 GW 규모의 풍력발전단지를 건설하여 2030년까지 100% 신재생 에너지 공급을 달성하기 위한 마스터플랜이 포함되어있다 [1].

그러나 현재 2013년 최대전력수요가 716.2 MW에 불과한 소규모의 독립계통인 제주 전력계통에 풍력발전설비 점유율이 증가할 경우 제주 계통내의 발전량이 증가하여 수요보다 공급이 더 많아지는 경우가 발생할 수 있으며 이로인해 계통 주파수와 전압이 불안정해져 계통에 악영향을 미치게 된다. 이와 같은 경우 제주 계통에 연결되는 풍력발전 적정 용량인 풍력발전 한계용량을 산정하여 출력을 제한시켜야 한다 [2]. 전력거래소-제주지사가 매년 발표하는 풍력발전 한계용량은 2016년 416 MW, 2018년 648 MW이고 2020년인 경우 662 MW로 풍력발전 전체 설비용량의 49%에 불과하다. 이는 한계용량을 넘는 풍력발전단지 출력에 대해서는 기동/정지 또는 출력 제한 등의 급전지시가 이루어질 수 있다 [3][4].

이러한 문제점을 해결하기 위해 제주와 육지계통을 연계하는 제 3 연계선이 2017년 건설 할 계획에 있다. 제주도의 경우 전력 수급의 어려움과 예비율 저하 문제에 따른 제주지역 전력계통의 취약성 보강이 시급하다는 이유로 제 1, 2 연계선을 설치했다. 하지만 설치된 연계선의 경우 전류형(Line Commutated Converter : LCC) 고전압직류(High Voltage Direct Current : HVDC) 송전 시스

템으로 전력을 송·수전 시 무효전력 보상이 반듯이 필요로 하게 되고, 고조파 발생으로 인한 제주 계통 안정도에 영향을 주고 있다 [5].

따라서 본 논문에서는 풍력발전단지에서 생산된 전력을 안정적으로 육지계통과 연계하고, 제주계통을 안정적으로 운영하기 위한 방안으로 제 3 연계선에 전압형 모듈형 멀티레벨 컨버터(Modular Multilevel Converter : MMC) 고전압직류송전 시스템을 적용하였다. 우선 제주계통에 요구되는 HVDC 시스템의 정격 용량과 전압 레벨, 제어기를 선정하기 위한 MMC 시스템의 이론을 다루고 이론을 바탕으로 PSCAD/EMTDC 프로그램을 이용하여 200 MVA급 MMC-HVDC 시스템을 모델링하고 시스템 해석을 수행하였다.

그리고 모델링한 MMC-HVDC 시스템을 1,350 MW의 풍력발전단지가 포함된 2020년 제주전력 계통에 연계된 것을 가정하여 MMC-HVDC 시스템이 풍력발전단지 탈락 시와 풍속이 급변할 때 풍력발전단지의 출력에 따라 응동하게 할 경우 계통에 미치는 영향을 예측할 수 있는 시뮬레이션을 수행하였다. 또한 제주계통 전체가 정전되었을 때, 발전소가 아닌 MMC-HVDC 시스템이 초기기동을 담당하도록 계통 복구 해석 시뮬레이션을 수행하였다.

## 2. MMC-HVDC 시스템의 모델링과 해석

최근 전 세계 전력 시장의 흐름은 중국의 대규모 HVDC 시스템 투자 계획과 유럽의 Super Grid, 북미의 Grid 2030 프로젝트와 같이 장거리 대용량 전력전송 및 비동기 계통 연계를 위한 HVDC 시스템에 대한 관심 및 투자와 연구가 확대되고 있다 [6].

HVDC의 종류에는 전류형과 전압형(Voltage Source converter : VSC)으로 구분된다. LCC-HVDC 시스템의 경우 현재 제주도과 육지 계통을 연결해주는 해남-제주사이의 제 1 연계선, 진도-제주사이의 제 2 연계선이 대표적으로, 이는 전력제어를 위해 전력 반도체 소자인 사이리스터의 점호각을 제어하기 때문에 컨버터의 교류 전류의 위상은 항상 전압에 뒤지게 된다. 그래서 지연된 전류를 흡수하기 위한 무효전력 보상이 필요하며, HVDC 시스템 인버터 측 계통에 발전기, 동기조상기와 같은 회전기 기기 또는 STATCOM과 같은 무효전력 보상장치가 설치되어야 한다. 특히 이 시스템은 고조파를 발생시키기 때문에 이를 제거하기 위한 고조파 필터가 필수적으로 필요하다.

이런 LCC-HVDC 시스템의 단점을 보완하기 위해 나온 것이 VSC-HVDC 시스템이며, IGBT, GTO 같은 전압형 전력용 반도체 소자를 사용하여 전력 제어를 한다. LCC-HVDC 시스템과 비교했을 때, 고속 스위칭에 의한 고조파가 큰 폭으로 감소해 고조파 필터의 크기가 상대적으로 작아질 수 있으며, 무효전력 보상이 필요하지 않다. 그리고 유효전력과 무효전력제어가 독립적으로 가능하다. 특히 모듈화 및 규격화된 설계로 짧은 기간에 전력 전송이 가능하며, 전압과 전력 제어가 용이하다. 또한, 연계된 교류전압의 단락비와 무관하며, AC 전압을 만들어 교류전원이 없어도 동작이 가능하기 때문에 전류원에서는 불가능한 Black Start가 가능하다. 또한 신재생 에너지원의 증가로 전력계통에 미치는 불안정한 면을 해결하기 위한 대안으로 응답속도가 빠르고 능동적인 제어가 가능한 VSC-HVDC 시스템이 많은 관심을 받고 있다 [7]. 하지만 고속 스위칭을 해야 하는 기존 2-레벨 VSC-HVDC 시스템의 경우 스위칭에 의한 손실률이 5~10% 가까이 되므로 시스템이 대용량화될수록 경제성과 수명이 뒤 떨어진다 분석이

있다 [8]. 산업계에서 스위칭 소자의 전압 제한을 극복하고자 MMC 시스템을 적용한 MMC-HVDC 시스템에 관한 연구가 수 십 년간 진행되어왔다.

MMC 시스템 구조의 특징은 다음과 같다 [9]-[11].

1. 하위모듈(Sub-Module)을 직렬로 연결해 손쉽게 전압 레벨을 높일 수 있어서 수 십 kV에서 수 백 kV에 이르는 송·배전급 고전압에 적용이 가능하며, 대용량으로 확장이 용이한 구조를 갖는다.
2. 통상 수 십~수 백 개의 하위 모듈이 직렬 연결되어 한 leg를 구성하므로, 각 모듈의 평균 스위칭 주파수가 낮더라도 높은 전압 출력 레벨로 인해 출력 전압의 고조파 함유율이 매우 낮아진다. 따라서 낮은 스위칭 손실로 높은 효율의 운전이 가능함과 동시에 계통과 연계되는 교류 출력 단에 수동 필터를 대폭 줄이거나 없앨 수 있다.
3. 출력 전압은 높은 전압 레벨을 형성하기 때문에 단위 시간당 전압 및 전류 상승률(dv/dt, di/dt)은 매우 낮고 정현파에 가까운 교류 전압, 전류를 갖게 되므로 일반적인 표준 교류 변압기의 적용이 가능하다.
4. 각 하위모듈 고장 시를 대비해 추가적인 모듈을 두어 고장이 발생한 모듈만 바이패스시켜 전체 시스템에 큰 영향을 주지 않고 정상 운전이 가능하다.

위와 같은 특징으로, 세계 각국의 유명 HVDC 시스템 제조사 중 독일의 Siemens사는 'HVDC PLUS', 스위스의 ABB사에서는 'HVDC Light', 프랑스의 Alstom사에서는 'HVDC MaxSine' 라는 제품으로 세계 시장에 MMC-HVDC 시스템을 내놓고 있다.

VSC-HVDC 시스템의 첫 상용화는 ABB사가 1999년 스웨덴의 고틀랜드 섬에 설치한 것이 최초의 상업 운전이며, MMC-HVDC 시스템의 경우 최대 900 MW, DC 전압  $\pm 320$  kV를 적용한 HVDC Light Gen 4th가 2015년 독일의 Dolwin 2에 건설될 예정이다 [12].

Siemens사는 2010년에 설치용량 400 MW, DC 전압  $\pm 200$  kV인 Trans Bay Cable 프로젝트에 세계 최초 MMC 시스템을 상용한 것을 시작으로 독일의 4개의 해상 풍력 발전 프로젝트를 포함하여 총 6개의 프로젝트를 진행하고 있으며, 그 중에서 2014년에는 2000 MW의 대용량 MMC-HVDC 시스템이 프랑스와 스페인을 연계할 예정이다 [13].

Alstom사의 경우 2014년 상업 운전을 목표로 Tres Amigas Superstation에 750 MW, DC 전압  $\pm 345$  kV인 MMC-HVDC 시스템을 수주하였고, 2012년 스웨덴의 남부와 서부를 잇는 HVDC 프로젝트 계약에 성공하였다 [14].

## 2.1 MMC의 구성

Fig. 1(a)는 N개의 하위모듈을 갖는 N+1 레벨 3상 MMC 시스템의 회로를 보여준다. 입·출력은 DC측과 3상 AC측으로 구성되어 있다.

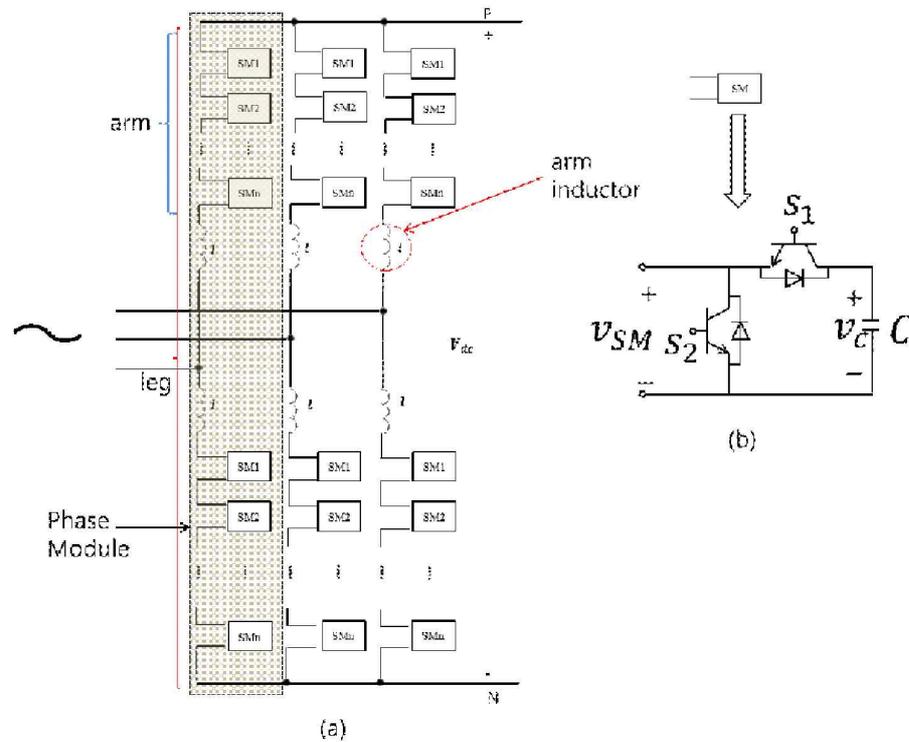


Fig. 1 Three-phase MMC and Sub-Module topology

정류기로 동작 할 경우, 계통 측 AC 전원을 제어하여 원하는 DC 출력을 얻을 수 있고 반대로, 인버터로 동작할 경우 DC 전원으로부터 원하는 AC 출력을 얻을 수 있다. MMC-HVDC 시스템은 두 개의 MMC 시스템이 DC 링크를 공유하여 연결되는 Back-to-Back 시스템 형태를 갖는다. MMC 시스템에서 한 상을

leg라 칭하며, 한 leg는 upper arm과 lower arm으로 구성되어 있다. MMC 시스템은 총 3개의 leg, 즉 6개의 arm으로 구성되어 있으며, 각 arm에는 MMC 시스템 사고 시에 급격한 전류의 증가를 방지하고 순환 전류의 크기를 제한하기 위해 arm 인덕터가 존재한다.

Fig. 1(b)는 하위모듈이며, IGBT 두 개와 하위모듈 캐패시터가 반파정류 형태로 이루어져 있다.

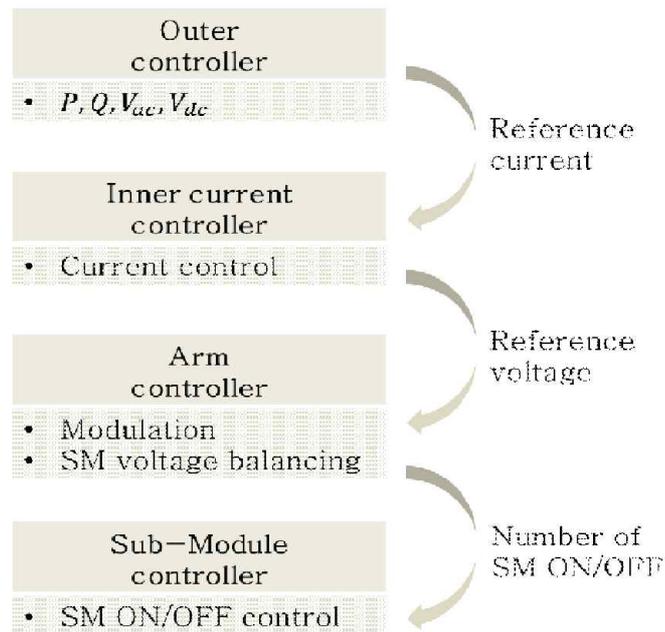


Fig. 2 Overall control structure of the MMC system

Fig. 2는 MMC의 제어기 구조를 보여준다. 제어기는 총 4파트로 최상위 제어기인 외부제어기와 전류제어기, arm 제어기, 하위모듈 제어기로 구성되어 있다. 외부제어기에서 유/무효전력 및 DC 측 전압, 계통 전압을 제어하여 전류 지령치를 생성하고, 생성된 지령치는 하위 제어기인 내부 전류 제어기로 전달된다. 전류 제어기에서는 상위 제어기에서 받은 지령치를 제어하여 A, B, C상 기준전압의 지령치를 생성하고, 하위 제어기인 arm 제어기에 전달한다. arm 제어기는 기준 전압 변조와 하위모듈 캐패시터 전압 균등 알고리즘으로 구성되며, 전류 제어기에서 받은 지령치를 제어하여 각 arm의 하위모듈 중 ON 되어야 하는 하위모

들의 개수를 생성하고 하위모듈 제어기로 전달한다. 하위모듈 제어기는 전류 제어기에서 생성된 지령치를 이용하여 적절한 하위모듈의 내부 IGBT를 스위칭한다.

## 2.2 하위모듈 동작원리 및 MMC 수학적 모델

Table 1은 IGBT 스위칭 상태에 따른 하위모듈의 동작 특성을 보여준다. 하위모듈의 출력 전압은 하위모듈의 스위칭 상태에 따라 캐패시터의 전압 또는 0 이 된다.

Table 1 State of the SM according to current direction

	SM state 1	SM state 2
$i > 0$		
$i < 0$		

하위모듈 상태는 전류의 방향 및 하위모듈 내부 IGBT 동작에 따라 크게 두 가지로 분류된다.

1. 하위모듈 1 상태는 s1 ON, s2 OFF 상태이다. 이 때 전류가 양전류인 경우 캐패시터를 충전하게 된다. 반대로 음전류인 경우에는 캐패시터가 방전하게 된다. 따라서 하위모듈 1 상태에서는 전류의 방향에 따라 캐패시터가 충·방전을 하게 되고, 출력전압은  $v_m = V_c$ 가 된다.
2. 하위모듈 2 상태는 s1 OFF, s2 ON 상태이다. 이 때 전류가 양전류인 경우 전류는 s2를 통해 흐르게 되고, 음전류인 경우 다이오드를 통해 흐르게 되어 결국 하위모듈은 바이패스된다. 하위모듈 2 상태에서는 하위모듈이 전류

의 방향에 관계없이 전부 바이패스되며,  $m=0$ 가 된다.

이처럼 하위모듈의 동작 상태와 전류의 방향에 따라 캐패시터 전압은 변동하게 되고, 일정하게 전압을 유지시키기 위해서 전압 균등(Voltage Balancing) 알고리즘을 필요로 한다. 그리고 각 캐패시터의 전압과 용량은 식(2.1), 식(2.2)로 결정된다 [15].

$$V_{sm} = \frac{V_{dc}}{n} \quad (2.1)$$

$$C_{sm} = \frac{S}{3 \times k \times n \times \omega_n \times \epsilon \times V_{sm}^2} \times \left(1 - \left(\frac{k \times \cos\varphi}{2}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}} \quad (2.2)$$

여기서,

- $S$  : Rated Power
- $k$  : Voltage Modulation Index
- $n$  : The number of SM per arm
- $\omega_n$  : Fundamental Frequency
- $\epsilon$  : Voltage Ripple of the Capacitor
- $V_{sm}$  : Mean Value of the Capacitor Voltage
- $\cos\varphi$  : Power Factor

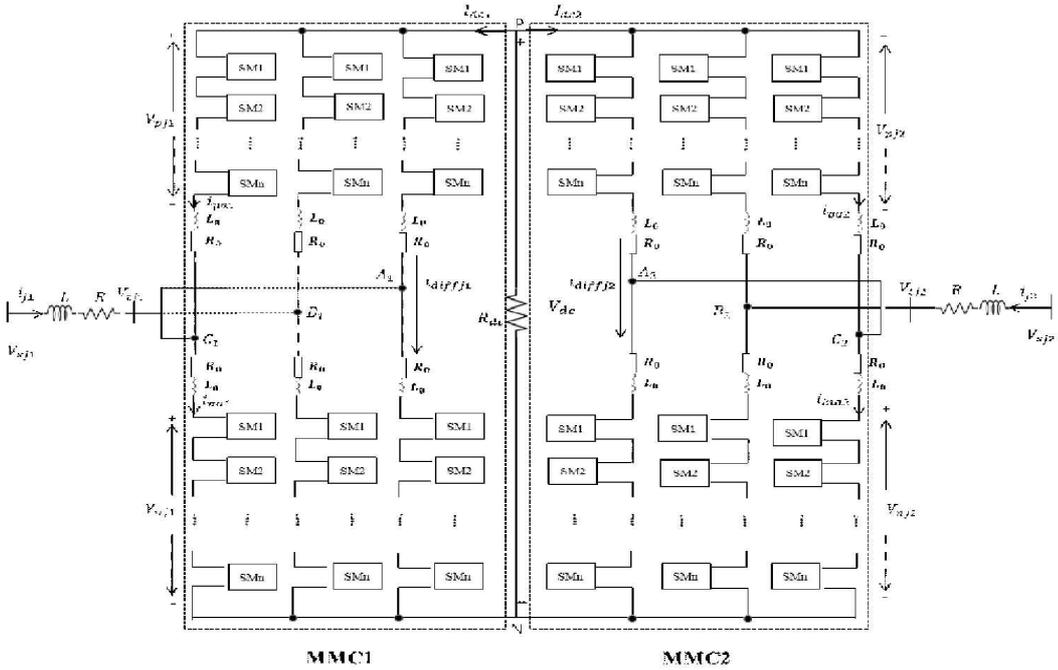


Fig. 3 Circuit diagram of the Back-to-Back MMC system

Fig. 3은 Back-to-Back MMC 시스템을 나타낸다. 일반적인 2-레벨 시스템과 유사하며 여기서  $B_k, C_k$  ( $k = MMC 1, 2$ )는 각 leg의 출력 단자이다.  $L_0$ 와  $R_0$ 는 arm 인덕터와 arm의 손실분을 표현하기 위한 저항이다. 그리고  $V_{dc}$ 는 DC측 전압,  $I_{dc}$ 는 DC측 전류를 나타내며,  $\langle v_{tj}, i_j \rangle$  ( $j=a,b,c$ )는 컨버터단의 출력 전압 및 출력 전류,  $\langle v_{pj}, v_{nj} \rangle$ 는 upper, lower arm의 전압,  $\langle i_{pj}, i_{nj} \rangle$ 는 각 arm에 흐르는 arm 전류를 나타낸다. 또한  $i_{diffj}$ 는 j상의 흐르는 순환 전류를 의미한다.

위 Fig. 3 에서 키르히호프의 전류 법칙(KCL)을 이용하면 식(2.3)은 arm에 흐르는 전류, 식(2.4)은 순환전류, 식(2.5)은 출력전류를 유도할 수 있다.

$$i_{pj} = i_{diffj} + \frac{i_j}{2}, \quad i_{nj} = i_{diffj} - \frac{i_j}{2} \quad (2.3)$$

$$i_{diffj} = \frac{i_{pj} + i_{nj}}{2} \quad (2.4)$$

$$i_j = i_{pj} - i_{nj} \quad (2.5)$$

또한 키르히호프의 전압 법칙(KVL)을 사용하면 식(2.6)은 각 arm에 걸리는 전압이며, 출력 단자 전압은 식(2.7)과 같이 유도 할 수 있다.

$$v_j = \frac{V_{dc}}{2} - v_{tj}, \quad v_{nj} = \frac{V_{dc}}{2} + v_{tj} \quad (2.6)$$

$$v_{tj} = \frac{1}{2}(v_{nj} - v_{pj}) \quad (2.7)$$

### 2.3 MMC 시스템의 출력전압

MMC 시스템 한 상의 출력전압은 식(2.7)과 같이 lower arm의 전압과 upper arm의 전압의 차가 되며, Fig. 4와 같이 lower arm의 하위모듈 ON 개수와 upper arm의 하위모듈 ON 개수는 서로 상보 관계로  $N_{upper} + N_{lower} = N$  식이 성립 된다.

여기서,

- $N_{upper}$  : upper arm 하위모듈의 ON 개수
- $N_{lower}$  : lower arm 하위모듈의 ON 개수
- $N$  : 한 arm을 구성하는 하위모듈의 개수

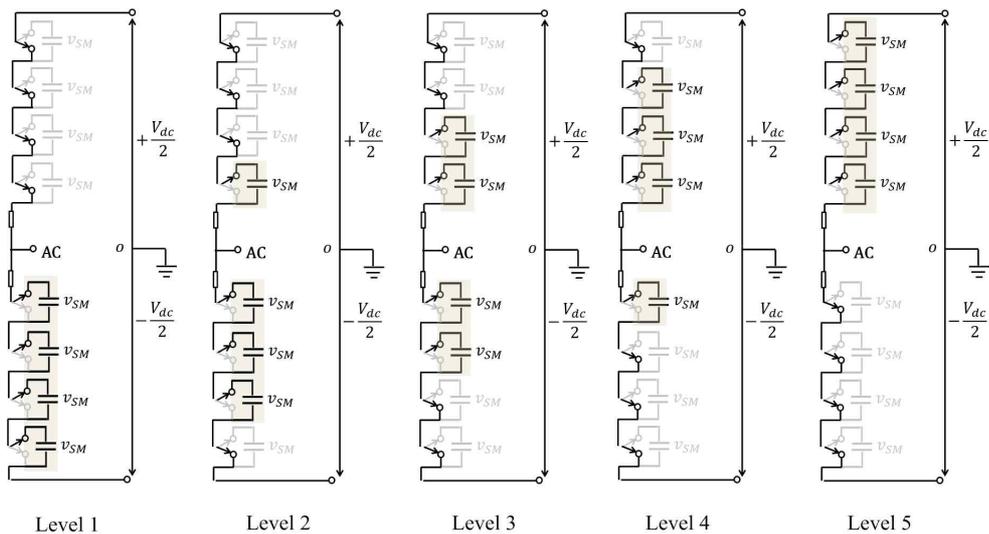


Fig. 4 Single-phase schematics of 5-level converter

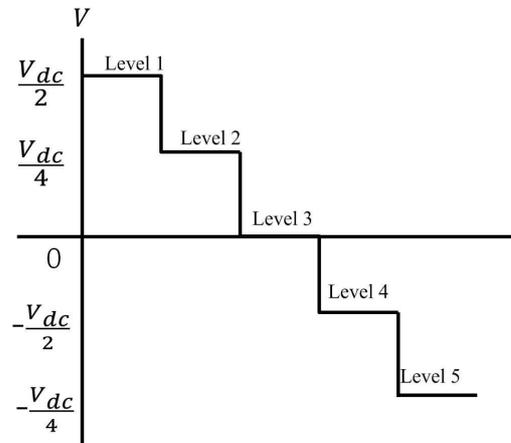


Fig. 5 Voltage waveform of a 5-level converter

5-레벨 MMC 시스템의 출력 전압을 살펴보면 다음 Table 2와 같다.

Table 2 The output voltage of the MMC system for 5-level

level	The number of lower arm SM on state	The number of upper arm SM on state	Output voltage
1	<u>4</u>	<u>0</u>	$\frac{2}{c} V_{dc}$
2	<u>3</u>	<u>1</u>	$\frac{V_{dc}}{4}$
3	<u>2</u>	<u>2</u>	0
4	<u>1</u>	<u>3</u>	$-\frac{V_{dc}}{4}$
5	<u>0</u>	<u>4</u>	$-\frac{2}{c} V_{dc}$

## 2.4 변조 방법

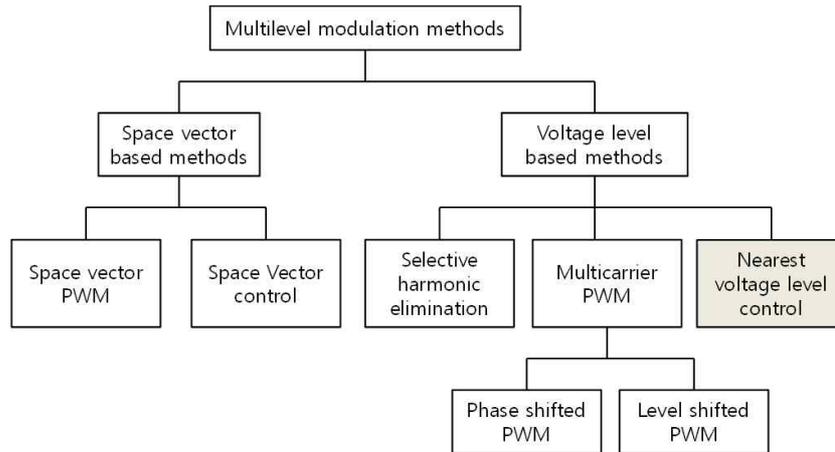


Fig. 6 Classification of multilevel modulation methods

Fig. 6은 여러 가지의 MMC 시스템의 변조 방법을 보여주고 있다 [16].

본 논문에서는 기준 전압을 일정한 주기로 sampling 하여 측정된 전압을 반올림하여 계단형 전압의 레벨을 결정하는 NLC(Nearest Level Control) 변조 방법을 사용하였다. NLC 변조 방법의 경우 타 변조방법에 비해 전압 오차가 상대적으로 크지만, 빠르게 제어할 수 있어 실시간 적용이 가능하다는 장점이 있다 [17].

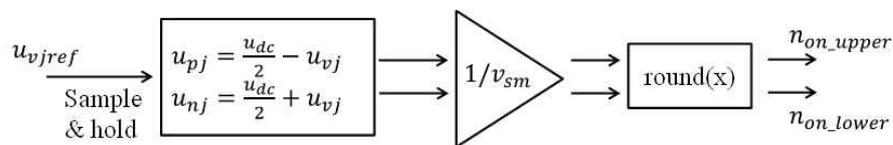


Fig. 7 Block diagram of the NLC method

Fig. 7은 NLC 변조 방법을 간단하게 도식화 한 것이다. 내부 전류 제어기에서 생성된 기준전압을 일정한 주기로 샘플링을 한 뒤 upper/lower arm의 기준전압으로 분리한다. 그리고 캐패시터 평균 전압 값으로 나눈 뒤 반올림하여 스위칭될 하위모듈 개수를 정하게 된다.

## 2.5 하위모듈 전압 균등 알고리즘

MMC 시스템에서 각 arm에 있는 모든 하위모듈의 캐패시터 전압이 일정한 값 ( $V_c$ ,  $N$ )을 유지하지 못하면, 순환전류가 증가하고 출력 전압의 THD(Total Harmonic Distortion)가 증가하게 된다. 그러므로 모든 하위모듈의 캐패시터 전압을 일정한 값으로 유지시키기 위해서 전압 균등 알고리즘이 적용되어야 한다.

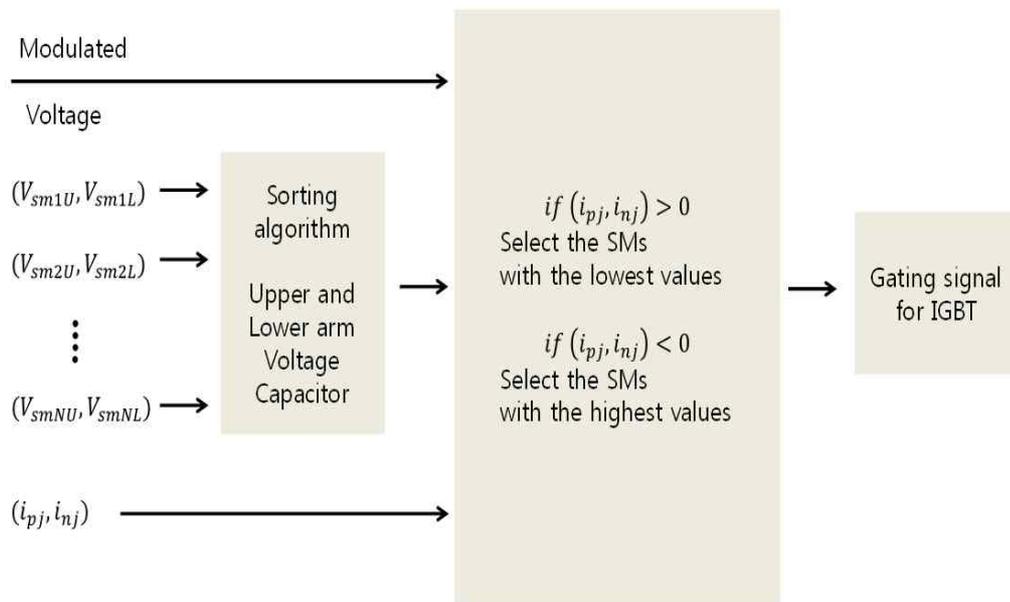


Fig. 8 Sub-Module capacitor voltage balancing algorithm

Fig. 8은 전압 균등 알고리즘을 간단하게 도식화한 그림이다. 전압 균등 알고리즘은 정렬 알고리즘과 선택 알고리즘으로 분류된다. 우선, 매 시간마다 각 arm에 흐르는 전류와 모든 하위모듈의 캐패시터 전압 값을 모니터링하여, 각 arm 별로 하위모듈의 캐피시터 전압 값을 오름차순 또는 내림차순으로 정렬하는 알고리즘을 거친다. 그리고 변조된 출력전압에 의해 ON 스위칭 개수가 결정되면 해당하는 전압 레벨을 만들기 위해서 각 arm 별로 선택 알고리즘을 거치게 된다.

선택 알고리즘은 다음과 같다.

- 하위모듈은 ON 상태 일 때, 전류의 방향에 따라 캐패시터 전압이 충·방전이

된다. 양전류일 때는, 캐패시터가 충전되므로 정렬 알고리즘에 의해 내림차순으로 정렬된 하위모듈의 캐패시터 전압 중 가장 낮은 전압을 갖는 하위모듈을 찾아 충전시켜 하위모듈들이 일정한 전압을 유지하도록 한다.

- 반대로 음전류일 경우, 하위모듈의 캐패시터가 방전하는 상태이므로 정렬 알고리즘에 의해 오름차순으로 정렬된 캐패시터의 전압 중 높은 전압을 갖는 하위모듈을 찾아 방전시켜 일정하게 유지한다.

## 2.6 제어이론 및 모델링

Fig. 9은 MMC-HVDC 시스템의 전체적인 제어를 보여준다. MMC-1에서는  $P_1$ 와 무효전력을 제어하고, MMC-2에서는 유효전력과 무효전력 또는 AC 계통 전압 제어를 수행하게 된다.

MMC 시스템은 다음과 같은 전압방정식으로 나타낼 수 있다.

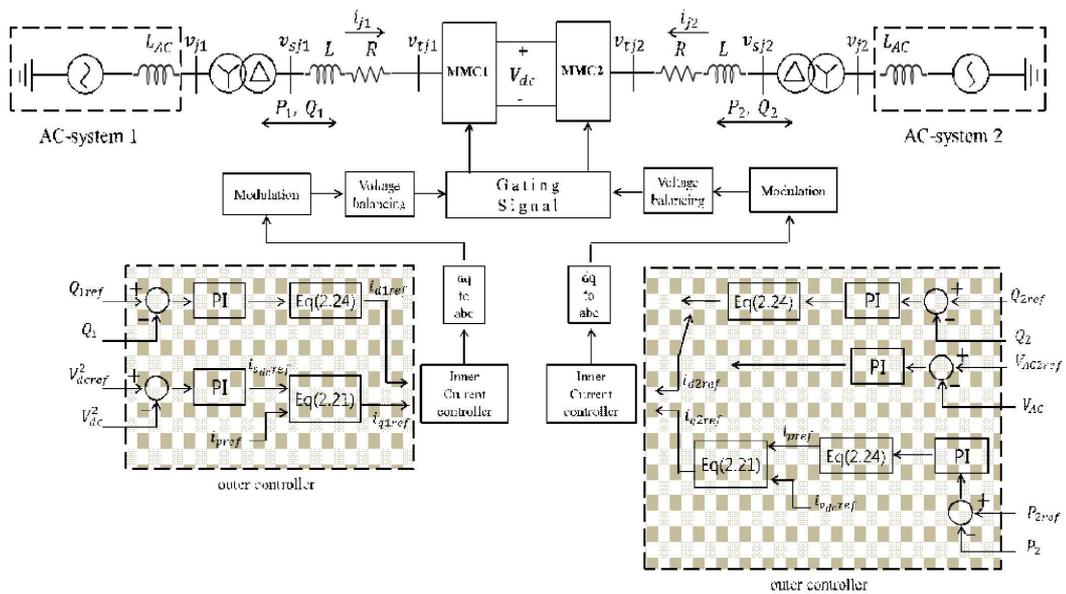


Fig. 9 Schematic diagram of overall MMC-HVDC system control

$$j \quad L \frac{di_j}{dt} + V_{tj} \quad (2.8)$$

식(2.8)을 정지좌표계에서의  $\alpha$ - $\beta$ 전압 방정식( $\theta=0$ )으로 나타내면, 변환공식(2.9)을 이용하여 컨버터 단자 전압을 다음과 같이 식(2.11)으로 나타낼 수 있다.

$$T(\theta) = \begin{pmatrix} \cos\theta \cos(\theta - \frac{2}{3}\pi) \cos(\theta + \frac{2}{3}\pi) \\ \frac{2}{3} \sin\theta \sin(\theta - \frac{2}{3}\pi) \sin(\theta + \frac{2}{3}\pi) \\ \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \end{pmatrix}, \theta = \int_0^t \omega_e dt \quad (2.9)$$

$$T(0) V_{tj} = T(0) V_{pj} - LT(0) \frac{di_j}{dt} \quad (2.10)$$

$$V_{t,\alpha} = V_{s,\alpha} - L \frac{di_\alpha}{dt} \quad (2.11)$$

$$V_{t,\beta} = V_{s,\beta} - L \frac{di_\beta}{dt}$$

그리고 동기좌표계에서의 d-q 전압방정식은 식(2.9)과 식(2.12)을 이용하여 식(2.13)과 같이 나타낼 수 있다.

$$T(\theta) V_{tj} = T(\theta) V_{pj} - LT(\theta) \frac{di_j}{dt} \quad (2.12)$$

$$V_{td} = V_{sd} - L_0 \frac{di_d}{dt} + \omega_e Li_q \quad (2.13)$$

$$V_{tq} = V_{sq} - L_0 \frac{di_d}{dt} - \omega_e Li_q$$

위 식을 정리하면 식(2.14)와 같이 된다.

$$V_{td} = -(K_p + \frac{K_i}{s})(i_{dref} - i_d) + \omega_e Li_q + V_{sd} \quad (2.14)$$

$$V_{tq} = -(K_p + \frac{K_i}{s})(i_{qref} - i_q) + \omega_e Li_d + V_{sq}$$

Fig. 10는 식(2.14)을 이용하여 내부 전류제어기를 모델링한 그림이다.

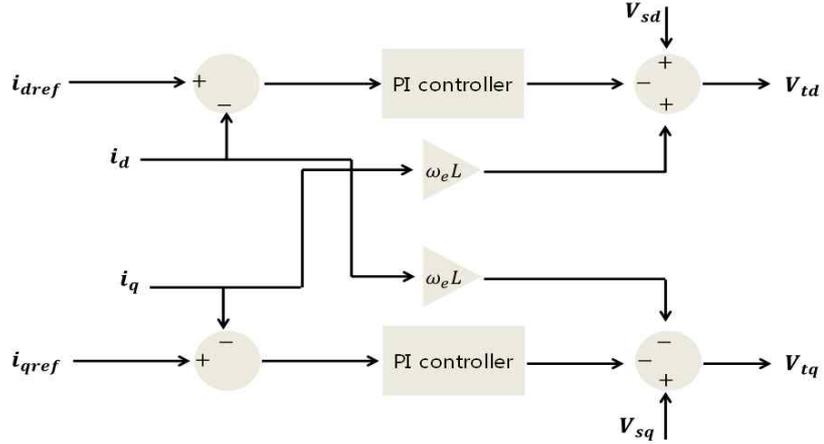


Fig. 10 Control diagram of the inner current controller

Fig. 9에서 DC 링크 전압은 식(2.15)으로 나타낼 수 있다.

$$c \frac{dV_{dc}}{t} = -\frac{1}{R_{dc}} V_{dc} - (i_{dc1} + i_{dc2}) \quad (2.15)$$

DC측 전력이 AC측으로 손실없이 모두 전달된다면, DC 링크 전류는 식(2.16)과 같이 나타낼 수 있고 동기좌표계로 변환하게 되면 식(2.17)이 된다.

$$i_{dck} = \frac{1}{V_{dc}} (v_{tak} i_{ak} + v_{tbk} i_{bk} + v_{tck} i_{ck}) \quad (k=1,2) \quad (2.16)$$

$$i_{dck} = \frac{3}{2} \frac{1}{V_{dc}} (v_{tdk} i_{dk} + v_{tqk} i_{qk}) \quad (2.17)$$

식(2.17)에 식(2.15)를 대입하면 식(2.18)이 되고  $i_{dc}$ 를 양변에 곱하게 되면 식(2.19)이 된다. 좌항은 커패시터에 저장되는 에너지, 우항의  $v_{dc}^2 / R_{dc}$ 은 MMC 시스템의 손실을 나타낸다. PLL을 통해  $v_{dk}=0$ 으로 제어하기 때문에 결국 식(2.19)은 식(2.20)으로 표현할 수 있다.

$$c \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{1}{R_{dc}} V_{dc} - \frac{3}{2} \frac{1}{V_{dc}} (v_{tdk} i_{dk} + v_{tqk} i_{qk}) \quad (2.18)$$

$$\frac{C_{dc}}{2} \frac{dV_{dc}^2}{dt} = -\frac{1}{R_{dc}} V_{dc}^2 - \frac{3}{2} (v_{tdk} i_{dk} + v_{tqk} i_{qk}) \quad (2.19)$$

$$\frac{d}{dt} \frac{1}{2} C_{dc} V_{dc}^2 = -\frac{V_{dc}^2}{R_{dc}} - \frac{3}{2} v_{tqk} (i_{q1} + i_{q2}) \quad (2.20)$$

q축 전류 기준 값  $i_{qref1}, i_{qref2}$  는 다음과 같이 정의된다 [18].

$$\begin{aligned} i_{qref1} &= -i_{pref} + i_{v,ref} \\ i_{qref2} &= i_{pref} + i_{v,ref} \end{aligned} \quad (2.21)$$

식(2.21)을 식(2.20)에 대입하여 최종 정리하면 식(2.22)과 같이 PI 제어기에 의한  $i_{v,ref}$  가 결정되어 Fig. 11과 같이 제어기를 설계할 수 있으며 최종적으로 DC 전압을 제어 할 수 있다.

$$i_{v,ref}(s) = (k_p + \frac{k_i}{s}) e_{dc}(s), \quad e_{dc}(s) = V_{dcref}^2 - V_{dc}^2 \quad (2.22)$$

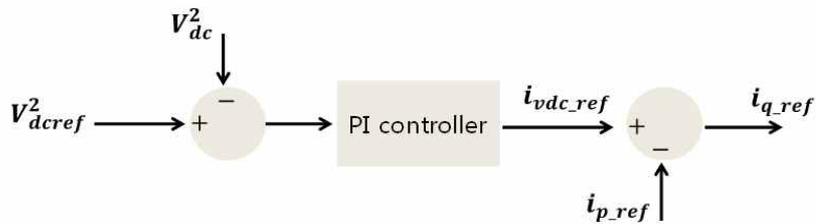


Fig. 11 Control diagram of the DC link voltage controller

유효전력과 무효전력제어의 경우 식(2.23)과 같이 나타낼 수 있고, 식(2.24a)와 식(2.24b)에 의해 결정된  $i_{qref}, i_{dref}$  로 유효전력과 무효전력을 제어할 수 있다. Fig. 12는 유효전력과 무효전력을 제어하는 외부 제어기를 보여준다.

$$\frac{3}{2}(v_{tdk}i_{dk} + v_{tqk}i_{qk}) = \frac{3}{2}v_{tqk}i_{qk} \quad (2.23)$$

$$Q_k = \frac{3}{2}(v_{tdk}i_{qk} - v_{tqk}i_{dk}) = -\frac{3}{2}v_{tqk}i_{dk}$$

$$i_{qkref} = \frac{P}{3/2v_{tqk}} \quad (2.24 \text{ a})$$

$$i_{dkref} = \frac{Q}{3/2v_{tqk}} \quad (2.24 \text{ b})$$

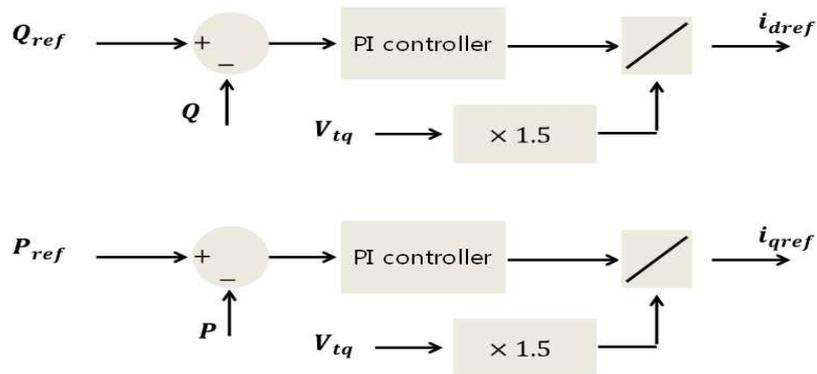


Fig. 12 Control diagram of the P, Q controller

## 2.7 시뮬레이션

다음 Table 3은 본 논문에서 모델링한 제 3연계선 MMC-HVDC의 사양을 나타낸 것이다.

Table 3 Parameters of the MMC-HVDC system

Rated power	200 MVA
Rated reactive power	100 MVar
AC system voltage	154 kV
Transformer ratio	154 kV/59.4 kV (Y/ $\Delta$ )
Modulation Index	0.97
Transformer power rating	250 MVA
Transformer leakage reactance	0.01 pu
DC link voltage	100 kV
Number of SM	20 ea
Voltage of SM	5 kV
Sub-Module capacitance	5000 $\mu$ F
Arm inductance	10 mH

Fig. 13은 PSCAD/EMTDC를 이용하여 MMC-HVDC 시스템을 모델링한 것이다.

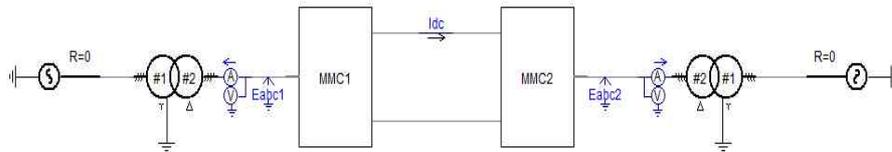


Fig. 13 Modeling of the MMC-HVDC system:  
single-line diagram

본 논문의 MMC-HVDC 시스템은 200 MVA로, MMC-2 측을 제주계통에 연결하여 유효전력은 최대 200 MW까지 송·수전할 수 있으며, 평소에는 무효전력을 0으로 제어하여 역률을 1로 한다. 그리고 이 시스템은 계통의 무효전력을 STATCOM 용량에 맞추어 1단계  $\pm 50$  MVar로 제어할 경우 유효전력은 최대

$\pm 196.65$  MW, 2단계  $\pm 100$  MVar로 제어할 경우에는 유효전력이 최대  $\pm 173.2$  MW까지 제어를 할 수 있다.

Fig. 14는 MMC-2의 유효전력 기준 값을 200 MW 수전, 송전 했을 때의 그래프이다. 유효전력의 경우 기준 값을 추종하며 빠른 응답속도를 보여주고 있으며, 이때 무효전력 역시 기준 값인 0을 추종하고 있다.

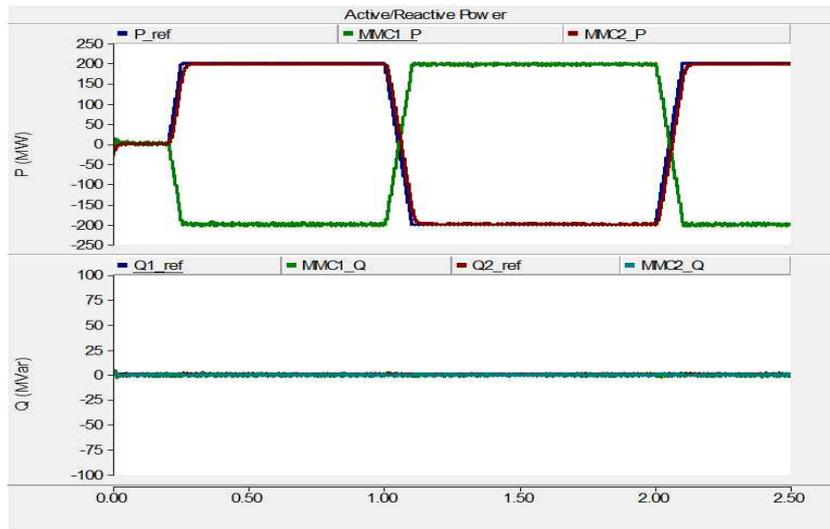


Fig. 14 The active and reactive power of MMC-HVDC

Fig. 15는 A상의 upper/lower arm의 하위모듈의 캐패시터 전압으로 전압 균등 알고리즘에 의해 평균 5 kV, 전압 리플은  $\pm 0.25$  kV를 유지하고 있다.

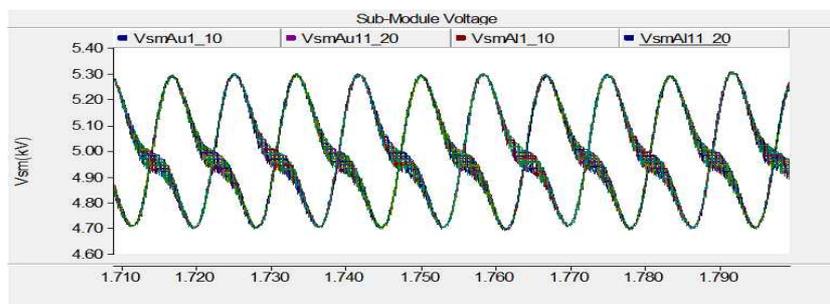


Fig. 15 Waveforms of SM capacitor voltage in phase-a

Fig. 16은 A상 upper/lower arm의 게이팅 신호이며 21-레벨을 형성하고 있다. Fig. 17은 MMC-2 상전압으로 정형파에 가까운 전압을 형성하고 있고, THD는 2.2% 이내로 유지하고 있다.

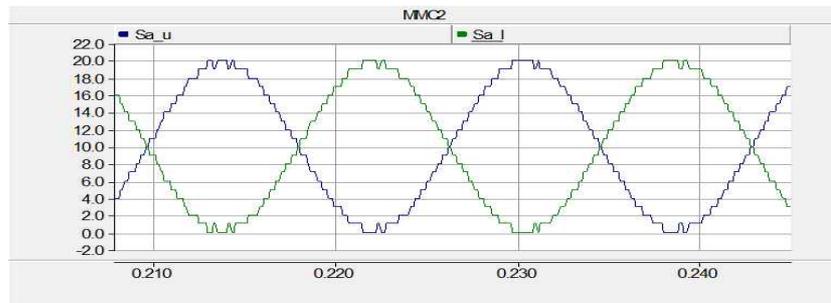


Fig. 16 Number of output voltage level in upper/lower arm in phase-a

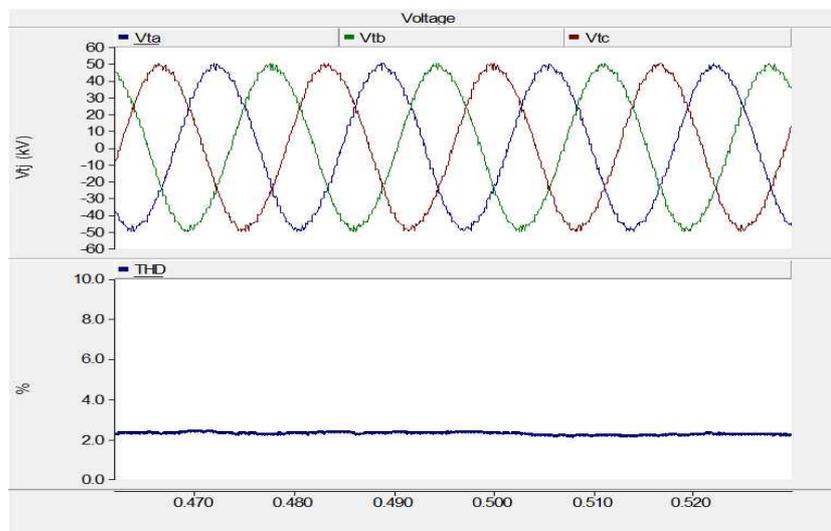


Fig. 17 Converter terminal voltage and total harmonic distortion

VSC-HVDC 시스템의 장점은 유효전력과 무효전력을 독립적으로 제어하는데 있다. 앞서 언급했듯이 모델링된 시스템은 제주계통에 연결된 2기의 STATCOM 용량인  $\pm 100$  MVar까지 무효전력을 공급할 수 있으며, 이때 유효전력은 최대  $\pm 173.2$  MW까지 공급할 수 있다.

Fig. 18은 MMC-2축에 무효전력을  $\pm 100$  MVar, 유효전력을  $\pm 173.2$  MW를 공급했을 때 출력 결과 파형이다. 유·무효전력을 서로 독립적으로 제어하여 기준값을 정확하게 추종하고 있다. 그리고 THD 역시 동일하게 2.2% 이내를 유지하고 있다.

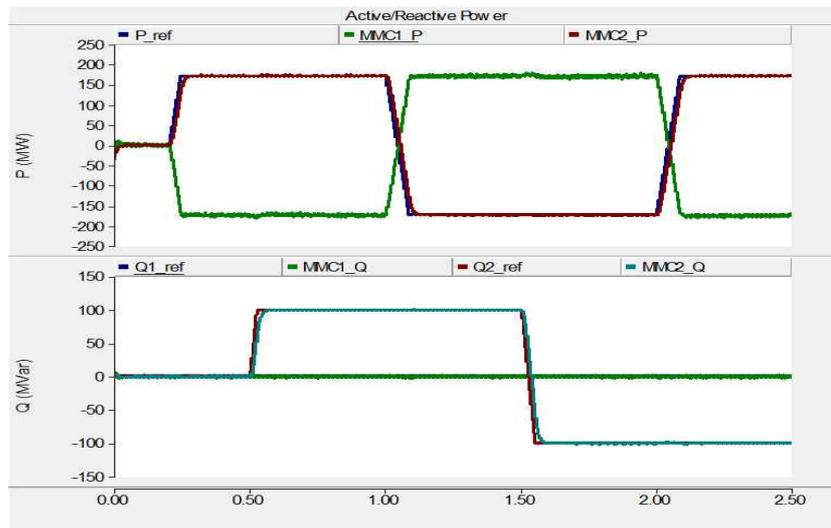


Fig. 18 The active and reactive power of MMC-HVDC

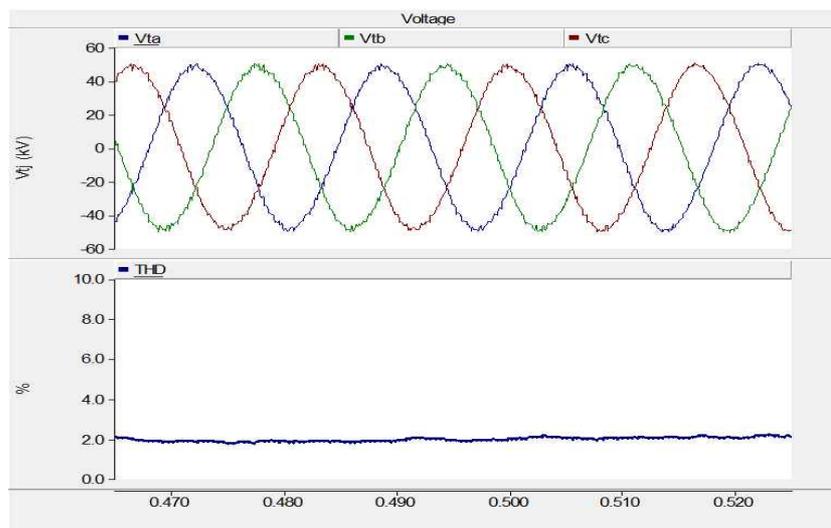


Fig. 19 Converter terminal voltage and Total Harmonic Distortion

### 3. 시뮬레이션 및 결과 고찰

#### 3.1 2020년 제주계통 전망 및 모델링

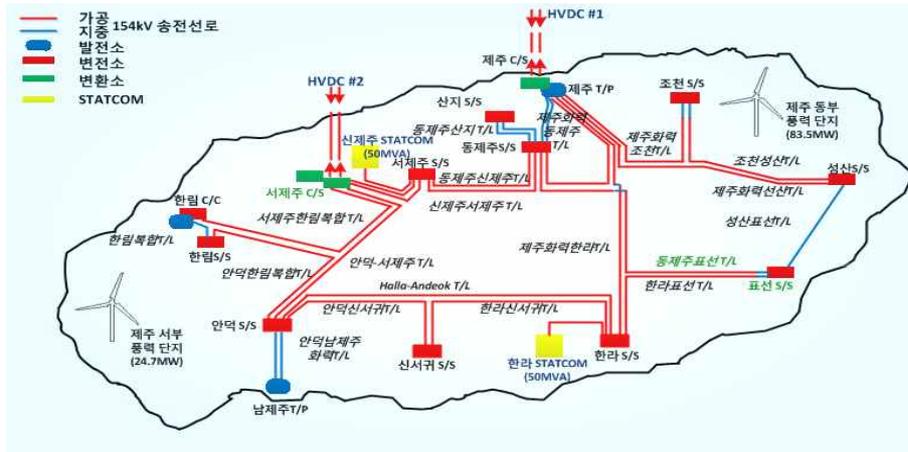


Fig. 20 Structure of the power system in Jeju Island in 2014

Fig. 20은 2014년 현재 제주계통을 보여준다. 제주계통은 154 kV 가공선로로 운영되며, Table 4와 같이 다양한 종류의 발전원을 가지고 있다. 제주화력 285 MW, 남제주 화력 200 MW, 한림복합 105 MW로 3개소의 발전소가 운전 중이다. 연계선의 경우 해남과 제주를 연결하는 제 1 연계선은 육지의 전력을 제주에 공급하기 위해 Alstom(구 Areva)사에 의해 1997년 완공되었으며, 1998년에 최대 용량 300 MW의 상업 운전을 시작으로 현재는 안정성을 고려하여 150 MW로 운전 중이다. 제 2 연계선은 제주와 진도를 연결하고 있으며 2012년 이후 제주 지역 전력 수급에 어려움이 가중되어 예비율이 저하될 것으로 예상되어 제주 지역 전력계통 취약성보강이 시급하다는 이유에서 2009년 설치되었다. 400 MW의 설비용량을 갖추고 있으며, 운전범위는 역시 안정성을 고려하여 최대 200 MW로 운전하고 있다 [19]. 그리고 신제주와 한라 변전소에 각각 50 MVar의 STATCOM이 무효전력을 보상하기 위해 설치 되어있다. 2017년에는 제 3 연계선(200 MW)을 건설될 예정이고, 2018년에는 중부발전의 55 MW G/T(Gas turbine)발전기가 폐지될 예정이다 [20].

Table 4 Parameters of power generation facilities in 2014

Generation Facility	Installed Capacity	Operating range		ramp rate (MW/min)	
		Min(MW)	Max(MW)		
Jeju T/P #2	75.0	45	79.0	1	
Jeju T/P #3	75.0	45	79.0	1	
Jeju D/P #1	40.0	28.0	40.0	1.2	
Jeju D/P #2	40.0	28.0	40.0	1.2	
Jeju G/T #3	55.0	16.0	44.0	5	plans to eliminate in 2018
NamJeju T/P #1	100.0	50	103.0	5	
NamJeju T/P #2	100.0	50	103.0	5	
Hallim C/C	105.0	41.0	90.0	8.7*2	
Wind Farm	108.3				
Solar energy	6.9				
LFG	2.2				
small hydro	0.46				
Haenam-Jeju HVDC	300	40.0	150.0		
Jindo-Jeju HVDC	400	60.0	200.0		

Table 5 Status of wind farm in Jeju in 2014

Name of Farm	Total Capacity (kW)
Hangwon	13,445
Hangyeong	21,000
Sinchang	1,700
Woljeong	1,500
Woljeong (offshore)	5,000
Seongsan	20,000
Samdal	33,000
Gimnyeong	1,500
Gasiri	15,000
Wollyeong	2,000
Gapado	500
Total	114,645

제주지역 풍력발전의 경우 2014년 1월 기준으로 Table 5와 같이 설치 되어있으며, 총 서부지역 풍력발전단지 25.2 MW, 동부지역 풍력발전단지 89.4 MW가 운영 중이다.

제주특별자치도에서 발표한 ‘Carborn Free Island Jeju by 2030’이 계획대로 추진된다면 2020년 제주계통에서 풍력발전설비 용량은 1,350 MW로 전체 발전설비(연계선 제외)에서 차지하는 비율이 2배 이상 된다. 2020년 제주특별자치도의 전력수요는 예측 증가율(4%)을 반영하게 되면 최소전력 465 MW, 최대전력 942 MW, 평균 부하는 670 MW로 풍력 발전 설비용량보다 작을 것으로 예상된다 [21].

도내 9대의 발전기 중 제주전력계통 안정을 위해서 상시 2대, 피크 시 4대 이상의 발전기가 필수적으로 가동되어야하므로 발전단가가 낮은 발전기인 남제주기력 발전소 #1, 2와 제주기력 1기가 최소발전량으로 운전한다고 가정 할 수 있다. 제 1 연계선의 경우 제주에서 육지계통으로 송전이 불가능하여 최소 전력만 수전 하고, 제 2 연계선의 경우 최대 용량으로 송전한다 가정할 수 있다. 2017년 이후 3 연계선이 건설될 경우 추가적으로 200 MW를 송전할 수 있다.

Table 6은 2020년까지의 200 MW 용량의 제 3 연계선 건설 유/무에 따라 나타난 풍력한계용량을 보여주고 있다. 2017년 제 3 연계선이 건설되지 않았을 때에는 2020년 풍력한계용량은 470 MW, 제 3 연계선 건설 시에는 670 MW가 된다.

Table 6 Wind power marginal capacity in Jeju Island

Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Minimum load	367	382	398	414	431	448	465
Thermal plant	155	155	155	155	155	155	155
HVDC #1	40	40	40	40	40	40	40
HVDC #2	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200
HVDC #3	0	0	0	-200	-200	-200	-200
Wind power marginal capacity without HVDC #3	372	387	403	419	436	453	470
Wind power marginal capacity with HVDC #3	372	387	403	619	636	653	670

Fig. 21은 2020년 제주 전력 계통을 PSCAD/EMTDC로 모델링한 그림이다. 선로정수는 2014년 실제 선로정수를 적용하였으며, 풍력발전단지의 경우 예상 건설 용량인 1,350 MW로 육상풍력발전은 동서 각각 250 MW, 100 MW, 해상풍력발전은 동서 각각 400 MW, 600 MW로 모델링하였으며 제 3 연계선으로 MMC-HVDC 200 MVA를 추가했다. 또한 제주화력발전소의 제주 G/T는 폐지하고, 부하는 2020년 예측 최소 전력인 465 MW로 부하역률 0.98을 적용하였다.

본 논문에서 사용된 풍력발전단지와 제 1, 2 연계선의 LCC-HVDC 시스템의 경우 하나의 전류원으로 등가 모델링하여 출력의 변동에 따라 유효전력의 값이 변동하도록 하였다. Fig. 22는 풍력발전단지와 LCC-HVDC 시스템을 등가 모델링한 것이다.

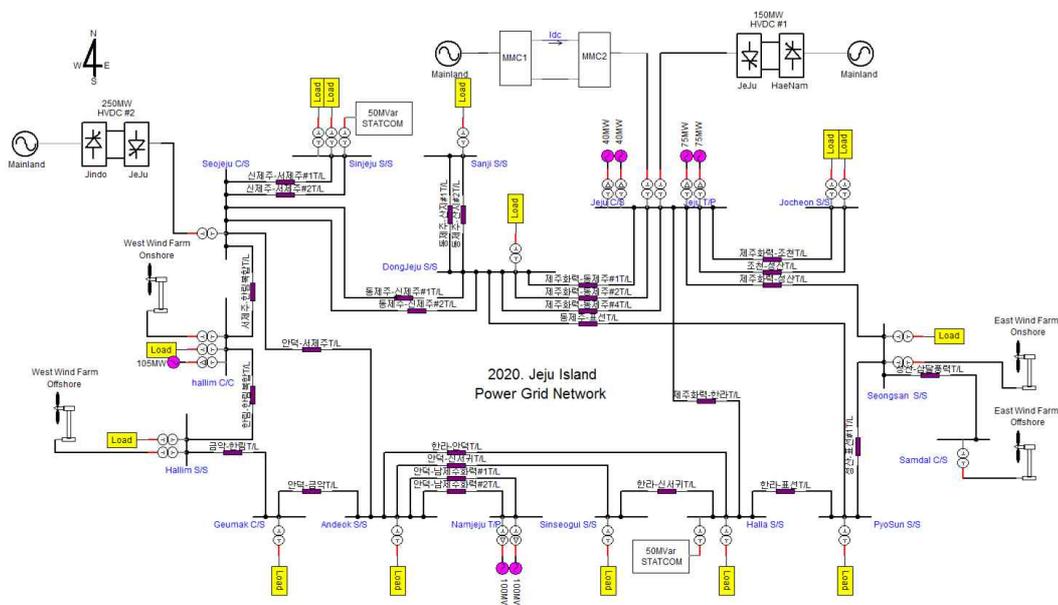


Fig. 21 Modeling of the power system in Jeju Island

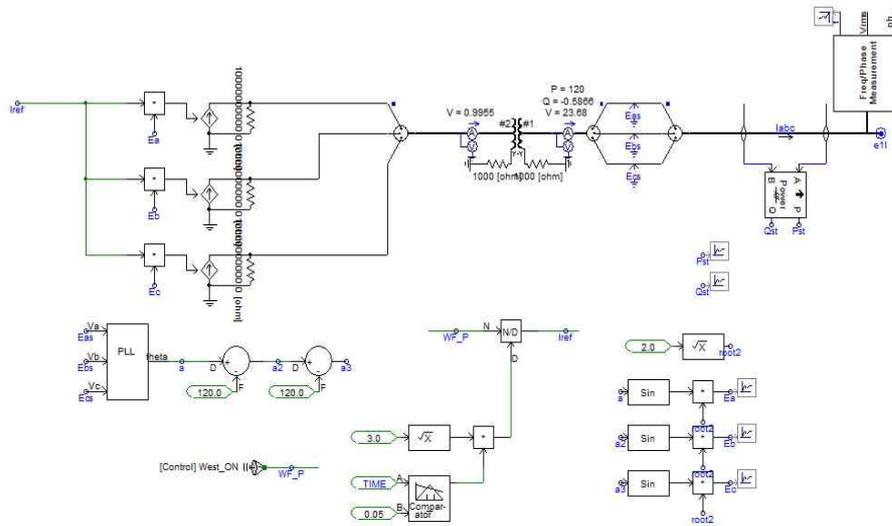


Fig. 22 Modeling of LCC-HVDC system and wind farm

실제 제주계통에 접속된 발전기의 경우 부하변동에 따라 응답하기 때문에 이러한 특성을 고려하기 위해 각 발전기 특성 시험을 통해서 결정된 발전기, 여자시스템 그리고 조속기/터빈 모델 정수를 적용하여 모델링하였다. Fig. 23은 PSCAD/EMTDC로 모델링한 기력 발전기 모델이다.

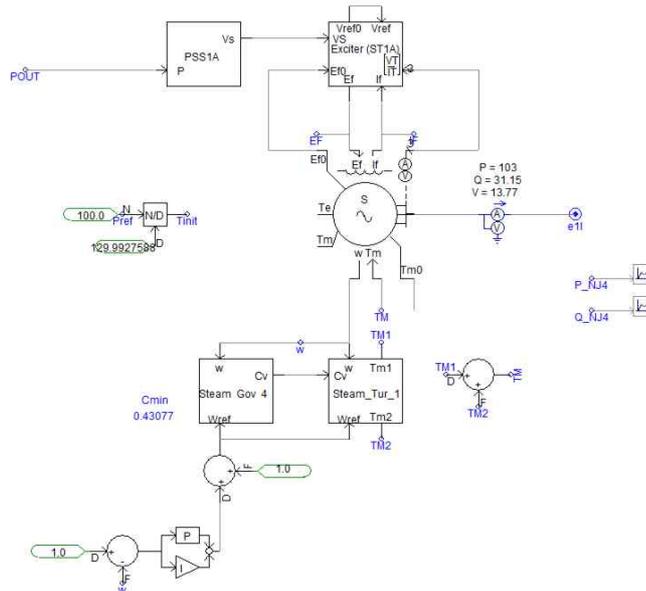


Fig. 23 Modeling of the thermal plant

2020년 제주계통은 총 세 가지의 시나리오로 시뮬레이션을 수행하였다. 첫 번째, 1,350 MW의 풍력발전단지 중에서 400 MW를 탈락시켜 MMC-HVDC 시스템의 응답상태와 전력 품질 특성을 분석하였다. 두 번째, 풍속변화에 따른 MMC-HVDC 시스템의 운전 특성을 해석하기 위해 가변풍속을 사용하여 분석하였다. 마지막으로, 전체 제주계통 정전 시 MMC-HVDC 시스템으로 Black start 를 하여 운전특성을 해석하기위한 시뮬레이션을 수행하였다.

### 3.2 시나리오 별 계통 시뮬레이션

#### 1) 시나리오 1 : 400 MW 풍력발전 탈락 시 해석

2020년 제주계통에서 제 3연계선이 응동 할 수 있는 풍력발전 최대 변동량은  $\pm 200$  MW인 총 400 MW이다. Fig. 24는 시뮬레이션 유효전력과 무효전력 결과 파형이다. 풍력발전단지의 출력은 한계용량으로 발전하다가 최대 400 MW까지 탈락하였을 때, 화력과 나머지 연계선이 응동 할 필요 없이 풍력발전에서 생산된 전력을 송전하던 제 3 연계선이 제주계통에 부족한 전력 200 MW를 신속하게 수전하고 있다. 계통에서 필요한 무효전력은 STATCOM에서 보상해 주고 있다.

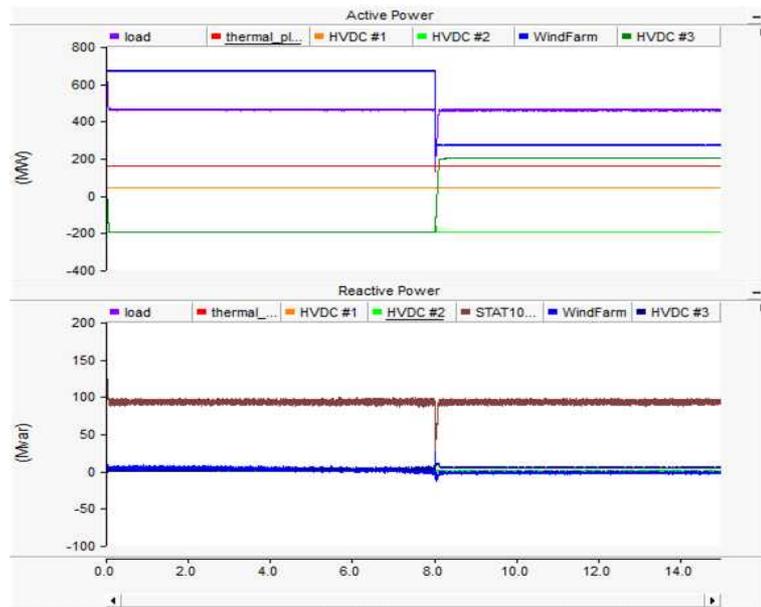


Fig. 24 Simulation results of scenario 1:  
active and reactive powers

Fig. 25은 계통 전압, THD, 주파수를 보여주고 있다. 400 MW의 풍력발전단지 탈락 시 계통전압은 0.62 P.U까지 떨어지고, 주파수는 0.6초 동안의 과도상태를 거쳐 정상상태로 돌아왔음을 보여주고 있다. THD는 정상상태에는 2.2%를 유지하고 있다.

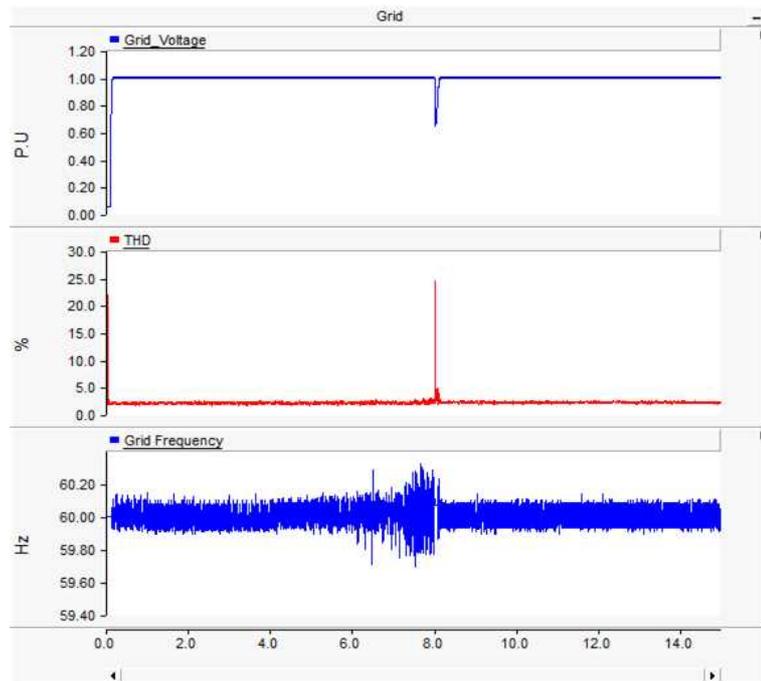


Fig. 25 Simulation results of scenario 1: grid voltage, Total Harmonic Distortion, grid frequency

2) 시나리오 2 : 풍속변화에 따른 해석

시뮬레이션에 사용된 풍력발전 단지 출력은 2013년 9월중 출력 변동이 심한 날짜인 15일의 풍력발전 출력을 바탕으로 2020년 예상 풍력발전 이용률과 풍력발전설비용량의 변화를 반영하여 예측하였다. Fig. 26은 2020년 예측 출력 곡선과 모델링되어진 풍력발전단지의 출력을 비교한 것이다. 최대 출력은 한계용량인 670 MW를 넘지 않게 하였다.

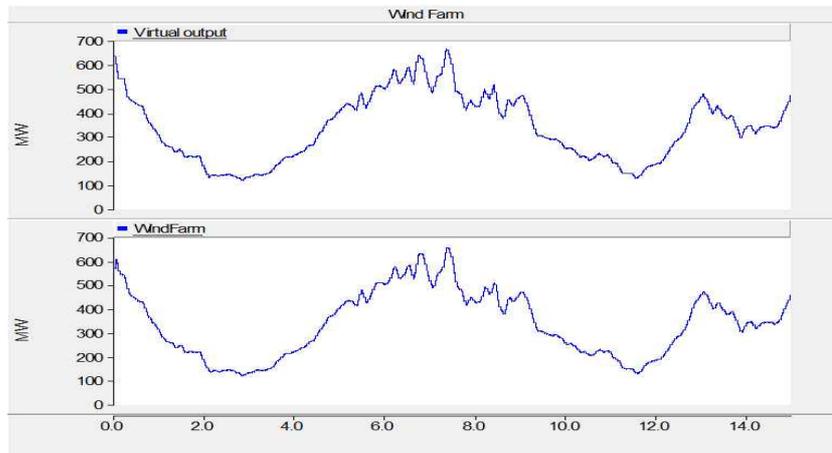


Fig. 26 Wind farm's output power: reference and response powers

Fig. 27은 가변 풍속에 의한 출력데이터를 사용하여 시뮬레이션 한 결과이다. 제 3 연계선의 빠른 응답특성으로 풍력발전단지 출력에 따라 유효전력을 송·수전을 하고 있다. 그리고 풍력발전단지의 발전량이 270 MW 이하로 내려갈 때는 타 발전원에서 계통 부하에 부족한 전력을 공급해줘야 하는데, 제 3 연계선은 최대 수전 용량인 200MW까지만 수전하고, 화력발전소에서 나머지 출력을 부하에 공급하기위해 155 MW 이상 발전하고 있다.

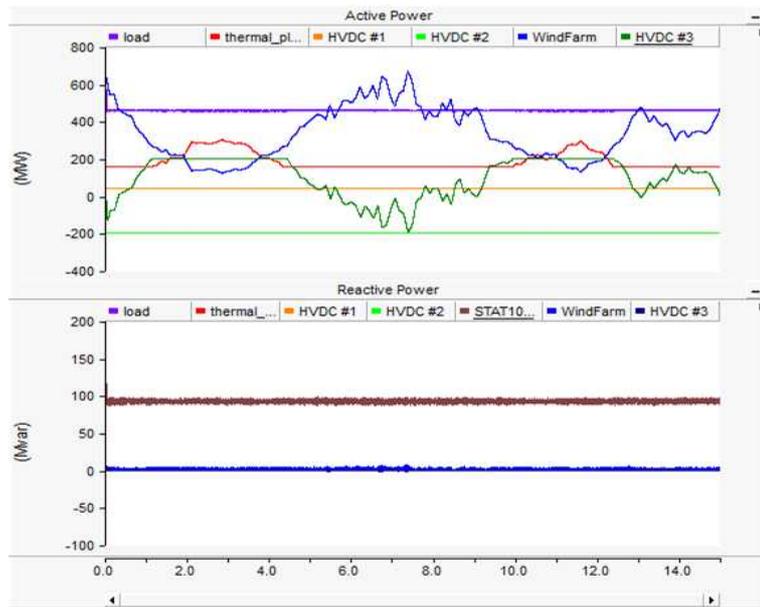


Fig. 27 Simulation results of scenario 2 : active and reactive powers

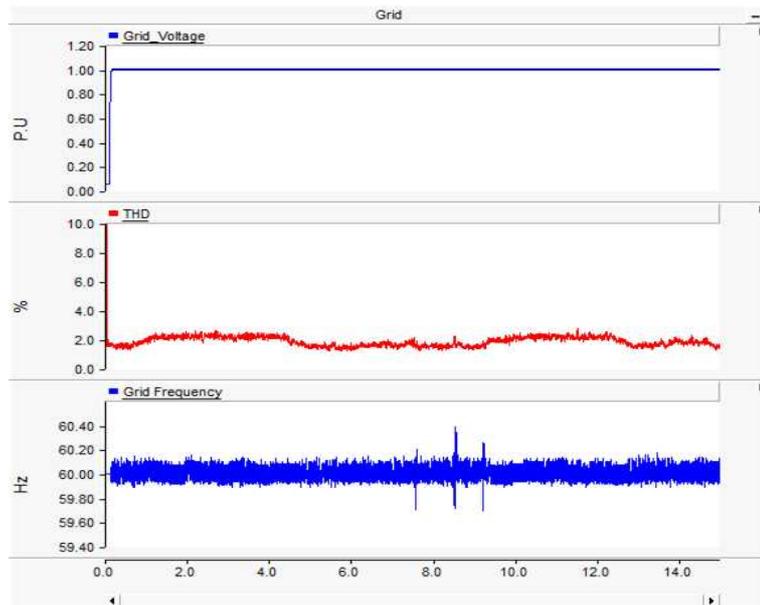


Fig. 28 Simulation results of scenario 2 : grid voltage, Total Harmonic Distortion, grid frequency

Fig. 28은 계통 전압과 주파수를 보여주고 있다. 전압의 경우 가변풍속에 영향 없이 1 P.U로 유지되고 있고, THD는 수전 시 최대 2.27%, 송전 시에는 최대

1.8%를 유지하고 있다. 주파수의 경우 전력품질유지 규정인 60.2~59.8 Hz 범위 내에 있어야 하지만 풍력발전 출력 변동이 심할 때 59.68~60.38 Hz 사이로 규정을 벗어나는 것을 볼 수 있다.

### 3) 시나리오 3 : 제주계통 전체 정전 시 제 3 연계선으로 계통 복구 해석

제주계통 정전 시 기존 세부복구계획은 다음과 같다 [22].

- ① 제주화력 G/T 3호기 및 제주 내연 2호기, 동기조상기 1호기 기동
- ② 신제주 STATCOM 투입
- ③ 한라 STATCOM 투입
- ④ 한림 복합 G/T 투입
- ⑤ 제주내연 1, 2호기, 제주기력 2, 3호기 투입
- ⑥ 남제주기력 1, 2호기 투입

기존에는 위와 같은 순으로 계통 복구가 진행되지만, MMC-HVDC 시스템의 경우 black-start가 가능하여 화력발전소 대신 MMC-HVDC 시스템을 이용하여 계통 복구 시뮬레이션을 수행하였다. 새로운 제주계통 복구 계획은 다음과 같다.

- ① MMC-HVDC 시스템 가압 및 수전, STATCOM 1기 투입
- ② 제주내연 #1, 2 기동, STATCOM 1기 투입
- ③ 제 1 연계선 가압 및 수전
- ④ 제 2 연계선 가압 및 수전 또는 송전, 풍력 발전 단지 투입

시뮬레이션 상의 샘플링 시간은 100us, 총 12초를 수행하였으며, 시간은 실제 시스템과 같은 시간으로 시뮬레이션을 보기 위함이 아닌 제어알고리즘과 타당성을 검증하기 위해 좀 더 빠른 결과를 볼 수 있도록 하였다. 정상적으로 운전되는 제주계통이 2초에 정전 후 3초에 제 3 연계선, STATCOM 1기 투입 후 안정 출력을 유지한 다음 5초에 나머지 STATCOM이 투입되고 곧바로 화력발전소가

투입이 된다. 이후 8초에 가압되었던 제 1 연계선을 통해 전력을 수전하고 10초에 제 2 연계선 및 풍력발전이 투입하여 정상적으로 계통이 운전되도록 하였다.

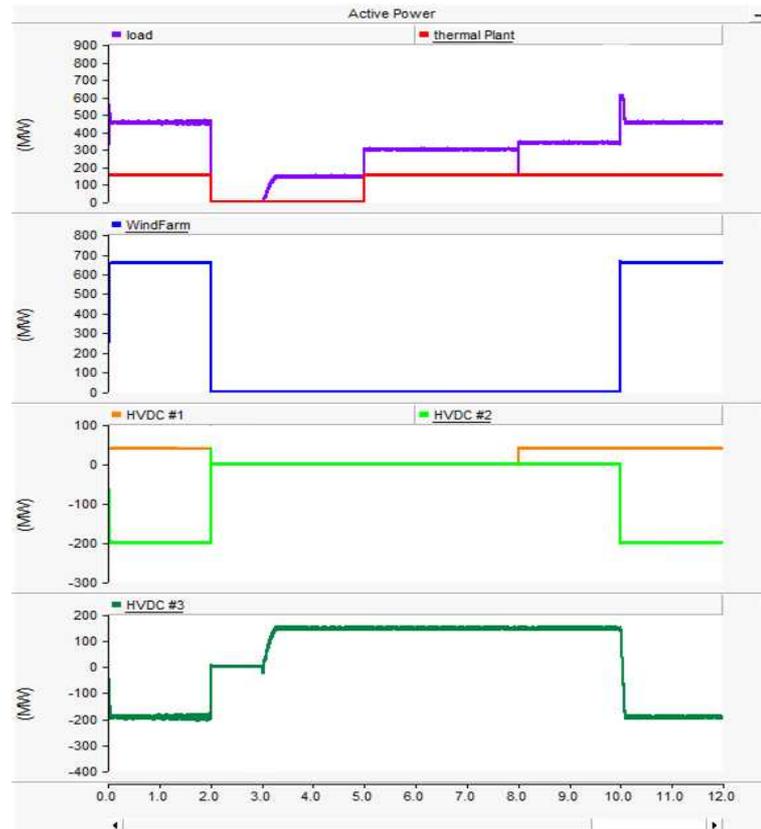


Fig. 29 Simulation results of scenario 3 :  
active power

Fig. 29는 제주계통 정전 시 제 3 연계선으로 계통을 복구할 때의 유효전력 결과파형이다. 최종적으로 2초에 계통 붕괴 후 1초 뒤에 제 3 연계선이 육지 계통으로부터 전력을 수전하여 최소부하를 안정적으로 운전한다. 이후 화력발전소, 제 1 연계선, 제 2 연계선, 풍력이 순차적으로 투입되면서 부하가 단계적으로 증가하는 것을 볼 수 있다. 계통이 안정적으로 운전이 되면서, 제 3 연계선의 경우 풍력발전에서 생산된 전력을 육지로 다시 송전하는 것을 볼 수 있다.

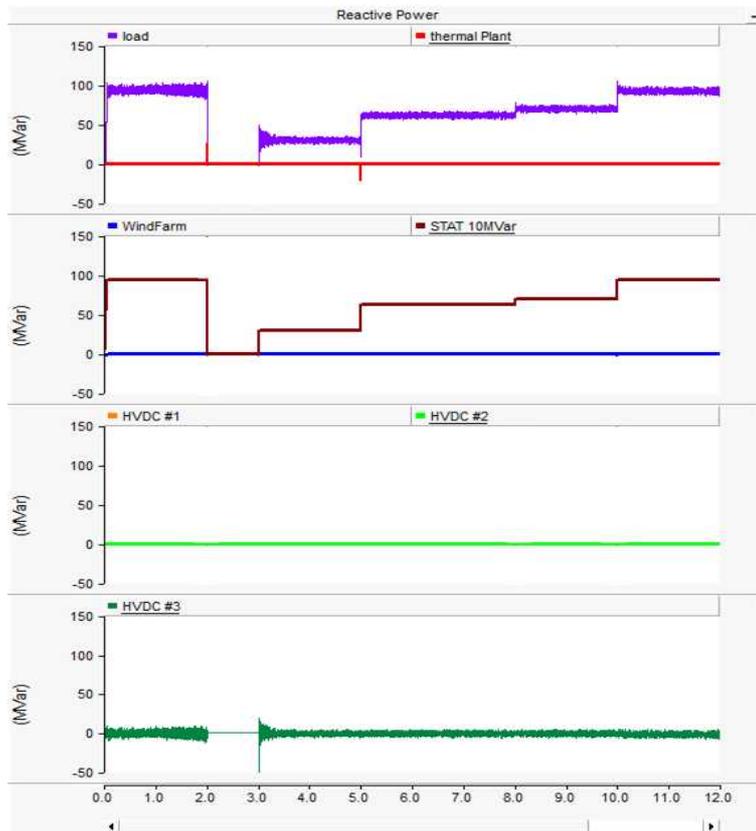


Fig. 30 Simulation results of scenario 3 :  
reactive power

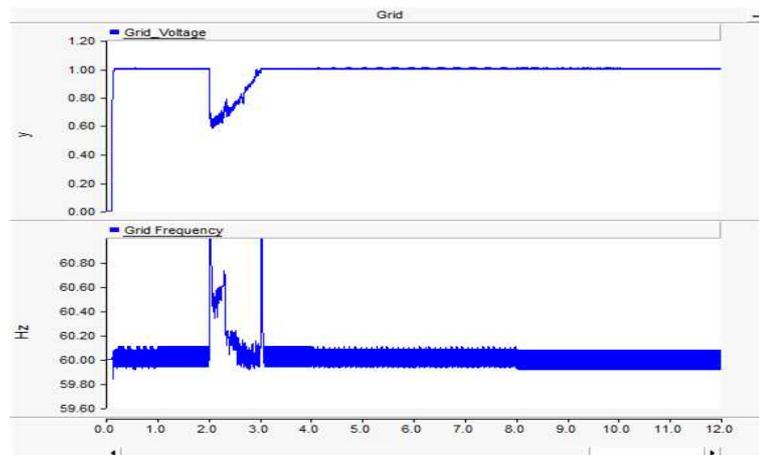


Fig. 31 Simulation results of scenario 3 :  
grid voltage, grid frequency

Fig. 30은 무효전력 결과 파형을 보여준다. 부하가 단계적으로 투입될 때의 무

효전력을 STATCOM에서 보상해주고 있고, 제 3 연계선의 경우 계통 전압을 유지하기 위한 무효전력을 지속적으로 보상해주고 있다.

Fig. 31은 제 3 연계선 측 계통 전압과 주파수이다. 2초에 정전 후 자체적으로 가압 및 주파수를 유지하고 3초에 투입 후에는 안정적으로 전압과 주파수가 유지되는 것을 볼 수 있다.

### 3.3 결과 고찰

2020년에 예측되는 제주계통 최소부하는 465 MW이며, 육상 풍력 350 MW, 해상풍력 1 GW가 조성된다는 가정 하에 제주계통 운전조건으로 화력 발전소 최소 발전량은 155 MW, 제 1연계선 40 MW 수전, 제 2 연계선과 제 3 연계선 각각 200 MW를 육지로 송전 할 경우 풍력발전 한계용량은 670 MW로 산정되며, 풍력발전단지는 전력수요에 맞게 출력 조정이 될 수가 있다.

이를 MMC-HVDC 시스템을 적용한 제 3 연계선이 연계된 제주계통에 적용하여 시뮬레이션을 수행할 결과 첫 번째, 풍력발전단지 탈락 시 0.6초 이내에 정상 상태로 운전됨으로써 계통이 안정되는 것을 확인할 수 있었다. 두 번째 시나리오인 가변 풍속에서는, 응답특성이 우수한 제 3 연계선이 풍력발전단지 출력을 빠르게 육지 계통으로 송전하고, 풍력발전량이 작아 계통에 전력이 부족할 경우에는 제주 계통에 필요한 전력을 수전함으로써 제주계통에 안정적인 전력 공급을 담당해주고 있다. 마지막으로 전체 제주계통 정전 시, 화력발전소 대신 Black-start가 가능한 제 3 연계선으로 초기 기동을 하여 계통 복구를 하는 것을 볼 수 있었다.

## 4. 결 론

본 논문에서는 대단위 풍력발전단지에서 생산된 전력을 육지로 송전하고, 계통의 안정도를 향상시키기 위해 MMC 시스템 기본 이론부터 PSCAD/EMTDC 프로그램을 활용하여 설계한 21-레벨 200 MVA의 MMC-HVDC 시스템을 2020년 제주계통에 연계하여 시나리오별 시뮬레이션을 수행한 결과 다음과 같은 결론을 도출하였다.

- 1) MMC-HVDC 시스템에 사용되는 제어 알고리즘에 대한 모델링을 수행하였으며, 시뮬레이션 수행결과 선정된 하위모듈의 캐패시터 용량선정이 적절했으며 NLC 변조 알고리즘, 하위모듈 전압 균등 알고리즘의 구현이 가능함을 알 수 있었다.
- 2) 제 3 연계선의 계통연계 방안으로 MMC-HVDC 시스템을 적용하였을 때, 통상 수 십~ 수 백 개의 하위모듈을 직렬 연결하여 고전압 대전력에 적용 가능하며, 계통에 고조파 영향이 적었다.
- 3) 400 MW 풍력발전단지가 탈락 시 MMC-HVDC 시스템에서 실시간 전력을 보상해주므로 제주계통에 대한 영향이 적었고, 가변풍속 시뮬레이션 모델인 경우 응답특성이 빠른 MMC-HVDC 시스템이 전력을 보상하였으나, MMC-HVDC 시스템의 정격 용량을 벗어나게 되면 기존의 화력발전소가 필요한 전력을 담당하게 되어 비로소 제주계통이 안정적으로 운영되었다.
- 4) 계통 전체 정전 시 기존 발전기가 아닌 MMC-HVDC 시스템을 활용한 Black-start가 가능하기 때문에 기존 발전기의 부담이 줄어들고 계통안정도가 향상 되었다.

이상과 같은 결과를 종합해 보면 향후 한국전력에서 계획하고 있는 제주-육지 간 제 3 연계선은 응답특성이 우수하고 유·무효전력 독립제어가 가능하며, 확장성이 용이한 MMC-HVDC 시스템을 적용할 경우 제주계통 안정성에 큰 기여를 할 것으로 사료된다.

## 참 고 문 헌

- [1] 강시철, “제주도의 새로운 미래 - Carbon Free Island Jeju by 2030 구축”, 한국에너지기후변화학회, pp.13~18, May. 2015
- [2] 제주특별자치도, “풍력발전 종합 관리 계획”, 2012
- [3] 제주특별자치도, “안정적 전력공급방안 및 풍력발전 한계용량 증대방안 조사”, 2012
- [4] 지식경제부, “제 6 차 전력수급기본계획 (2013~2027)”, 2013
- [5] Chan-Ki Kim, Young-Hun Kwon, Gilsoo Jang, “New HVDC Interaction between AC network and HVDC shunt Reactor on Jeju Converter Station,” IEEE Power Engineering Society General Meeting, Jun. 2007
- [6] 김희진, 허건, 윤민한, 장길수, “전압형 컨버터 HVDC 기술 동향과 사례 분석”, 대한전기학회, VOL. 61, NO. 8, pp.34~40, Aug. 2012
- [7] B. Jacobson, P. Kalsson, G. Asplund, L. Harnefors and T. Jonsson, “VSC-HVDC transmission with cascaded two-level converters,” CIGRE, Paris session, B4-B110, 2010
- [8] Ville Naumanen, “Multilevel converter modulation : Implementation and Analysis,” LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Thesis for the degree of Doctor, Jun. 2010
- [9] C D Barker, N M Kirby, “Reactive power loading of components within a modular multi-level VSC HVDC converter,” IEEE Electric power and energy conference, Winnipeg, Canada, pp.86~90, Oct. 2011
- [10] R. Marquardt, A. Lesnicar, “New Concept for High Voltage - Modular Multilevel Converter,” PESC 2004 Conference in Aachen, 2004
- [11] Maryam Saeedifard, Reza Iravani, “Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-Back HVDC System,” IEEE TRANS. ON Power Delivery, VOL. 25, NO. 4, pp.2903~2912, Oct. 2010
- [12] ABB, “HVDC Light® - The original VSC technology Reference list,” 2013

- [13] <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-plus/references.htm>
- [14] ALSTOM, “HVDC-VSC : transmission technology of the future,” 2011
- [15] Y. Zhang, G.P. Adam, T.C.Lim, Stephen J. Finney, B.W. Williams, “Analysis and Experiment Validation of a Threelevel Modular Multilevel Converters,” IEEE, 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, pp.983~990, May 30-June 3, 2011
- [16] MICHAEL VASILADIOTIS, “Analysis, Implementation and Experimental Evaluation of Control Systems for a Modular Multilevel Converter,” Royal Institute of Technology, Master of Science Thesis, 2009
- [17] Qingrui Tu, Zheng Xu, “Impact of Sampling Frequency on Harmonic Distortion for Modular Multilevel Converter,” IEEE TRANS. ON POWER DELIVERY, VOL. 26, NO. 1, pp.298~306, Jan. 2011
- [18] Jiangchao Qin, Maryam Saeedifard, “Predictive Control of a Modular Multilevel Converter for a Back-to-Back HVDC System,” IEEE TRANS, ON POWER DELIVERY, VOL. 27, NO. 3, pp.1538~1547, Jul. 2012
- [19] (주)효성중공업, “제주계통의 출력 변동에 따른 STATCOM의 보상특성 연구(중간보고서)”, 2013
- [20] 제주특별자치도, “제 4차 제주특별자치도 에너지계획”, 2012
- [21] 김영환, 김세호, “에너지저장장치를 이용한 제주지역 풍력발전 한계용량 증대효과 분석”, 한국태양에너지학회논문집, VOL. 34,NO. 1, pp.81~90, Feb. 2014
- [22] 전력거래소 제주지사, “제주지역 전계통 정전 시 세부복구 계획”, 2013