

±35kV MVDC 실증 시스템의 보호협조 운용방안에 관한 연구

이후동^{*,**}, 한병길^{*}, 김지명^{*}, 강성현^{**}, 노대석^{*}

^{*}한국기술교육대학교 전기공학과

^{**}한국전력공사 전력연구원

e-mail: hudong.lee@kepc.co.kr

A Study on Operation Method of Protection Coordination Devices in ±35kV MVDC Pilot System

Hu-Dong Lee^{*,**}, Byeong-Gill Han^{*}, Ji-Myung Kim^{*}, Seong-Hyun Kang^{**}, Dae-Seok Rho^{*}

^{*}Dept. of Electrical Engineering, Korea University of Technology and Education

^{**}New Energy Technology Laboratory, Korea Electric Power Research Institute

요약

최근, 국책연구 사업으로 기존 AC 선로에 MVDC를 적용하여, 선로용량을 증대시키기 위한 MVDC 시스템의 실증연구가 활발하게 진행되고 있다. 그러나, 핵심 기기인 MVDC 스테이션의 운용 중에 사고가 발생하는 경우, 신재생 발전원이 연계되어 있는 타선로 고객에게 고장구간이 확대되는 악영향을 줄 가능성이 있다. 따라서, 본 논문에서는 MVDC 실증 시스템의 보호협조 타당성을 확인하기 위하여, 보호협조 해석 프로그램인 Off-DAS를 이용하여, D/L 차단기와 배전선로용 보호기기(리클로저, 다회로차단기 등)로 구성된 실증 배전망의 보호기기의 운용방안을 제시한다. 이를 바탕으로 상정사고 시나리오에 따라 실증 시스템의 보호기기 간 협조특성을 분석한 결과, MVDC 스테이션 내부사고 발생 시 배전선로용 보호기기가 D/L 차단기보다 먼저 동작하여 사고구간을 분리할 수 있음을 알 수 있었다. 따라서, MVDC 실증 시스템의 사고가 신재생 발전원이 연계되어 있는 선로로 확대되지 않아, 본 논문에서 적용한 보호기기의 운용방안이 실증 배전망의 보호협조에 유용함을 확인하였다.

1. 서론

최근, 신재생에너지전원의 급격한 도입으로 인해 발생하고 있는 계통접속 지연 문제를 해소하기 위하여, MVDC 배전기술에 대한 실증 연구가 활발하게 진행되고 있다. 이 기술은 기존의 AC 배전기자를 활용하여 선로용량을 AC 대비 2~3배 이상 증대시킬 수 있는 것으로 평가되고 있으며, 선로 인프라 구축비용을 획기적으로 절감할 수 있을 것으로 기대하고 있다. 이에 따라, 현재 국책연구 사업으로 기존의 AC 22.9[kV] 선로를 DC ±35[kV] 선로로 변환하여, 30[MW] 용량을 전송하는 MVDC 배전망의 실증연구가 진행되고 있다 [1-3]. 그러나, 실증을 위해 계통에 연계되는 MVDC 스테이션 사고 시, 변전소의 22.9kV bus로 연결된 타선로의 일반 고객에게 정전구간이 확대되어, 악영향과 민원 문제가 발생할 가능성이 있다. 따라서, 본 논문에서는 MVDC 실증 배전망 운용 시, 사고로 인한 정전구간의 최소화를 위한 보호협조 가능성을 검토하기 위하여, 보호협조 해석 프로그램인 Off-DAS를 이용하여, D/L용 CB, R/C, MCA, MVDC 스테이션용 VCB로 구성된 실증 배전망의 보호협조 운용방안을 제시한다. 상정사고 시나리오에 따라 MVDC 실증 배전망의 보

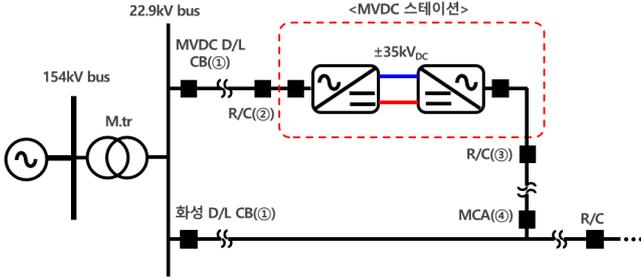
호기간 협조특성을 분석한 결과, MVDC 스테이션 내부사고 시 배전선로용 보호기기(R/C, MCA)와 스테이션측 차단기(VCB)가 D/L측 CB보다 먼저 동작하여 사고구간을 분리함을 알 수 있었다. 이에 따라, 동일선로측 고객설비로 정전구간이 확대되지 않아 실증 배전망의 보호협조 운용에 문제가 없음을 확인하였다.

2. ±35kV MVDC 실증 배전망 보호협조 운용방안

2.1 MVDC 실증 배전망의 보호기기 구성

국책연구 사업으로 실증연구를 수행되고 있는 MVDC 배전망은 그림 1과 같이 배전용변전소의 어느 한 Bank로부터 인출된 2개의 D/L에 MVDC 스테이션이 상호 연계되어 있어, 인입선로로부터 AC-DC-AC의 변환 단계를 거쳐 타선로로 생산된 전력을 송출하도록 구성된다. 여기서, 각 D/L에는 인출단에 CB(①)가 설치되어 있으며, MVDC 스테이션을 각 D/L로부터 분리하기 위한 선로용 보호기기인 R/C(②, ③)가 스테이션 인입/인출단에 설치된다. 또한, 화성 D/L에서 MVDC 스테이션으로 연결되는 T분기 선로의 인입단에

MCA(④)가 위치하고, MVDC 스테이션 자체 설비보호를 위해 내부의 인입/인출단에 각각 VCB가 설치되어 있다. 이러한 구성에서, MVDC 스테이션 운용 시 사고가 발생하여 고장전류로 인해 D/L측 CB가 먼저 동작하게 될 경우, 해당 D/L에 연계되어있는 고객에게 정전의 영향이 미쳐 설비손상 및 민원의 문제가 발생할 가능성이 있다.



[그림 1] MVDC 실증 배전망의 보호기기 구성

2.2 MVDC 실증 배전망의 보호기기 선정

2.2.1 변전소계전기 정정치 선정

일반적으로 변전소계전기의 OCR과 OCGR은 한전의 보호협조 정정치침에 따라 동작시간이 결정되는데, CT비, 순시탐, 한시탐에 의하여 정정치가 선정된다. 먼저, 변전소계전기의 CT비는 선로용량 기준의 정격전류에 1.5배를 하여 계산할 수 있는데, 이를 나타내면 식 (1)과 같다.

$$CTratio = \frac{P_L}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times 1.5 \quad (1)$$

여기서, P_L : 회선당 정격용량

또한, 상과 지락에 대한 순시탐은 전위 보호기기 설치점의 3상 단락전류의 1.5배 또는 1선 지락전류의 1.4배 이상으로 선정되며, 이를 나타내면 식 (2)와 같다.

$$\text{순시 } Tap = I_F \times K \times CTratio \quad (2)$$

여기서, I_F : 사고전류(3상 단락전류, 1선 지락전류), K : 사고 종류에 따른 순시탐 계수(단락: 1.5, 지락: 1.4)

한편, 상과 지락에 대한 한시탐은 회선당 운전전류의 1.5배 및 0.3배를 기준으로 선정하며, 이를 나타내면 식 (3)과 같다.

$$\text{한시 } Tap = \frac{P_L}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times X \times CTratio \quad (3)$$

여기서, X : 사고 종류에 따른 한시탐 계수(단락: 1.5, 지락: 0.3)

2.2.2 배전선로용 보호기기 정정치 선정

배전선로용 보호기기의 종류는 R/C, MCA, EFI, 선로퓨즈 등 다양하다. 본 실증 배전망에서는 MVDC 스테이션을 사고시에 분리하기 위하여 R/C가 사용된다. 여기서, 배전선로용 보호기기는 표 1과 같이 해당 선로의 설치 위치에 따라 커브의 종류와 정정치가 다르게 적용된다. MVDC 스테이션은 두 개의 D/L의 1km 이내 직하 구간에 연계되므로, 상대적으로 근거리에 위치한 MVDC D/L측 R/C(②)는 IEC-VI #6로, 화성 D/L측 R/C(③)는 IEC-VI #7로 정정된다. 이때의 시상수급과 최소응답시간은 각각 보호기기의 OCR 한시 Tap과 Lever에 대응되며, OCGR은 MVDC 스테이션의 비접지 구성으로 인해 설정하지 않는다.

[표 1] 배전선로용 보호기기 표준 커브 종류

커브 종류	적용구간	시상수급	최소응답시간	용도
IEC-VI #1	인입용 (EFI·MCA)	0.05	0.05	인입용 (매우빠름)
IEC-VI #2	선로용(3rd)	0.1	0.12	말단용 순시(F)
IEC-VI #3	(RC·EFI·MCA)	0.12	0.14	말단용 지연(D)
IEC-VI #4	선로용(2nd)	0.16	0.18	중간용 순시(F)
IEC-VI #5	(RC·EFI·MCA)	0.18	0.2	중간용 지연(D)
IEC-VI #6	선로용(1st)	0.21	0.24	인출용 순시(F)
IEC-VI #7	(RC·EFI·MCA)	0.23	0.26	인출용 지연(D)

2.2.3 MVDC 스테이션용 보호기기 정정치 선정

MVDC 스테이션의 자체 설비 보호를 위한 내부 보호기기는 컨버터 양단의 AC 인입단에 설치되며, D/L측 보호계전기보다 먼저 동작할 수 있도록 T분기점의 MCA와 동일한 값으로 정정된다. 여기서, MCA는 배전선로용 보호기기 중 하나로, 태양광발전사업자와 일반 수용가 고객이 연계되어 있는 화성 D/L의 T분기 선로를 신속하게 분리할 목적으로, R/C(③) 보다 동작이 빠른 커브인 IEC-VI #4를 적용한다. 이에 따라, VCB 또한 MCA와 동등한 수준으로 동작하도록 정정하면 표 2와 같다.

[표 2] MVDC 스테이션용 보호기기 및 MCA 정정

보호기기	항목	한시 동작	순시 동작
VCB	min. response	0.75	-
	time dial	0.16	-
	최소동작전류(P)	-	2,000A
	CT 비	1,200:5	
MCA	T-C 커브	IEC-VI #4	-
	min. response	0.18	-
	time dial	0.16	-
	delay time	0	0
	최소동작전류(P)	400A	2,000A
	최소동작전류(G)	65A	2,000A
	계투입	없음	
CT 비	1,000:1		

3. 시뮬레이션 결과 및 분석

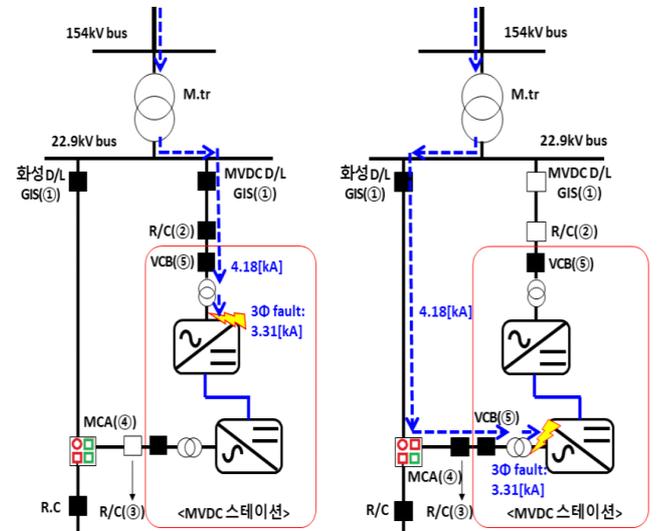
3.1 시뮬레이션 조건

MVDC 실증 배전망의 운용 시 보호기기 간의 보호협조 운용특성을 분석하기 위하여, 보호기기별로 정정 조건을 나타내면 표 3과 같다. 여기서, D/L CB는 KEPCO VI(강반한시) 커브를 사용하며, R/C #1과 R/C #2는 각각 IEC-VI #6, IEC-VI #7 커브, MCA는 IEC-VI #4 커브를 적용한다. 또한, MVDC 스테이션의 사고 발생 시나리오는 그림 2와 같이 총 3가지의 경우로 나타낼 수 있다. 먼저, 시나리오 I은 MVDC 스테이션이 MVDC D/L으로부터 수전 받아 Back-to-back 모드로 운전을 하는 중에 인터페이스 변압기 2차측에서 3상 단락 사고가 발생한 경우이다. 그리고, 시나리오 II는 스테이션이 신재생 선로인 화성 D/L에 연계하여 Back-to-back 모드로 운전을 하는 중에 인터페이스 변압기 2차측에서 3상 단락 사고가 발생한 경우이며, 시나리오 III은 인터페이스 변압기 1차측에서 3상 단락 사고가 발생한 경우를 상정한다.

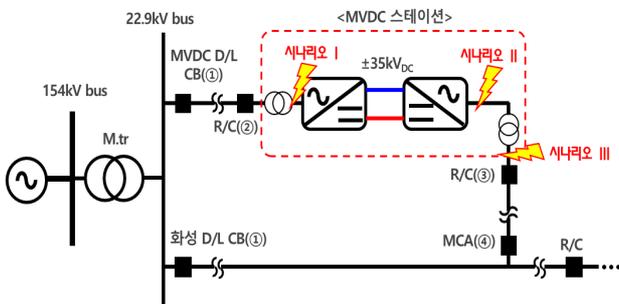
[표 3] 보호기기별 정정 조건

보호기기 종류	정정 항목	정정치	적용 커브
D/L CB(①)	CT 비	600/5[A]	KEPCO VI
	한시 Tap	4.7[A]	
	한시 Lever	3.2	
	순시 Tap	46[A]	
R/C #1(②)	CT비	1,000/1[A]	IEC-VI #6
	한시 Tap	0.24[A]	
	한시 Lever	0.21	
R/C #2(③)	CT비	1,000/1[A]	IEC-VI #7
	한시 Tap	0.26[A]	
MCA(④)	CT비	1,000/1[A]	IEC-VI #4
	한시 Tap	0.18[A]	
	한시 Lever	0.16	
	순시 Tap	2[A]	

에 대한 E-Tap의 사고해석 결과를 나타내면 그림 3과 같다. 여기서, 그림 3(a)는 MVDC D/L으로부터 수전 받아 스테이션을 Back-to-back 모드로 운전 하는 중에 인터페이스 변압기 2차측에서 3상 단락 사고가 발생한 경우(시나리오 I)를 나타낸 것이고, 그림 3(b)는 화성 D/L에 연계하여 스테이션을 Back-to-back 모드로 운전을 하는 중에 인터페이스 변압기 2차측에서 3상 단락 사고가 발생한 경우이다. 이 그림에서와 같이, 시나리오 I에서는 MVDC D/L로부터 공급되어 인터페이스 변압기 2차측의 사고지점에 3.31[kA]의 사고전류가 흐르는 것을 알 수 있고, 이에 따라 각 보호기기가 겪는 사고전류는 4.18[kA]임을 확인하였다. 또한, 시나리오 II에서도 사고 지점으로 3.31[kA]의 사고전류가 흐르는 것을 알 수 있으며, 보호기기를 통과하는 사고전류의 크기는 4.18[kA]로 동일함을 알 수 있다. 이는 MVDC 스테이션이 변전소 직하 구간에 설치되어 선로 임피던스의 영향이 적어 두 케이스 모두 동일한 크기의 사고전류가 발생되는 것으로 해석된다.



(a) MVDC D/L측 3상 단락 (b) 화성 D/L측 3상 단락
[그림 3] 시나리오 I & II에 대한 E-Tap 사고해석 결과

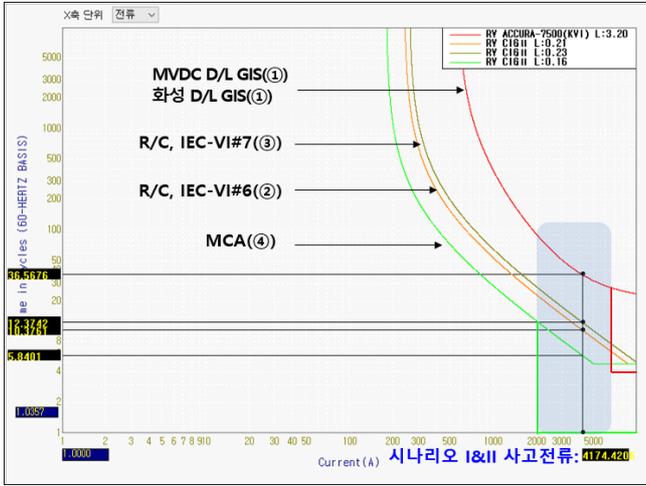


[그림 2] MVDC 스테이션 상정사고 시나리오

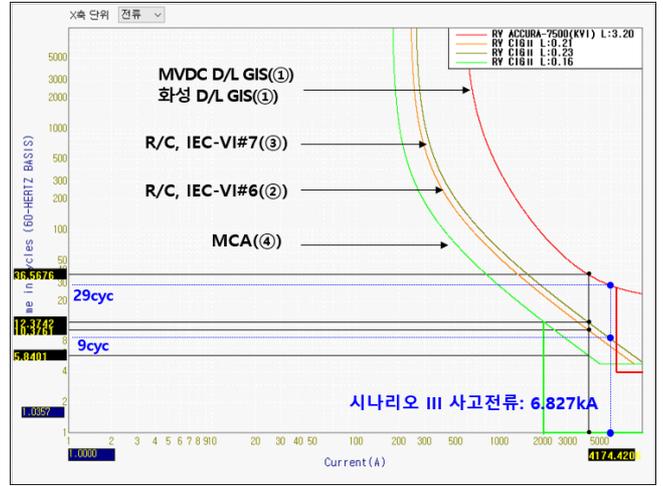
3.2 보호기기 간 보호협조 운용특성

상기의 시뮬레이션 조건에 따라, 시나리오 I과 시나리오 II

상기의 사고해석 결과에 기반하여, 시나리오 I 및 시나리오 II에 대한 보호협조 운용특성을 분석하면 그림 4와 같다. 이 그림에서와 같이, D/L CB(①)는 한시 36.6 사이클로 나타나며, R/C(②,③)은 각각 한시 12.4 사이클, 10.4 사이클로 산정되고, MCA(④)은 순시로 동작하게 됨을 알 수 있다. 보호기간 보호협조 동작을 위한 최소 협조시간차는 한전의 보호기술서에 따라 아날로그 보호계전기의 경우 17 사이클 이상, 디지털인 경우 8 사이클 이상을 요구하고 있다. 따라서, D/L CB(①)-R/C(②,③)의 협조시간차는 약 24 사이클, D/L CB(①)-MCA(④)&VCB(⑤)는 36 사이클로 산정되어, 보호협조 운용이 가능한 충분한 협조시간차를 가지는 것을 알 수 있었다.

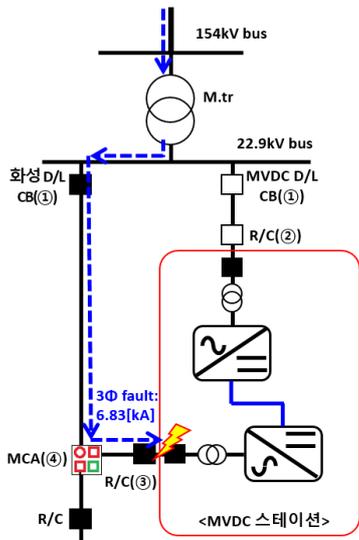


[그림 4] 시나리오 I&II에 대한 보호기기 간 보호협조 운용특성



[그림 6] 시나리오 III에 대한 보호기기 간 보호협조 운용특성

한편, 시나리오 III인 화성 D/L 연계 운용 중에 인터페이스 변압기 1차측에서 3상 단락 사고가 발생한 경우에 대한 E-Tap의 사고해석 결과를 나타내면 그림 5와 같다. 이 그림에서와 같이, 시나리오 I에서는 화성 D/L에서 공급되어 MCA가 설치된 T분기점을 통과하여 사고지점에 6.83[kA]의 사고전류가 흐르는 것을 알 수 있었다.



[그림 5] 시나리오 III에 대한 E-Tap 사고해석 결과

상기의 사고해석 결과를 바탕으로 시나리오 III에 대한 보호협조 운용특성을 분석하면 그림 6과 같다. 이 그림에서와 같이, D/L측 GIS(1)는 29 사이클로 나타내며, R/C(3)은 9 사이클로 동작하며, MCA(4)는 순시로 동작하는 것을 알 수 있다. 이에 따라, D/L CB(1)-R/C(3)의 협조시간차는 약 20 사이클, D/L CB(1)-MCA(4)는 29 사이클로 산정되어, 보호협조 운용이 가능한 충분한 협조시간차를 가지는 것을 확인하였다.

4. 결 론

본 논문에서는 MVDC 실증 시스템 운용 시, 스테이션 내부 사고로 인한 정전구간의 최소화를 위한 보호협조 타당성을 검토하기 위하여, 보호협조 해석 프로그램인 Off-DAS를 이용하여, D/L CB, R/C, MCA, MVDC 스테이션용 VCB로 구성된 실증 시스템의 보호협조 운용방안을 제시하였다. 이를 바탕으로 보호기기간 협조 특성을 분석한 결과, MVDC 스테이션 사고 시 필요한 최소 협조시간차인 8 Cycle 이상이 확보되어, 실증 배전망의 보호협조 운용이 가능함을 확인하였다.

감사의 글

본 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술연구원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구(No.20206910100090, No.20213030160080)로서, 관계부처에 감사드립니다.

참고문헌

- [1] 강성현, 이후동, 이성두, 노대석, "PSCAD/EMTDC를 이용한 ±35kV급 MVDC 하이브리드 배전망의 사고해석에 관한 연구", 전기학회논문지, Vol.70, No.8, pp.1117-1128, 2021.
- [2] 이후동, 태동현, 노대석, 김주용, "20kV급 방사형 MVDC 배전계통의 보호협조 운용알고리즘에 관한 연구", 전기학회논문지, Vol.69, No.6, pp.869-880, 2020.
- [3] 이후동, 김기영, 김미성, 노대석, "태양광전원 수용을 위한 MVDC 배전망의 경제성평가 모델링에 관한 연구", 한국산학기술학회논문지, Vol.22, No.3, pp.1-12, 2021.