



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

인버터 기반 독립형  
마이크로그리드의 고장전류  
보호시스템

濟州大學校 大學院

에너지응용시스템학부 電氣工學專攻

金技勳

2021年 2月

# 인버터 기반 독립형 마이크로그리드의 고장전류 보호시스템

指導教授 金 一 煥

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2021年 1月

金技勳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

2021年 2月

# Protection System of Fault Current on Inverter based Stand-alone Microgrid

Gi Hoon Kim  
(Supervised by professor Eel-Hwan Kim)

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

FACULTY OF APPLIED ENERGY SYSTEM  
GRADUATE SCHOOL  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2021. 2.



# 목 차

그림 목차 .....	iii
표 목차 .....	vi
SUMMARY .....	vii
기호 설명 .....	viii
1. 서 론 .....	1
2. 계통 보호시스템 .....	3
2.1 고장전류 해석 .....	3
2.2 보호계전기 설정 .....	7
2.3 회전기기반 고장전류 보호시스템 .....	9
3. 제안된 고장전류 보호시스템 .....	10
3.1 사고 시 역상전류 .....	10
3.2 전력변환시스템 제어 .....	13
3.3 보호계전기 동작 .....	17
4. 컴퓨터 해석 및 결과 고찰 .....	19
4.1 컴퓨터 모델링 .....	19
4.1.1 디젤발전기 모델링 .....	20
4.1.2 전력변환시스템 제어 모델링 .....	21
4.1.3 부하피더 모델링 .....	22
4.1.4 차단기 보호협조 모델링 .....	23
4.2 컴퓨터 해석 결과 .....	23
4.2.1 지락사고 .....	24
4.2.2 단락사고 .....	35
4.3 결과 고찰 .....	46
5. 결론 .....	48
참 고 문 헌 .....	49

## 그림 목 차

Fig. 1 Equivalent short circuit in the positive sequence system .....	4
Fig. 2 Near to generator short circuit .....	5
Fig. 3 Synchronous machine short circuit current .....	5
Fig. 4 Characteristics of the K-factor .....	7
Fig. 5 Simplified grid circuit model .....	11
Fig. 6 Positive(negative) sequence circuit model .....	12
Fig. 7 Zero sequence circuit model .....	12
Fig. 8 2 Level inverter circuit for CVCF .....	13
Fig. 9 PR control block of the inverter .....	14
Fig. 10 PCS flow chart of the new protection system .....	16
Fig. 11 Protective relay operator .....	17
Fig. 12 Protective relay flow chart .....	18
Fig. 13 Stand-alone microgrid PSCAD/EMTDC model .....	19
Fig. 14 650 kVA diesel generator PSCAD/EMTDC model .....	20
Fig. 15 650 kVA PCS PSCAD/EMTDC model .....	21
Fig. 16 Protection cooperation flow chart .....	23
Fig. 17 Case 1-1 simulation result : Generator output voltage .....	24
Fig. 18 Case 1-1 simulation result : Generator output current .....	24
Fig. 19 Case 1-1 simulation result : Current of the fault feeder in the generator source .....	25
Fig. 20 Case 1-1 simulation result : Current of the normal feeder in the generator source .....	25
Fig. 21 Case 1-2 simulation result : PCS output voltage .....	26
Fig. 22 Case 1-2 simulation result : PCS output current .....	26
Fig. 23 Case 1-2 simulation result : Current of the fault feeder in the PCS source .....	27
Fig. 24 Case 1-2 simulation result : Current of the normal feeder in the PCS source .....	27
Fig. 25 Case 1-3 simulation result : PCS output voltage .....	28
Fig. 26 Case 1-3 simulation result : PCS output current .....	28
Fig. 27 Case 1-3 simulation result : Current of the fault feeder .....	29
Fig. 28 Case 1-3 simulation result : Current of the normal feeder .....	29
Fig. 29 Case 1-3 simulation result : Maximum negative sequence current of the fault feeder .....	30
Fig. 30 Case 1-3 simulation result : Maximum negative sequence current of the	

load in the fault feeder .....	30
Fig. 31 Case 1-4 simulation result : PCS output voltage .....	31
Fig. 32 Case 1-4 simulation result : PCS output current .....	31
Fig. 33 Case 1-4 simulation result : Current of the fault feeder .....	32
Fig. 34 Case 1-4 simulation result : Current of the normal feeder .....	32
Fig. 35 Case 1-4 simulation result : Current of the normal load .....	33
Fig. 36 Case 1-4 simulation result : Current of the fault load .....	33
Fig. 37 Case 1-4 simulation result : Maximum negative sequence current of the fault feeder .....	34
Fig. 38 Case 1-4 simulation result : Maximum negative sequence current of the load in the fault feeder .....	34
Fig. 39 Case 2-1 simulation result : Generator output voltage .....	35
Fig. 40 Case 2-1 simulation result : Generator output current .....	35
Fig. 41 Case 2-1 simulation result : Current of the fault feeder in the generator source .....	36
Fig. 42 Case 2-1 simulation result : Current of the normal feeder in the generator source .....	36
Fig. 43 Case 2-2 simulation result : PCS output voltage .....	37
Fig. 44 Case 2-2 simulation result : PCS output current .....	37
Fig. 45 Case 2-2 simulation result : Current of the fault feeder in the PCS source .....	38
Fig. 46 Case 2-2 simulation result : Current of the normal feeder in the PCS source .....	38
Fig. 47 Case 2-3 simulation result : PCS output voltage .....	39
Fig. 48 Case 2-3 simulation result : PCS output current .....	39
Fig. 49 Case 2-3 simulation result : Current of the fault feeder .....	40
Fig. 50 Case 2-3 simulation result : Current of the normal feeder .....	40
Fig. 51 Case 2-3 simulation result : Maximum negative sequence current of the fault feeder .....	41
Fig. 52 Case 2-3 simulation result : Maximum negative sequence current of the load in the fault feeder .....	41
Fig. 53 Case 2-4 simulation result : PCS output voltage .....	42
Fig. 54 Case 2-4 simulation result : PCS output current .....	42
Fig. 55 Case 2-4 simulation result : Current of the fault feeder .....	43
Fig. 56 Case 2-4 simulation result : Current of the normal feeder .....	43
Fig. 57 Case 2-4 simulation result : Current of the normal load .....	44
Fig. 58 Case 2-4 simulation result : Current of the fault load .....	44

Fig. 59 Case 2-4 simulation result : Maximum negative sequence current of the  
fault feeder ..... 45

Fig. 60 Case 2-4 simulation result : Maximum negative sequence current of the  
load in the fault feeder ..... 45

## 표 목 차

Table. 1 Voltage factor $c$ , according to IEC 60909-0: 2016-10 .....	6
Table. 2 PCS & Feeder protection setting .....	18
Table. 3 Parameters of the generator .....	20
Table. 4 Parameters of the PCS .....	21
Table. 5 Parameters of feeders .....	22
Table. 6 Operating time by the cases .....	47

## SUMMARY

Faced with environmental issues, many countries around the world have changed their obligations to reduce greenhouse gases, which were only applied to advanced countries, to a universal system in which all countries participate in reflecting their circumstances through the Paris Agreement in 2015. As a result, renewable energy resources are being installed in microgrids such as islands.

One of the ways to increase the penetration rate of renewable energy resources in a stand-alone microgrid is that the ESS generates a reference voltage through CVCF controller. However, this method can't supply the fault current in the event of a phase to earth or phase to phase short circuit fault. Therefore, the protective relays are impossible to operate.

In this paper, a protection system is proposed that only the fault feeder can be eliminated in the event of an asymmetrical fault when ESS generates a reference voltage. The proposed protection system can only eliminate fault feeder through low voltage and negative sequence current when over current is generated by a fault. The PCS outputs a low voltage when an over-current is measured and determines if the fault has been resolved through the negative sequence current. The feeder's protective relay is opened when a low voltage and the negative sequence current are detected. This method requires no communication between the PCS and the protective relay, and protection cooperation can be established by the user.

To verify the proposed protection system, a stand-alone microgrid was modeled through the PSCAD/EMTDC program. The simulation was performed by dividing cases by phase to earth and phase to phase short circuit fault.

## 기호 설명

$c$	C-factor
$C_f$	필터 커패시턴스 [uF]
$clr$	Latch 함수 초기화 조건
$D_g$	사고지점에서 전원 측 변압기까지의 거리 [km]
$D_l$	사고지점에서 부하 측 변압기까지의 거리 [km]
$E_a$	계통 a상 전압 [kV]
$E_b$	계통 b상 전압 [kV]
$E_c$	계통 c상 전압 [kV]
$E_{ds}$	계통 정지좌표계 d축 전압 [kV]
$E_{qs}$	계통 정지좌표계 q축 전압 [kV]
$E_{ds\_ref}$	계통 정지좌표계 d축 전압 지령치 [kV]
$E_{qs\_ref}$	계통 정지좌표계 q축 전압 지령치 [kV]
$f_c$	보정 주파수 [Hz]
$G_{PR}(s)$	PR 제어기 전달함수
$\gamma$	부하각 [rad]
$i$	부하 노드, $i = 1, 2, \dots, n$
$i_k(t)$	등가회로 순시 사고전류 [A]
$I_k''$	차과도 사고전류 실효치 [A]
$I_k'$	과도 사고전류 실효치 [A]
$I_k$	사고전류 실효치 [A]
$I_p$	차과도 전류 최댓값 [A]
$I_e$	사고 전류 [A]
$I_0$	사고 영상분 전류 [A]
$I_2$	사고 역상분 전류 [A]
$I_t$	PCS 전류 제한 값 [A]
$I_m$	PCS 최대전류[A]
$I_{mn}$	PCS 역상분 전류 순시 최댓값 [A]
$I_{tn}$	PCS 역상분 전류 설정 값 [A]
$i_a$	계통 a상 전류[A]
$i_b$	계통 b상 전류[A]
$i_c$	계통 c상 전류[A]
$i_{an}$	계통 a상 역상분 전류[A]
$i_{bn}$	계통 b상 역상분 전류[A]
$i_{cn}$	계통 c상 역상분 전류[A]
$i_{dn}$	계통 정지좌표계 d축 역상분 전류 [A]

$i_{qn}$	계통 정지좌표계 q축 역상분 전류 [A]
$I_{mnf}$	피더 역상분 전류 순시 최댓값 [A]
$I_{tnf}$	피더 역상분 전류 보호계전기 설정 값 [A]
$I_{mnf1}$	부하 1 역상분 전류 순시 최댓값 [A]
$I_{tnf\_L}$	부하 역상분 전류 보호계전기 설정 값 [A]
$I_{mnf2}$	부하 2 역상분 전류 순시 최댓값 [A]
$j$	전원, $j = 1, 2, \dots, n$
$K$	K-factor
$K_p$	비례 제어기 이득
$K_i$	적분 제어기 이득
$\omega$	PR 제어기 차단주파수[rad/s]
$L(I_t, clr)$	보호동작 신호 함수
$L$	등가회로 부하 인덕턴스 [H]
$L_f$	필터 인덕턴스 [H]
$L_k$	단락사고 직전 등가 인덕턴스 [H]
$\phi$	등가회로 전원 위상각 [rad]
$R$	등가회로 저항 [ $\Omega$ ]
$R_k$	단락사고 직전 등가 저항 [ $\Omega$ ]
$R_c$	$f_c$ 에서의 저항 [ $\Omega$ ]
$R_e$	중성점 접지저항 [ $\Omega$ ]
$R_f$	대지 저항 [ $\Omega$ ]
$S_g$	전원 용량 [MVA]
$S_{trg}$	전원 측 변압기 용량 [MVA]
$S_{trl}$	부하 측 변압기 용량 [MVA]
$S_l$	부하 용량 [MVA]
$t$	시간 [sec]
$\theta$	부하각 [rad]
$\tau$	시정수 [sec]
$u(t)$	등가회로 순시전압 [V]
$\hat{u}$	등가회로 전압 최댓값 [V]
$U_n$	모선 선간전압 실효치 [V]
$V_g$	전원 전압 [kV]
$V_{TL}$	선로 전압 [kV]
$V_l$	부하 전압 [kV]
$V_1$	사고 시 정상분 등가전압 [kV]
$V_0$	사고 시 영상분 등가전압 [kV]
$V_{dc}$	인버터 직류링크 전압 [kV]
$V_a$	인버터 a상 전압 [kV]



$V_b$	인버터 b상 전압 [kV]
$V_c$	인버터 c상 전압 [kV]
$V_m$	계통 상전압 최댓값 [kV]
$V_t$	PCS 제어전압 [kV]
$V_{mf}$	피더 전압 순시 최댓값 [kV]
$V_{tf}$	피더 저전압 보호계전기 설정값 [kV]
$X$	등가회로 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$x_d''$	사고 시 차과도 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$x_d'$	사고 시 과도 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$x_d$	사고 시 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$X_k$	단락사고 직전 등가 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$X_c$	$f_c$ 에서의 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$x_g$	전원 퍼센트 임피던스 [%]
$x_{trg}$	전원 측 변압기 퍼센트 임피던스 [%]
$x_{trl}$	부하 측 변압기 퍼센트 임피던스 [%]
$X_g$	$S_{trg}$ 로 환산된 전원 정상분 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$X_{trg}$	$S_{trg}$ 로 환산된 전원 측 변압기 정상분 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$X_{trl}$	$S_{trg}$ 로 환산된 부하 측 변압기 정상분 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$X_{trg0}$	$S_{trg}$ 로 환산된 전원 측 변압기 영상분 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$X_{trl0}$	$S_{trg}$ 로 환산된 부하 측 변압기 영상분 리액턴스 [ $\Omega$ ]
$Y_{ij}$	$ij$ 번째 정상분 모선 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z$	등가회로 부하 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{ij}$	$ij$ 번째 정상분 모선 어드미턴스 [ $\Omega$ ]
$Z_k$	단락사고 직전 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_g$	사고지점에서 전원 측 변압기까지의 선로 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_l$	사고지점에서 부하 측 변압기까지의 선로 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{g0}$	사고지점에서 전원 측 변압기까지의 선로 영상분 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{l0}$	사고지점에서 부하 측 변압기까지의 선로 영상분 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{load}$	부하 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{ga1}$	사고 시 전원 측 정상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{ls1}$	사고 시 부하 측 정상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_1$	사고 시 정상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_2$	사고 시 역상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{ga0}$	사고 시 전원 측 영상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_{la0}$	사고 시 부하 측 영상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]
$Z_0$	사고 시 영상분 등가 임피던스 [ $\Omega$ ]

# 1. 서 론

전 세계적으로 환경문제에 직면하면서 온실가스에 대한 심각성이 대두되고 있다. 세계 국가들은 2015년 파리 협정(Paris Agreement)을 통해 선진국에만 해당되었던 온실가스 감축 의무를 모든 국가가 자국의 상황을 반영하여 참여하는 보편적인 체제로 변경하였다[1]. 특히, 2020년부터 장기적인 목표하에 모든 국가가 기후 행동에 참여하고 있으며, 5년 주기로 이행점검을 통해 점차 노력을 강화하도록 규정하고 있다[2]. 이에 따라 온실가스 감축 의무를 이행하기 위한 방안 중 하나로 신재생에너지원 보급이 확산되고 있다.

신재생에너지 보급 증가로 섬과 같이 전력계통과 분리되어있는 분산전원, 부하 및 에너지저장장치(Energy storage system, ESS) 등으로 구성된 소규모 전력계통인 독립형 마이크로그리드에도 신재생에너지 발전설비들이 설치되고 있다[3]. 여기서, 분산전원이란 신재생에너지원과 같이 소규모로 전력소비 지역부근에 분산하여 배치가 가능한 발전설비를 의미한다[4].

독립형 마이크로그리드 운영에는 크게 2가지 운전 방안이 있다. 하나는 회전기 기반 발전기가 항시 가동하여 마이크로그리드 내 전압 신호의 크기, 주파수, 위상 및 상회전 방향과 같은 기준전압을 제공하는 방안이며, 다른 하나는 인버터와 같은 전력변환장치(Power conditioning system, PCS)가 정전압·정주파수(Constant voltage constant frequency, CVCF) 운전을 통해 기준전압을 제공하는 방안이다[5].

회전기 기반 마이크로그리드는 기상조건에 따라 출력이 변동하는 신재생에너지 발전설비에 의해 전압 변동 및 주파수 변동과 같은 전력품질 저하를 야기할 수 있다[6]. 이러한 현상은 에너지 믹스에서 신재생에너지 발전설비 비율을 높이는데 영향을 끼친다. 또한 발전기가 항시 운전하므로 신재생에너지 자립율을 높이기 위해서는 PCS기반 마이크로그리드가 유리하다.

하지만, 지락사고 및 단락사고와 같은 계통사고 시 회전기 기반 마이크로그리드의 발전기는 수배에서 수십배에 달하는 사고전류를 공급해줌으로써 보호계전기가 동작할 수 있는 반면에 PCS기반 마이크로그리드의 PCS는 충분한 사고전류가 흐르기 전 전력용 반도체 스위칭소자 보호를 위한 자체 보호동작을 빠르게 수행하여 PCS는 정지되고 보호계전기는 동작하지 않는 문제가 발생하게 된다[7,8]. 이러한 문제점은 사고지점 탐지 및 PCS 재투입이 곤란하고 장시간 정전 사태를 야기할

우려가 매우 크다.

이를 해결하기 위해 독립형 마이크로그리드에서 계통사고를 보호할 수 있는 다양한 연구가 진행되고 있다[9]. 보호방안은 크게 5가지로 나눌 수 있다. 첫 번째는 통신을 사용하여 온라인 제어를 하는 적응형 보호시스템(Adaptive protection systems)[10-12], 두 번째는 3상 전압을 Park's transformation을 통해 변환하여 계측하여 제어하거나 전압 고조파 왜곡(Total harmonic distortion, THD)을 기반으로 제어하는 전압 기반 방법(Voltage based methodologies)[13,14], 세 번째는 유도성 변류기를 사용하여 전류 신호의 방향과 진폭을 고려하는 차동 보호 방법(Differential protection methods)[15,16], 네 번째는 기존의 방법으로 과전류 계전기 또는 마이크로프로세서 기반의 계전기를 사용하는 표준 과전류 보호 방법(Standard overcurrent protection)[17,18], 마지막으로 ESS를 사용하여 보호계전기가 기존의 보호 방법으로 동작할 수 있도록 하거나 고장 전류 제한기 또는 인공지능에 기반을 둔 보호시스템을 추가하는 등의 기타 보호 방법(Other protection solutions)[19,20]이 있다. 이와 같은 보호방안들은 지속적으로 보호시스템을 업데이트 해주거나 실시간 통신을 통한 계통 보호 시스템을 운영하는 것이 필요하다는 단점을 가진다.

따라서, 본 논문에서는 PCS를 전원으로 갖는 PCS기반 독립형 마이크로그리드에서 계통사고 시 과전류를 제한시킬 수 있는 PCS 제어기를 설계하고, 통신 없이 사고 피더만을 차단할 수 있으며 보호계전기 재투입이 가능한 새로운 패러다임의 보호시스템을 제안한다. 제안된 방안의 타당성을 검증하기 위하여 PSCAD/EMTDC 컴퓨터해석 프로그램을 통해 독립형 마이크로그리드를 모델링하고 사고 유형별로 사례를 나누어 모의해석을 수행하였다.

## 2. 계통 보호시스템

회전기 기반 발전기가 주 전원인 전력계통에서는 계통사고 시 사고전류를 발전기가 공급함으로써 보호계전기가 동작할 수 있는 구조이다. 사고전류는 발전기의 리액턴스, 변압기의 %임피던스 및 선로정수 등을 통해 계산된다. 계산된 사고전류를 통해 보호계전기의 정정 값을 계산하고 보호계전기가 동작할 수 있는 보호 레벨 및 시간으로 보호계전기를 설정해야 한다[21,22].

### 2.1 고장전류 해석

고장전류는 크게 비대칭 고장전류가 나타나는 1선 지락, 2선 지락 및 단락과 대칭 고장전류가 나타나는 3상 지락 및 단락으로 구분할 수 있다. 이 중 차단기의 차단용량 결정 및 보호계전기 정정은 3상 단락전류 고장을 통해 계산하는 것이 표준이다[23]. 3상 단락전류는 사고전류의 크기가 지속적으로 감소하는 경우와 일정한 경우로 나눌 수 있으며, 이에 따라 발전기와 가까울 때와 멀 때로 나눌 수 있다. 본 논문에서는 독립형 마이크로그리드를 대상으로 하였으므로 3상 단락전류 사고 시 사고전류 크기가 정상상태까지 지속적으로 감소하는 사고 지점이 발전기와 가까울 때만을 고려한다[24].

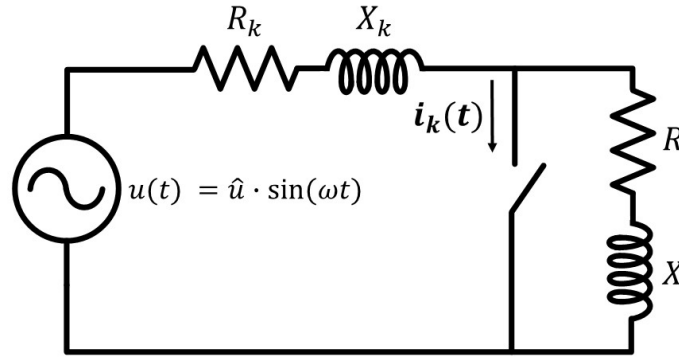


Fig. 1 Equivalent short circuit in the positive sequence system

3상 단락 고장은 Fig. 1과 같은 단전도를 통해 해석할 수 있다[24,25]. 케이블, 변압기, 발전기, 모터 등에 대한 임피던스는 저항  $R$  [ $\Omega$ ] 및  $R_k$  [ $\Omega$ ]와 리액턴스  $X$  [ $\Omega$ ] 및  $X_k$ 로 등가화 되었다. 여기서,  $u(t)$ 는 전원 전압으로  $\hat{u}$ 는 전원 전압의 최댓값 [V],  $\omega$ 는 공칭 각주파수 [rad/s],  $t$ 는 시간 [sec],  $\phi$ 는 전원 위상각 [rad]이다. 순시 단락전류  $i_k(t)$ 는 식 (2)와 같이 교류성분인 강제응답과 직류성분인 자연응답을 합하여 단락전류를 구할 수 있다.  $L$ 은 부하 인덕턴스 [H],  $Z$ 는 부하 임피던스의 크기이고  $\theta$ 는 부하각이다. 여기서, 단락사고 시 직류성분 전류는 시간에 따라 지수적으로 감소하므로  $i_k(t)$  또한 비주기적으로 크기가 감소할 것을 알 수 있다.

$$i_k(t) = \frac{\hat{u}}{Z} [\sin(\omega t + \phi - \theta) - \sin(\phi - \theta) e^{-\frac{t}{\tau}}] \quad (1)$$

$$\text{여기서, } Z = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}, \theta = \tan^{-1} \frac{\omega L}{R}, \tau = \frac{L}{R}, \phi = \tan^{-1} \frac{\omega L_k}{R_k}$$

Fig. 2는 3상 대칭 단락사고 시 전류 파형이며, Fig. 3은 단락사고 시 회전기 기반 발전기에 나타나는 전류 파형이다[26]. 초기에 나타나는 대칭 단락회로 전류  $I_k''$ 은 차과도 전류라 하며 약 1~2 cycle 이내에 전기자 저항과 누설 리액턴스에 의해 적용되는 차과도 리액턴스  $x_d''$ 에 의해 나타난다. 차과도 상태 이후 약 30 cycle까지 나타나는 과도 전류  $I_k'$ 은 과도 리액턴스  $x_d'$ 에 의해 나타나며 누설 리액턴스 외에 시정수에 따라 변하는 전기자 반작용이 포함된다. 정상상태 전류  $I_k$ 는 과도상태 이후의 전류로 동기 리액턴스  $x_d$ 에 의해 흐르는 전류이다. 여기서, 리액턴스의

크기는  $x_d > x'_d > x''_d$ 이며 전류의 크기는  $I_k < I'_k < I''_k$ 으로 나타낼 수 있다.

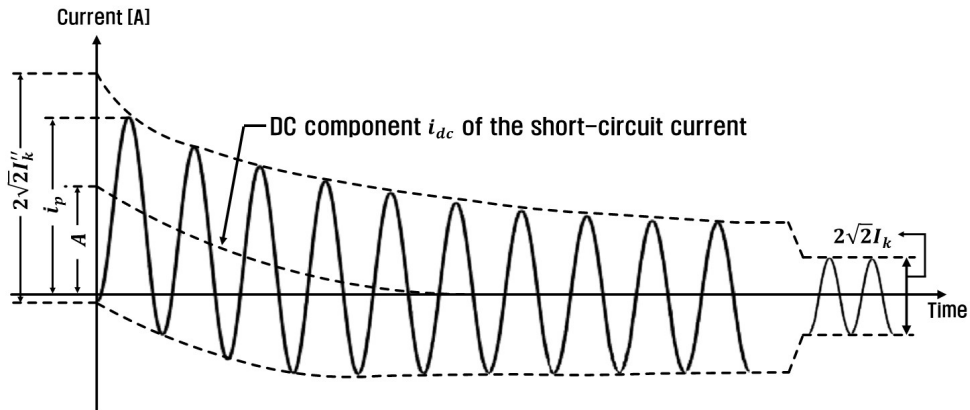


Fig. 2 Near to generator short circuit

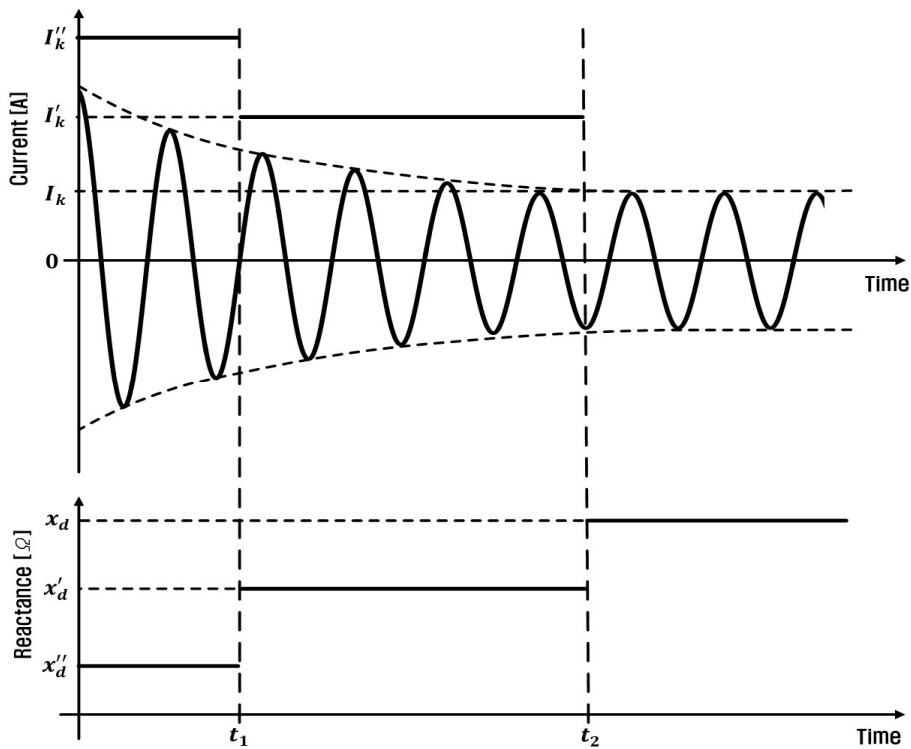


Fig. 3 Synchronous machine short circuit current

**Table 1** Voltage factor C, according to IEC 60909-0: 2016-10[27]

Nominal voltage, $U_n$	Voltage factor $c$ for calculation of		
	Maximum short-circuit currents( $c_{max}$ )	Minimum short-circuit currents( $c_{min}$ )	
Low voltage	If tolerance +6%	1.05	0.95
100-1000V	If tolerance +10%	1.10	0.9
High voltage >1-35kV		1.10	1.00

계통 사고 해석 시 가장 정확한 방법은 계통 상태에 대한 자세한 정보를 통해 계산하는 것이다. 하지만, 다양한 분산전원과 부하가 연계된 실제 계통에서는 계통 상태에 대한 정보를 수집하기가 어렵다. 따라서 [27]에서는 Table 1과 같은 C-factor를 도입한다. C-factor는 시간과 위치에 따른 전압 변동, 변압기 탭 절환, 사고전류 계산 시 무시되는 부하 및 용량, 발전기와 모터의 일시적인 동작 등에 대한 영향을 고려하기 위하여 사용된다.

사고전류는 C-factor를 활용하여 중첩의 원리를 통해 식 (5)와 같이 계산할 수 있다[26].  $I_{ki}''$ 은 사고지점 모선 3상 단락전류의 실효치,  $U_n$ 는 모선 선간전압 실효치,  $c$ 는 C-factor이다.  $Z_k$ 는 단락사고 직전 사고지점 등가 임피던스이며  $R_k$ 와  $X_k$ 는 각각  $Z_k$ 에 대한 저항과 리액턴스 값이다.

$$I_{ki}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (2)$$

보호계전기 및 차단기 등에 대한 용량을 산정하기 위해서 3상 단락사고 시 차과도 전류 최댓값을 식 (6)과 같이 계산한다[26]. 여기서  $I_p$ 는 예상되는 차과도 전류 최댓값이다.  $K$ 는 K-factor로 임피던스에 따른 전류 최댓값 변동 특성을 의미하며 Fig. 4와 같다.

$$I_p = K\sqrt{2}I_{ki}'', \quad K = 1.02 + 0.98e^{-\frac{3R_k}{X_k}} \quad (3)$$

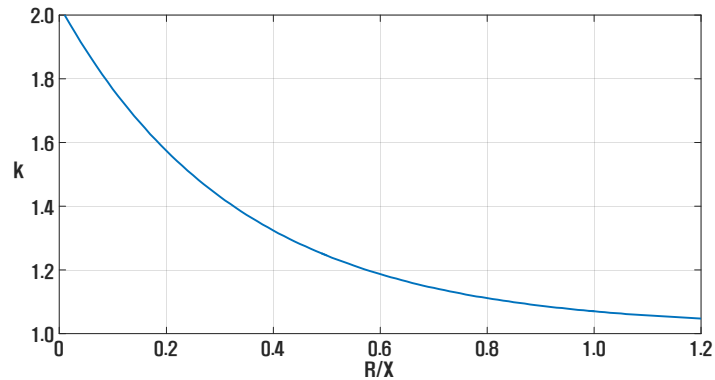


Fig. 4 Characteristics of the K-factor

$I_p$ 를 계산하기 위해서는 K-factor를 결정하기 위한  $R/X$ 값을 선정해야한다. K-factor를 설정하기 위한 방법으로는 세 가지가 있다. 첫 번째는 사고지점 단락전류 크기에 기여하는 지로 중 가장 작은  $R/X$ 값을 채택하는 것이다. 이 방법은 나머지 2가지 방법 중 가장 부정확하다. 두 번째 방법은 사고지점  $R/X$ 비에 의한 K값에 1.15의 마진을 곱해주는 방법으로 세 가지 방법 중 가장 큰 값이 계산된다. 세 번째 방법은 가장 정확한 단락사고 최대 전류를 구하는 방법으로 식 (7)과 같이 주파수  $f_c = 20 Hz$ 를 대입하였을 때의  $R_c/X_c$  비를 통해 K-factor를 산정한다.

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \frac{f_c}{f} \quad (4)$$

## 2.2 보호계전기 정정

보호계전기 정정이란 설비의 중요도, 부하특성 등과 같은 각종 설비에 적합한 운전조건 즉, 전기적 조건이 어떤 상황에서 즉시 차단 또는 한시 차단을 갖도록 설정하는 것을 의미한다. 보호계전기는 기본 원칙에 따라 정정되어야 한다. 기본 원칙으로 보호계전기 설정은 오·부동작을 피하고 민감도가 저하되지 않도록 적절한 오차 값을 설정해야 하며 계통에 사고가 발생했을 때 정상 부분의 불필요한 차단을 피하기 위하여 사고의 근원을 빠르게 제거하고 고장 시 동작하는 계전기들



상호간의 협조를 도모하여야 한다는 것이다. 본 논문에서는 독립형 마이크로그리드 배전계통을 기준으로 하였으므로 배전계통의 보호계전기 정정에 대해 설명하면 다음과 같다[28-31].

#### ① 단락보호

- 한시 Tap: 최대부하전류의 150% 또는 케이블 허용전류의 150% 중 작은값에 정정
- 한시 Lever: 전후위 계전기와 0.3 초 이상협조가 가능하도록 설정
- 순시 Tap: 모선 2상 단락전류 값의 1/1.5에 동작하고 연결 변압기 2차 단락전류의 150%~200%에 정정 피더와 말단에 연결 분기 피더가 많은 경우 분기 피더 사고에 순시가 동작할 시 순시제거

#### ② 지락보호

- 직접접지 계통의 경우
  - 한시 Tap: 최대부하전류의 30% 이하에 정정
  - 한시 Lever: 전후위 계전기와 0.3 초 이상 협조가 가능하도록 선정
  - 순시 Tap: 후단에 다시 분기 피더가 있는 경우 순시제거, 동일 전압계통에서 말단일 경우 오동작 않는 최소치에 정정
- 저항접지계통의 경우
  - 한시 Tap: 동일 계통에서 단계별로 최대 지락전류의 30%, 20%, 10%, 5% 정하여 정정
  - 한시 Lever: 동일전압, 동일 Bank 단계별 협조가 가능하도록 선정
  - 순시 Tap: 후단에 다시 분기 피더가 있는 경우 순시제거 동일 전압계통에서 말단일 경우 오동작 않는 최소치에 정정
- 비접지계통의 경우
  - 메인반의 지락과전압계전기와 분기반의 방향성 지락계전기를 AND조건으로 동작되도록 정정

### 2.3 회전기기반 고장전류 보호시스템

회전기 기반 동기발전기가 기준 전압을 생성해주는 전력계통 보호시스템은 회전기기의 특성을 통해 정격전류의 수배~수십배에 달하는 사고 전류를 공급할 수 있는 구조에서만 가능하다. 이러한 구조는 동기발전기가 항시 기동되어야하기 때문에 신재생에너지 발전 비율을 제한하게 된다.

신재생에너지 발전 비율을 높이기 위한 방법 중 하나는 ESS의 PCS가 CVCF 운전을 통해 전압 신호의 크기, 주파수, 위상 및 상회전 방향과 같은 기준 전압을 만들어주는 것이다. 하지만, 인버터를 기반으로 하는 분산전원의 경우 PCS의 용량 설계 한계에 의해 사고전류가 PCS 용량을 벗어날 경우 PCS가 소손되거나 Insulated gate bipolar transistor(IGBT) 등의 반도체소자 소손을 방지하기 위해 PCS 보호동작으로 정격 전류의 약 1~2배 정도의 레벨에서 Pulse width modulation(PWM) 신호를 중단하고 차단기를 개방하는 자체 보호동작을 수행하게 된다.

이로 인해 사고전류 공급이 불가능하여 전통적인 방식으로 설계된 보호계전기는 동작하지 않게 된다. 이러한 문제점은 사고지점을 찾기가 어려워지며 사고지점 차단기가 개방되지 않으므로 ESS를 재투입하여도 ESS는 다시 자체 보호 동작을 반복하게 된다. 이와 같이 ESS 기준 운전에서 회전기 기반 동기발전기 기준 운전에서 사용하였던 기존 보호시스템으로 보호계전기를 설계한다면 사고지점 탐지 및 ESS 재투입이 불가능하여 장시간 정전 사태를 야기할 우려가 매우 크다. 따라서 본 논문에서는 역상분 전류를 통해 사고를 판단하여 사고피더만을 차단할 수 있는 새로운 마이크로그리드 보호시스템을 제안한다.

### 3. 제안된 고장전류 보호시스템

제안된 보호시스템은 독립형 마이크로그리드에서 PCS가 CVCF 운전을 통해 기준전압을 생성해줄 때를 대상으로 한다. 보호시스템은 전력계통 비대칭사고로 인해 일정 크기 이상의 과전류가 발생하면 PCS의 전압 지령치를 제어하여 사고전류를 감소시키며 사고피더를 탐지하여 해당 피더만 탈락시키는 방안이다. 사고 시 PCS의 출력 전압은 공칭전압에 비해 매우 낮은 값으로 제어되며 저전압에 의해 흐르게 되는 사고피더의 역상전류를 통해 보호계전기가 해당 피더만 탈락시켜 전력계통을 보호할 수 있도록 한다. 이때, 보호계전기와 PCS 사이에 통신은 불필요하며 통신을 통한 보호시스템 동작에 비해 신뢰성이 높으며 신속하다.

#### 3.1 사고 시 역상전류

제안된 보호시스템 파라미터는 보호시스템이 동작하기 위한 과전류 크기, 사고 후 전압 지령치 및 차단될 역상전류의 크기를 말한다. Fig. 5는 간략화 된 독립형 마이크로그리드 계통도로 1선 지락사고에 대한 회로이다.  $F$ 가 사고지점에 해당되고 사고 지점을 기준으로 전원 측과 부하 측으로 나누었다. 전원은 디젤발전기, PCS 등으로 구성되며 전원 퍼센트 임피던스는  $x_g$ , 전원 용량은  $S_g$ 이다.  $Tr_g$ 는 전원 측 변압기로  $\Delta$ -Y 결선,  $x_{trg}$  퍼센트 임피던스,  $S_{trg}$ 의 용량으로 구성된다.  $TL_g$ 는 전원 측 선로이며 거리는  $D_g$ , 임피던스는  $Z_g$ 이다. 부하 측에서  $TL_l$ ,  $Tr_l$ ,  $Load$ 는 각각 부하 측 선로, 변압기, Y결선 부하를 의미한다. 파라미터로  $D_l$ ,  $Z_l$ ,  $x_{trl}$ ,  $S_{trl}$ ,  $S_l$ 은 각각 부하 측 선로 길이, 선로 임피던스, 변압기 퍼센트 임피던스, 변압기 용량, 부하 용량을 나타내며 부하 측 변압기는 Y-Y 결선으로 구성되어있다. 여기서, 전원 전압은  $V_g$  [kV], 선로 전압은  $V_{TL}$  [kV], 부하 전압은  $V_l$  [kV]이다.

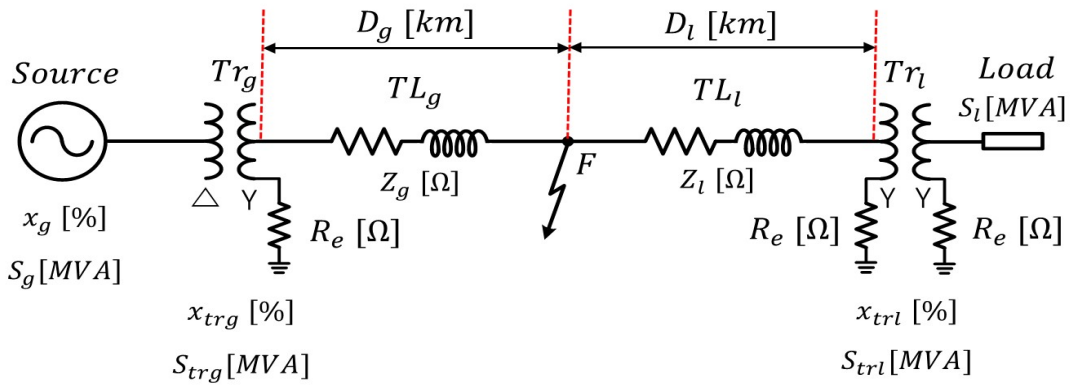


Fig. 5 Simplified grid circuit model

식 (17)의  $X_g$ 는  $S_{trg}$ 로 환산된 전원 임피던스이며 식 (18)의  $X_{trg}$ 와 식 (19)의  $X_{trl}$ 은 각각  $S_{trg}$ 로 환산된 전원 측 변압기와 부하 측 변압기 임피던스이다. 식 (20)과 식 (21)에서 계통 측 선로 임피던스와 부하 측 선로 임피던스를 구할 수 있다. 식 (22)에서  $\gamma$ 는 부하각이며 부하 임피던스를 선로 전압을 기준으로 환산하였다.

$$X_g = \frac{x_g \times 10 \times V_{TL}}{S_{trg} \times 10^3} [\Omega] \quad (5)$$

$$X_{trg} = \frac{x_{trg} \times 10 \times V_{TL}}{S_{trg} \times 10^3} [\Omega] \quad (6)$$

$$X_{trl} = \frac{x_{trl} \times 10 \times V_{TL}}{S_{trg}} [\Omega] \quad (7)$$

$$Z_g = Z \cdot D_g [\Omega] \quad (8)$$

$$Z_l = Z \cdot D_l [\Omega] \quad (9)$$

$$Z_{load} = \frac{V_{TL}}{S_l (\cos\gamma - j\sin\gamma)} [\Omega] \quad (10)$$

Fig. 6은 Fig. 5 계통도에 대한 정·역상분 회로이다[32]. 전원의 역상분 임피던스는 고려되지 않아 동일한 회로로 구성되었다. 식 (23)과 식 (24)는 각각 계통 측과 부하 측 정·역상분 임피던스에 대한 식이다. 회로 해석 시 사고지점에 전압원  $V_1$ 을 추가하므로 사고지점을 기준으로 계통 측 및 부하 측 임피던스는 병렬 회로가 된다. 따라서 식 (25)와 같이 사고 시 정·역상분 임피던스를 구할 수 있다.

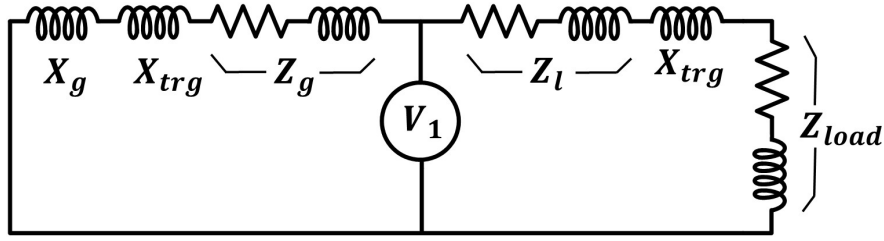


Fig. 6 Positive(negative) sequence circuit model

$$Z_{ga1} = X_g + X_{trg} + Z_g \quad (11)$$

$$Z_{ls1} = Z_{load} + X_{trg} + Z_l \quad (12)$$

$$Z_1 (= Z_2) = \frac{Z_{ga1} \times Z_{ls1}}{Z_{ga1} + Z_{ls1}} \quad (13)$$

Fig. 7은 영상분 회로이며  $X_{tr0}$ 는 전원 측 변압기 영상분 리액턴스,  $Z_{g0}$ 는 전원 선로 영상분 임피던스,  $X_{trl0}$ 는 부하 측 변압기 영상분 리액턴스,  $Z_{l0}$ 는 부하 측 선로 영상분 임피던스를 의미한다. 각 임피던스는 영상 임피던스가 적용되며 전류는 변압기  $\Delta$ 결선 내부를 순환하므로 전원 임피던스는 제외된다. 중성점 접지저항  $R_e$ 의 경우 중성점 접지에 흐르는 전류는 1상 영상 전류의 3배가 흐르므로 저항 값은 3배가 된다[32]. 여기서  $R_f$ 는 대지저항을 의미한다.

회로에 따라 식 (26)과 식 (27)을 통해 계통 측 및 부하 측 영상 임피던스를 구할 수 있다.

$$Z_{ga0} = 3R_e + X_{trg0} + Z_{g0} + 3R_f \quad (14)$$

$$Z_{la0} = 3R_e + X_{trl0} + Z_{l0} + 3R_f \quad (15)$$

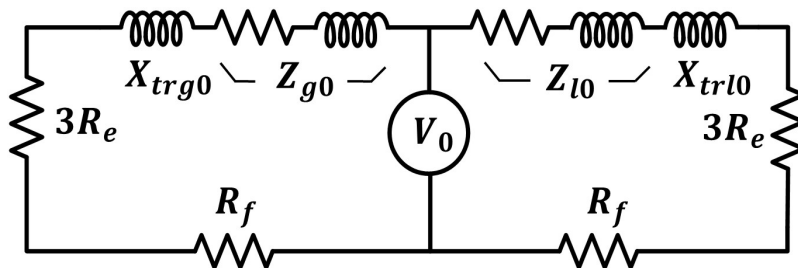


Fig. 7 Zero sequence circuit model

정·역상분 회로와 같이 영상분 회로는 병렬회로이므로 식 (28)으로 영상 임피던스를 구할 수 있다. 이에 따라 1선 지락사고 시 사고전류는 식 (29)와 같이 계산할 수 있다. 이 중 역상전류에 대한 식은 식 (30)과 같이 나타낼 수 있으며 이를 통해 사고 후 전압 지령치와 차단될 역상전류의 크기를 설정할 수 있다. 하지만, 실제 계통에서는 자세한 상태를 알기가 힘들기 때문에 다양한 모의해석을 통해 계산되어야 한다.

$$Z_0 = \frac{Z_{ga0} \times Z_{la0}}{Z_{ga0} + Z_{la0}} \quad (16)$$

$$I_e = 3I_0 = \frac{3 \times \frac{1}{\sqrt{3}} \times V_{TL}}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (17)$$

$$\therefore I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} \times V_{TL} \quad (18)$$

### 3.2 전력변환시스템 제어

Fig. 8은 직류전원을 가지는 PCS의 일반적인 구조로 6개의 절연 게이트 양극성 트랜지스터(Insulated gate bipolar transistor, IGBT)를 사용하는 2 Level 전압형 인버터라 한다. 마이크로그리드에서 해당 PCS의 주된 역할은 CVCF 제어를 통해 신재생에너지원과 부하 변동에 관계없이 부하에 일정 전압과 일정 주파수를 공급해주는 것이다.

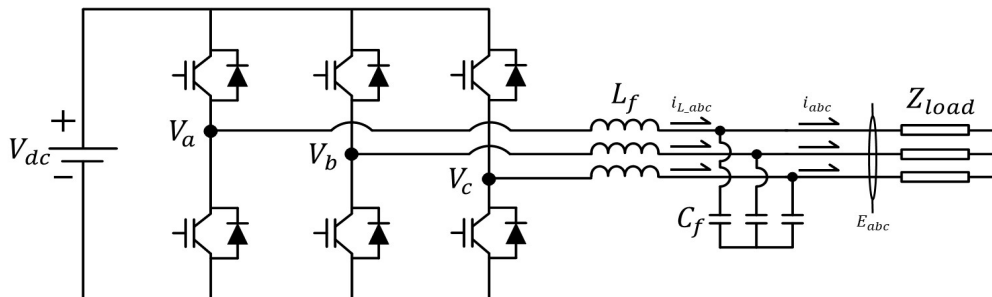


Fig. 8 2 Level inverter circuit for CVCF

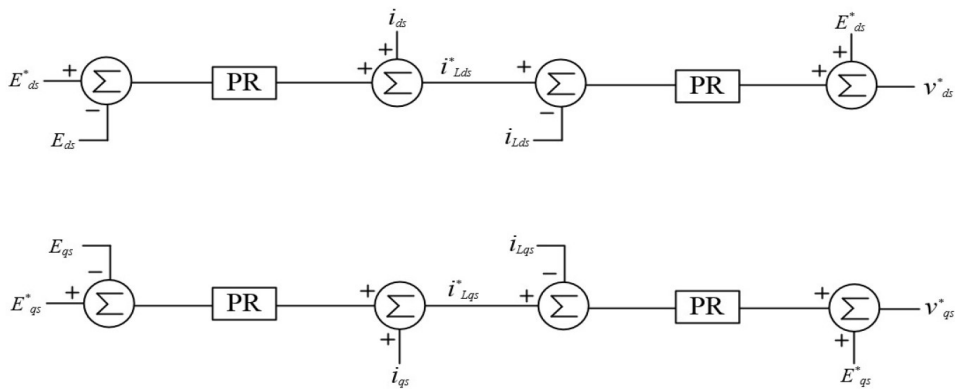
기존 PI(Proportional Integral) 제어기는 3상 교류를 Park's transformation을 통해 직류 성분으로 변환하여 제어한다. 하지만, 이러한 방법은 계통사고와 같은 과도상태 시 전압 불평형에 의해 제어 이탈 가능성이 크다.[33,34]. 하지만 PR(Proportional resonant) 제어기는 PCS 사고 시 PI 제어기에 비해 제어 응답성이 좋기 때문에 제안된 PCS 보호시스템 동작을 위해 사용한다[35].

PR 제어를 위해 3상 교류전압 및 전류는 식 (31)과 같이 Clarke transformation을 통해 2상 교류 전압 및 전류로 변환한다. 이를 통해 PR 제어기는 정지좌표계 상에서 제어되며 공진주파수를 기본주파수로 설정하므로 기본주파수에서만 높은 이득을 가지도록 하여 외란에 강인하고 제어속도가 빠르다[36,37]. 식 (32)는 이상적인 PR 제어기의 전달함수이다. PR 제어기 이득은 PI 제어기의 비례 이득  $K_p$ 와 적분 이득  $K_i$ 를 사용하므로 식(33)으로 구할 수 있다[38].

$$\begin{bmatrix} E_{ds} \\ E_{qs} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$G_{PR}(s) = K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega^2} \quad (20)$$

$$K_p = L_f \cdot \omega_{cc}, K_i = K_p \left( \frac{\omega_{cc}}{5} \sim \frac{\omega_{cc}}{10} \right) \quad (21)$$



**Fig. 9** Block diagram of PR controller

기존 PCS 자체 보호동작은 여러 가지 항목이 있으며 그 중 과전류 보호동작의 경우 사고 시  $I_k''$ 이 PCS의 허용 최대 전류  $I_m$ 을 초과할 경우 자체 보호동작을 수행하며 인버터는 정지하게 된다.

제안된 PCS 보호 제어시스템은 평시 공칭전압 및 공칭주파수 지령치를 통해 제어된다. 사고 시에는  $I_k''$ 이 보호동작을 시작하기 위한 PCS 전류 제한 값  $I_t$ 보다 클 경우에는 식 (34)에서 식 (36)과 같이 신호 래취 함수  $L(I_t, clr)$ 이 1로 되며 계통 최대전압  $V_m$ 에서 제어전압  $V_t$ 를 빼준다. 따라서 전압 지령치  $E_{ds}^*$ 와  $E_{qs}^*$ 를 매우 작은 값으로 조정하여 사고 검출에 필요한 최소한의 전압만 생성한다. 이때  $I_t$ 는 기존의 마이크로그리드 보호시스템에서  $I_m$ 보다 작은 값이며  $clr$ 은 신호 래취 함수 초기화 조건이다.

$$E_{ds\_ref} = (V_m - V_t \cdot L(I_t, clr))\cos(\theta) \quad (22)$$

$$E_{qs\_ref} = (V_m - V_t \cdot L(I_t, clr))\sin(\theta) \quad (23)$$

$$L(I_t, clr) = \begin{cases} 1 & (I_m \geq I_t) \\ 0 & (I_m < I_t) \end{cases} \quad (24)$$

제안된 보호시스템은 PCS에서 과전류 신호를 감지하였을 때 계통 제어전압을 매우 작게 조정하여  $I_k''$ 를  $I_m$ 보다 작게 유지하고 사고 검출이 가능하도록 한다. 이때,  $I_t$ 와  $V_t$ 의 경우  $(V_m - V_t)$ 를 전력계통의 전압 최댓값으로 산정하여 고장전류를 계산한 후 PCS의  $I_m$ 을 초과하지 않는 범위에서 산정하여야 한다. 제안된 방법을 적용하기 위해서 PCS는  $I_m$ 을 고려하여 정격전류 이상의 허용 전류 여유를 산정할 필요가 있다.

신호 함수  $L(I_t, clr)$ 을 초기화하기 위해서는 사고 해소 또는 차단 여부를 PCS가 판단하여야 한다. 이를 위해 제안된 PCS 보호시스템에서는 역상전류 크기를 예측한다. 역상분 순시 최대전류  $I_{mn}$ 의 경우 식 (37)에서 식 (39)와 같이 계산할 수 있다. 식 (16)에서  $I_{tn}$ 은 PCS에서 설정되는 역상전류기준치이며 마이크로그리드 내 평시 불평형 요소보다 항상 커야하고 충분한 여유가 요구된다. 식 (40)과 같이  $I_{mn}$ 이  $I_{tn}$ 보다 작아지면 전력계통의 불평형을 야기하는 사고가 해소된 것으로



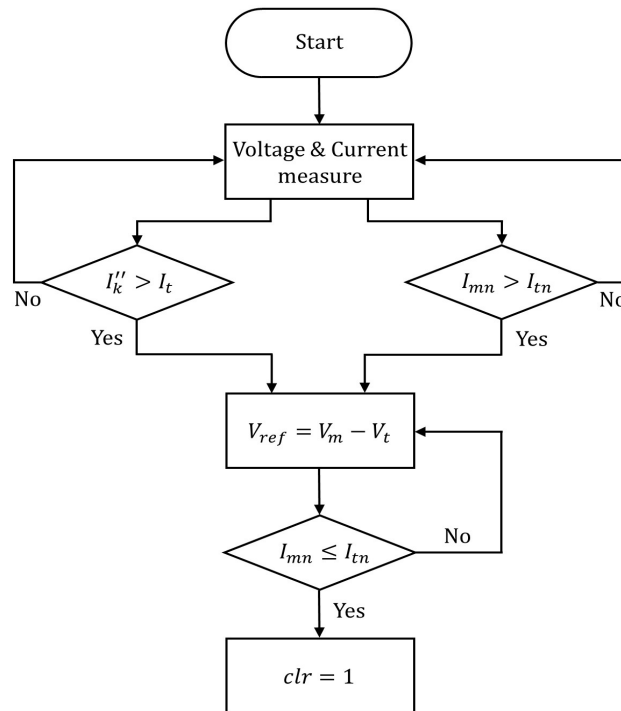
판단할 수 있으며, 이때 PCS는  $clr$ 을 1로 바꾸어  $L(I, clr)$  함수의 래치를 초기화한 후 정상운전을 수행한다. Fig. 10은 제안된 보호시스템 PCS 동작 순서도로 내용은 앞서 설명한 바와 같다.

$$\begin{bmatrix} i_{an} \\ i_{bn} \\ i_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \text{where, } a = \angle 120^\circ, a^2 = \angle 240^\circ \quad (25)$$

$$\begin{bmatrix} i_{dn} \\ i_{qn} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{an} \\ i_{bn} \\ i_{cn} \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$I_{mn} = \sqrt{i_{dn}^2 + i_{qn}^2} \quad (27)$$

$$clr = \begin{cases} 1 & (I_{mn} \leq I_{tn}) \\ 0 & (I_{mn} > I_{tn}) \end{cases} \quad (28)$$



**Fig. 10** PCS flow chart of the new protection system

### 3.3 보호계전기 동작

앞서 제안된 PCS 보호시스템과 연계하여 전력계통 피더의 과전류 차단기 또한 기존 방식과 다르게 판단해야 하며 제안된 방식의 구성은 Fig. 11에서 보여준다. 식 (41)과 같이 피더의 역상전류 크기인  $I_{mnf}$ 가 피더 보호계전기에 설정된 역상전류인  $I_{tnf}$ 보다 클 경우 비교기 1의 출력인  $L_{c1}$ 은 1로 동작한다. 이때  $I_{tnf}$ 는 해당 피더의 평시 역상분 허용전류보다 충분히 커야 한다. 비교기 2는 저전압 계전기를 간략히 표현한 것으로 식 (42)과 같이 피더의 전압  $V_{mf}$ 가 피더 보호계전기에 설정된 전압  $V_{tf}$ 보다 작을 경우 비교기 2의 출력인  $L_{c2}$ 는 1로 동작한다. 여기서,  $V_{tf}$ 는 피더의 상시 허용 저전압보다 작아야 하지만 PCS가 사고 시 생성하는  $(V_m - V_t)$ 보단 충분히 커야 한다. 이와 같이 역상분 비교기와 저전압 비교기를 AND 게이트를 통해 사고를 검출한다. AND 게이트 이후 신호는 래치되어 계통운영자의 초기화 신호가 도달할 때까지 유지되어야 한다.

$$L_{c1} = \begin{cases} 1 (I_{mnf} \geq I_{tnf}) \\ 0 (I_{mnf} < I_{tnf}) \end{cases} \quad (29)$$

$$L_{c2} = \begin{cases} 1 (V_{mf} \leq V_{tf}) \\ 0 (V_{mf} > V_{tf}) \end{cases} \quad (30)$$

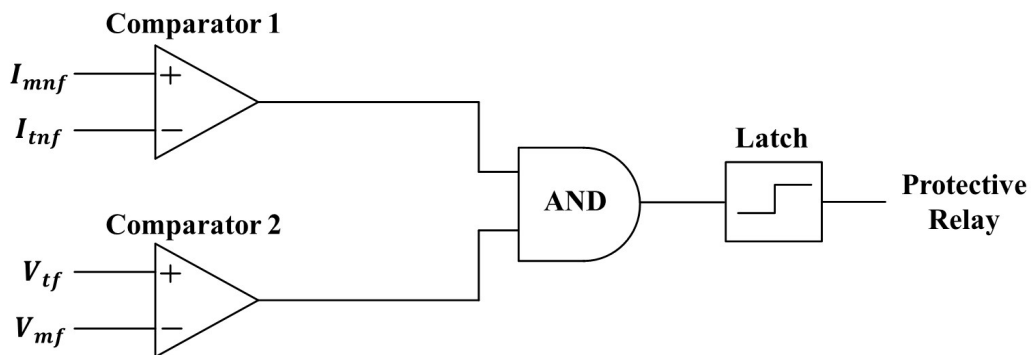


Fig. 11 Protective relay operator

Fig. 12는 보호계전기 작동 순서도이며 피더에서 자체적으로 역상전류와 저전압을 계측하여 사고판단을 한다. 회전기 기반 동기발전기와 PCS 기준 운전을 병행하여 사용하는 경우에는 기존의 보호계전기 설정 방법과 제안된 보호시스템을 이중으로 설정하여 사용 가능하다. 또한 ESS가 주전원으로만 운전하는 마이크로그리드에서도 대용량 전동기가 연결되어 있거나 다른 기타 요소로 인해 과전류 우려가 있을 경우에는 기존 보호 계전기 요소와 병행하여 사용할 수 있다. Table 2는 제안된 보호시스템 설정 및 조건에 대한 표이다.

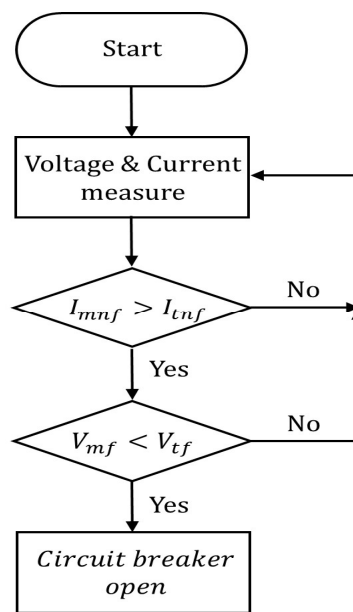


Fig. 12 Protective relay flow chart

Table 2 PCS & Feeder protection setting

Classification	Setting	Condition
PCS protection	Control voltage	$V_m - V_t$
	Change to protection mode	$I_k'' > I_t$ or $I_{mn} > I_{tn}$
	Negative sequence current	$I_{tn}$ is bigger than $I_{mn}$ in the normal mode
Feeder protection	Protective relay of negative sequence current	$I_{tnf}$ is bigger than $I_{mn}$ in the normal mode
	Protective relay of low voltage	$V_{tf} > (V_m - V_t)$
Other	It is possible to use the conventional protective relay	

## 4. 컴퓨터 해석 및 결과 고찰

### 4.1 컴퓨터 모델링

Fig. 13은 PSCAD/EMTDC 컴퓨터해석 프로그램을 통해 모델링된 독립형 마이크로그리드이다. 650 kVA 디젤발전기 한 대와 650 kVA ESS 한 대가 전원으로 연결되어 있으며 함께 동작하지 않는다. 피더는 총 3개로 이루어져 있으며 선로의 경우 길이에 따른 임피던스를 적용하였다. 지락사고는 Feeder #3 및 Load #3-2에서 발생하도록 하였고 Feeder #3에서 Feeder\_3, Feeder\_3\_1, Feeder\_3\_2 차단기는 보호협조를 통해 사고 해당 피더만 차단하도록 설계되었다.

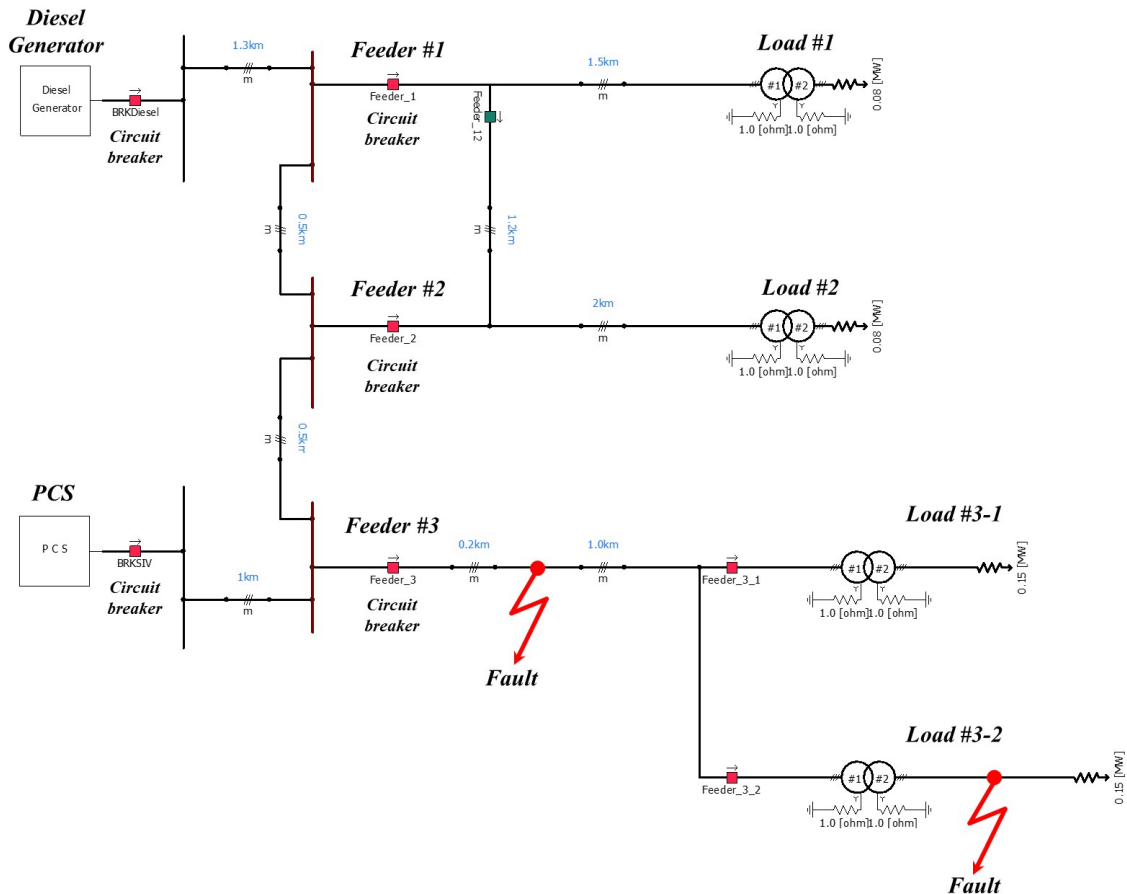
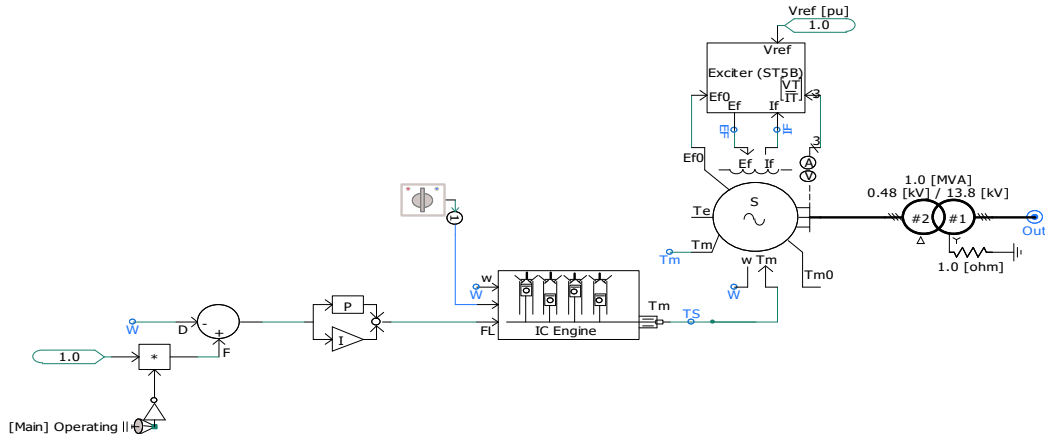


Fig. 13 Stand-alone microgrid PSCAD/EMTDC model

### 4.1.1 디젤발전기 모델링



**Fig. 14** 650 kVA diesel generator PSCAD/EMTDC model

Fig. 14는 PSCAD/EMTDC 회전기기 기반 발전기 모델로 디젤엔진을 통해 구동된다. 디젤발전기 모델은 작동 시 계통 기준전압을 생성해주며 사고전류를 공급할 수 있다. 동기발전기가 구동할 시 PCS는 동작하지 않도록 설계되었으며 디젤발전기 모델에 대한 파라미터는 Table 3과 같다.

**Table 3** Parameters of the generator

	Parameters	Value	Unit
Generator	Rated capacity	650	kVA
	Rated voltage	0.48	kV
	Rated current	781.83	A
	Rated frequency	60	Hz
	Time constant of inertia	1	sec
	Amature Resistance	0.005	pu
	Potier Reactance	0.163	pu
	Unsaturated Reactance	1.014	pu
	Unsaturated Transient Reactance	0.314	pu
	Unsaturated Sub-Transient Reactance	0.250	pu
Transformer	Winding type	Y- $\Delta$	-
	Rated capacity	1	MVA
	Turn ratio	0.035	
	Positive sequency leakage reactance	0.050	pu
	Grounded resistance	1	$\Omega$

#### 4.1.2 전력변환시스템 모델링

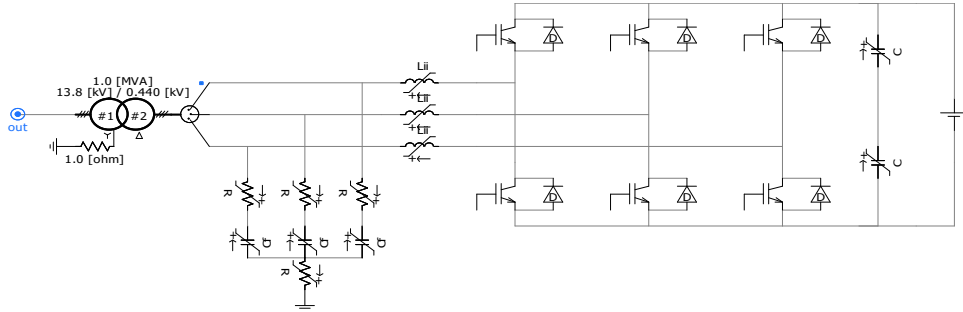


Fig. 15 650 kVA PCS PSCAD/EMTDC model

Fig. 15는 PCS 모델로 IGBT 소자를 통해 스위칭이 되며 2 Level 전압형 인버터로 구성되었다. 여기서 인버터 출력의 CVCF 제어는 PR 제어기를 통해 이루어진다. 보호시스템은 사고 시 역상전류와 과전류 계측을 통해 전압 지령치를 낮추어 보호동작을 수행한다. PCS에 대한 파라미터 및 보호 동작 설정 값은 Table 4와 같다.

Table 4 Parameters of the PCS

Parameters		Value	Unit
PCS	Rated capacity	650	kVA
	Rated voltage	0.44	kV
	Rated current	852.90	A
	DC link voltage	0.80	kV
	Rated frequency	60	Hz
	Switching frequency	2500	Hz
	Filter type	LC filter	-
	Filter inductance	1	mH
	Filter capacitance	550	uF
	Proportional gain of PR controller( $K_p$ )	1	-
Integration gain of PR controller( $K_i$ )	151.51	-	
Design of the suggested protection system	Overcurrent setting( $I_t$ )	1.5	kA
	Low voltage setting( $V_t$ )	0.35	kV
	Negative current setting( $I_{tn}$ )	60	A
	Winding type	Y- $\Delta$	-
Trans-former	Rated capacity	1	MVA
	Turn ratio	0.035	
	Positive sequency leakage reactance	0.050	pu
	Grounded resistance	1	$\Omega$

### 4.1.3 부하피더 모델링

부하피더의 파라미터는 Table 5와 같으며 정상 임피던스는  $0.17+j0.49$  [ $\Omega/\text{km}$ ], 영상 임피던스는  $0.17+j1.96$  [ $\Omega/\text{km}$ ]로 설계하였다. 피더와 부하 측 역상분 계전기 설정 값은 5 A로 설정하였으며, 피더의 저전압 계전기는 계통 전압이 10 kV 보다 낮아질 경우 보호시스템이 동작하도록 하였다. 보호계전기는 보호동작 신호가 발생하면 50ms 이후 차단되도록 모델링되었다.

**Table 5** Parameters of feeders

	Parameters	Value	Unit
Feeder #1	Load capacity	80	kW
	Rated voltage of the load	0.38	kV
	fundamental frequency	60	Hz
	Positive sequence impedance	$0.26+j0.74$	$\Omega$
	Zero sequence impedance	$0.26+j2.94$	$\Omega$
Feeder #2	Load capacity	80	kW
	Rated voltage of the load	0.38	kV
	fundamental frequency	60	Hz
	Positive sequence impedance	$0.34+j0.98$	$\Omega$
	Zero sequence impedance	$0.34+j3.92$	$\Omega$
Feeder #1-2	Positive sequence impedance	$0.20+j0.59$	$\Omega$
	Zero sequence impedance	$0.20+j2.35$	$\Omega$
Feeder #3	Load capacity	300	kW
	Rated voltage of the load	0.38	kV
	fundamental frequency	60	Hz
	Positive sequence impedance	$0.20+j0.59$	$\Omega$
	Zero sequence impedance	$0.20+j0.59$	$\Omega$
Transformer	Rated capacity	0.3	MVA
	Grounded resistance	1	$\Omega$
	Turn ratio	36.32	-
	Winding type	Y-Y	-
	Positive sequence leakage reactance	0.05	pu
Protection setting	Set value of the low voltage( $V_{tf}$ )	10	kV
	Set value of negative sequence current in the feeder( $I_{tnf}$ )	5	A
	Set value of negative sequence current in the load( $I_{tnf-L}$ )	5	A
Fault	Resistance	0.001	$\Omega$
Protective relay	Breaking time	50	ms

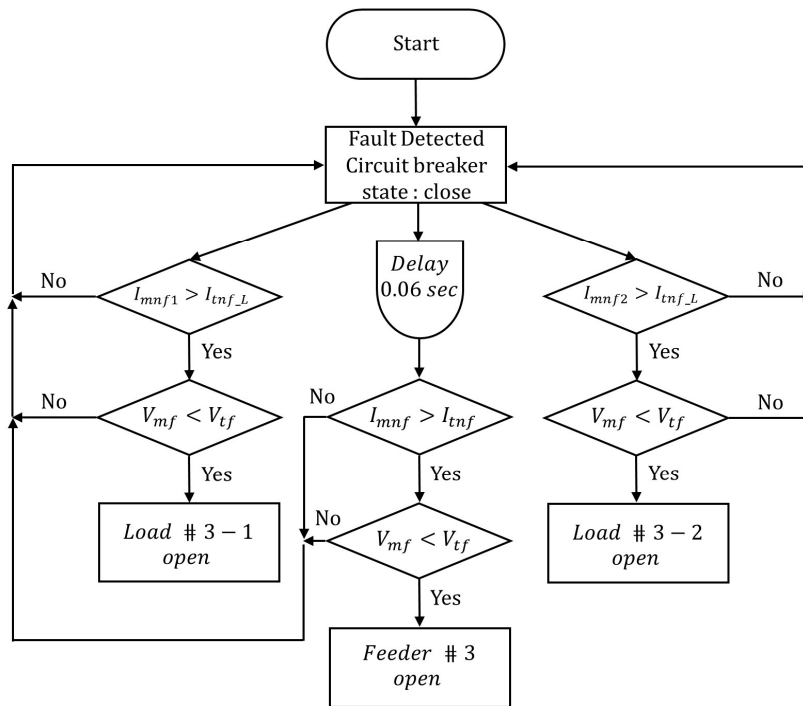


Fig. 16 Protection cooperation flow chart

#### 4.1.4 차단기 보호협조 모델링

Fig. 16은 독립형 마이크로그리드에서 사고 시 제안된 보호시스템에 대한 보호협조 순서도이다. 각 피더 및 부하에서 전압과 전류를 계측하며 만일, 계통 사고가 검출될 경우 선로별로 보호동작을 시작하게 된다. 부하 보호시스템이 가장 먼저 동작을 하며 차단기 동작시간인 0.05 초를 고려하여 0.06 초 후에 피더 보호시스템 동작하도록 설계되었다. 따라서 부하 사고 시 부하 측 보호계전기가 피더 측 보호계전기보다 먼저 개방되어 사고를 차단하므로 피더 측 보호계전기는 동작하지 않게 된다.

#### 4.2 컴퓨터 해석 결과

컴퓨터 해석은 과전류 보호계전기가 설치된 기존보호시스템을 모델링하고 1선 지락사고 및 선간 단락사고를 발생시켜 모의해석을 수행하였다. 제안된 보호시스템은 기존보호시스템과 동일한 사고를 발생시켰으며 사고피더 전류가 47.83 A, 역상전류가 1.91 A를 초과하게 되면 PCS 제어기는 상전압 최댓값 지령치를 9 V 즉, 피더 측에서 보았을 때 297.95 V로 감소시키게 된다.



## 4.2.1 지락사고

### i) Case 1-1: 회전기 기준보호시스템 Feeder #3 1선 지락사고

Case 1-1은 회전기기반 마이크로그리드에서 Feeder #3의 a상에 지락사고 발생할 경우에 대한 컴퓨터해석 결과이다. Fig. 17은 발전기 출력 전압 그래프이며 최고 고장전류를 확인하기 위해 0.725 초에 a상이 0 V일 때 지락사고가 발생하도록 하였다. Fig. 18은 발전기 출력전류에 대한 그래프이다. 전원은 고장전류를 공급해 줄 수 있으며 이를 통해 보호계전기가 동작하여 사고지점을 차단하게 된다. 차과도 상태에서 최대 전류는 326.20 A로 나타났다.

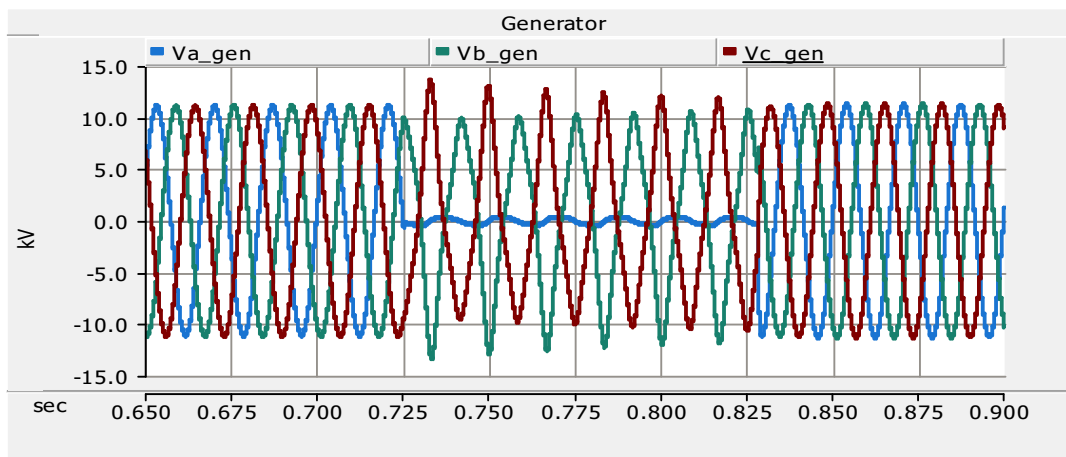


Fig. 17 Case 1-1 simulation result: Generator output voltage

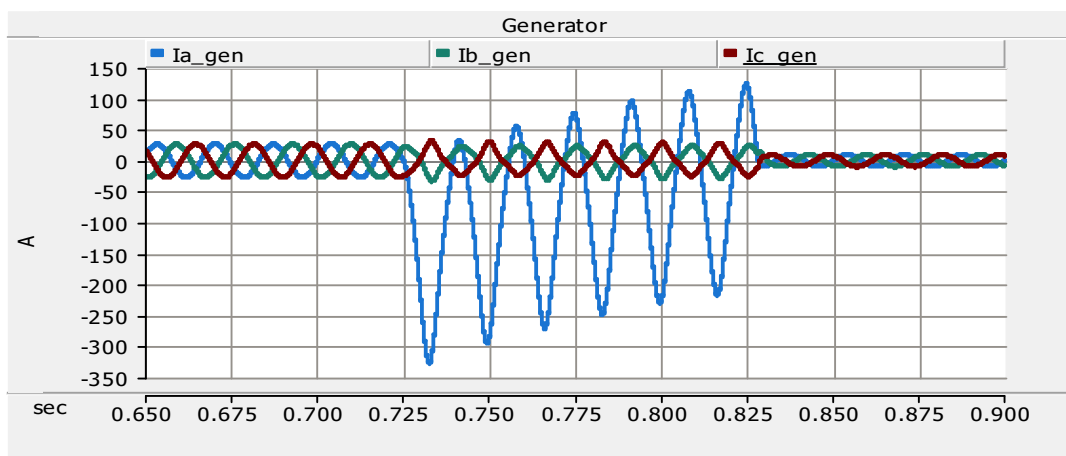
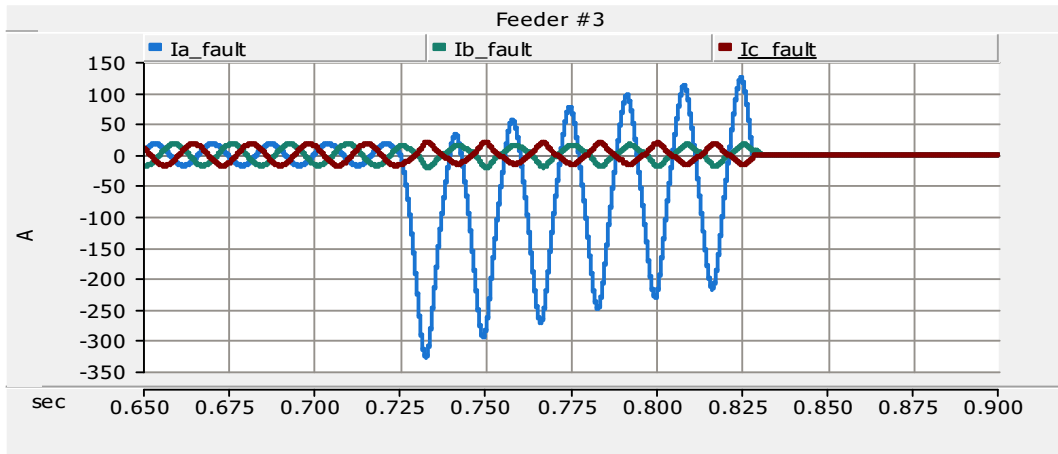
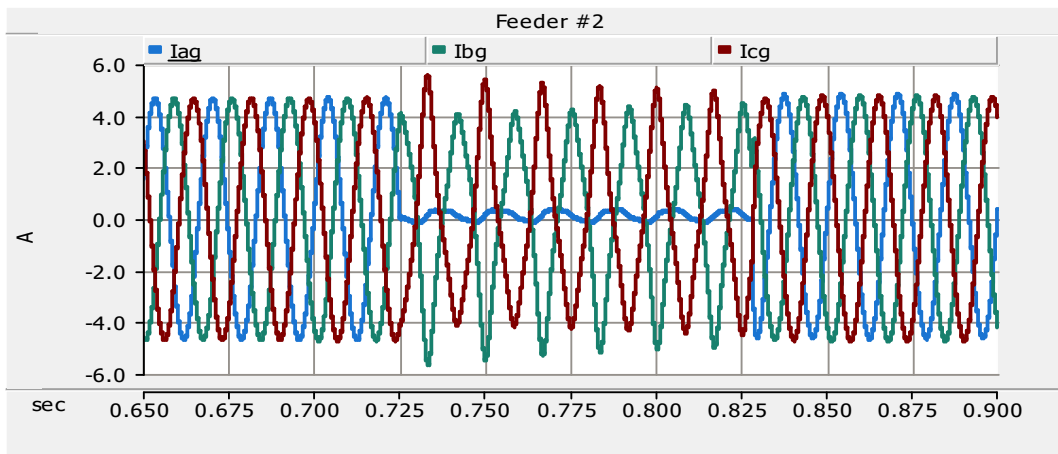


Fig. 18 Case 1-1 simulation result: Generator output current

Fig. 19는 사고피더인 Feeder #3에 인가되는 전류 그래프이며 Fig. 20은 정상피더인 Feeder #2에 흐르는 전류 그래프이다. a상 지락사고 시 a상 전류는 최대 326.29 A가 지락사고 지점으로 흐르므로 정상피더의 a상 전류는 0.34 A만 흐르게 된다.



**Fig. 19** Case 1-1 simulation result: Current of the fault feeder in the generator source



**Fig. 20** Case 1-1 simulation result: Current of the normal feeder in the generator source

ii) Case 1-2: PCS 기준보호시스템 Feeder #3 1선 지락사고

Case 1-2는 PCS기반 마이크로그리드에서 Feeder #3에 지락사고가 발생했을 때이다. Fig. 21은 PCS 전압에 대한 그래프로 a상 전압이 0 V가 되는 0.724 초에 사고가 발생하였으며 PCS 동작이 중단되는 것을 확인할 수 있다. Fig. 22는 지락사고 시 전류에 대한 그래프이며 최대 71.20 A로 나타났다. PCS는 정격전류의 2배가 출력될 경우 신속히 스위칭을 중단하며 차단기를 개방하게 된다. 보호동작에 의해 사고전류는 빠르게 제거되지만 계전기가 동작하기 위한 사고전류 공급이 이루어지지 않으므로 계전기는 동작하지 않게 된다. 따라서 사고지점 탐지가 어려워 장기적인 정전이 될 가능성이 있다.

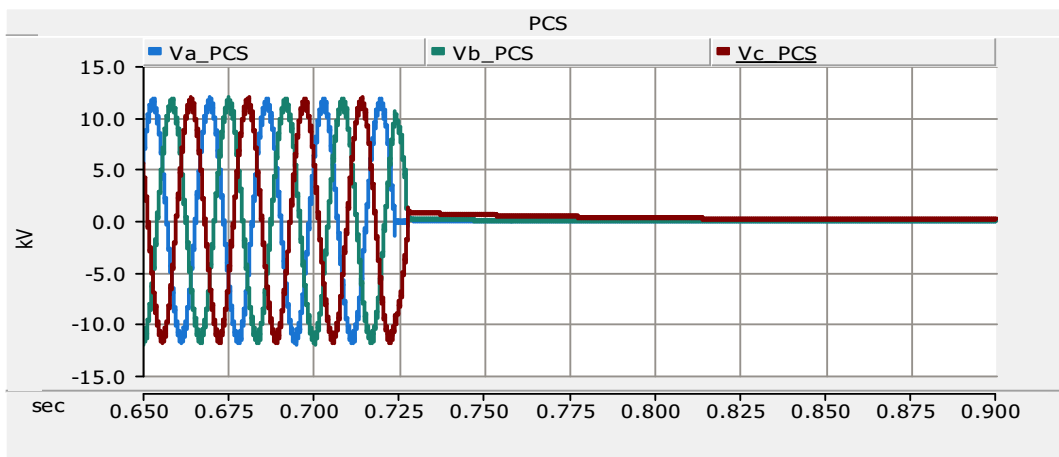


Fig. 21 Case 1-2 simulation result: PCS output voltage

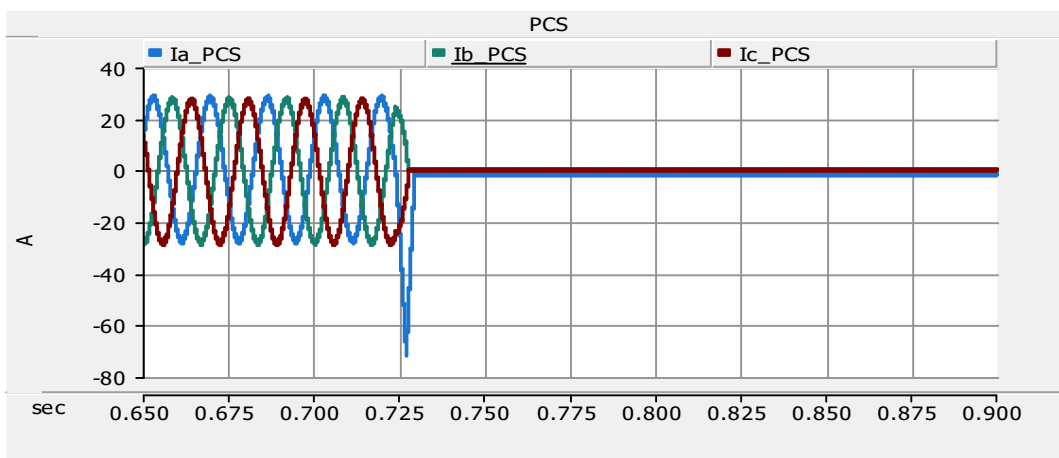
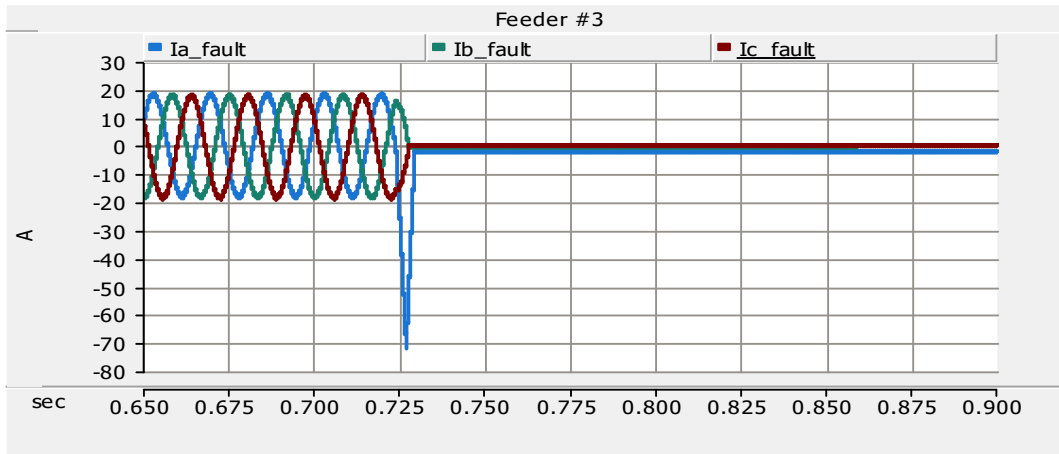


Fig. 22 Case 1-2 simulation result: PCS output current

Fig. 23은 사고피더인 Feeder #3에 흐르는 전류 그래프이며 Fig. 24는 정상피더인 Feeder #2에 흐르는 전류 그래프이다. 1선 지락사고 발생 시 사고피더에 흐르는 최대전류는 71.64 A이며 PCS가 스위칭을 중단하여 사고피더와 정상피더 모두 전력공급이 중단된다.



**Fig. 23** Case 1-2 simulation result: Current of the fault feeder in the PCS source



**Fig. 24** Case 1-2 simulation result: Current of the normal feeder in the PCS source

iii) Case 1-3: 제안된 보호시스템 Feeder #3 1선 지락사고

Case 1-3은 Feeder #3 a상에 1선 지락사고가 발생할 때 제안된 보호시스템 동작에 대한 컴퓨터해석 결과이다. Fig. 25는 PCS 출력 전압 그래프로 사고발생 시 피더 전압을 297.95 V로 감소시키게 된다. Fig. 26은 PCS 전류에 대한 그래프이며 저전압에 의해 사고전류는 최대 83.30 A로 작게 나타난다. 역상전류를 통해 사고피더가 제거된 것이 확인되면 공칭전압을 다시 공급하여 운전하게 된다.

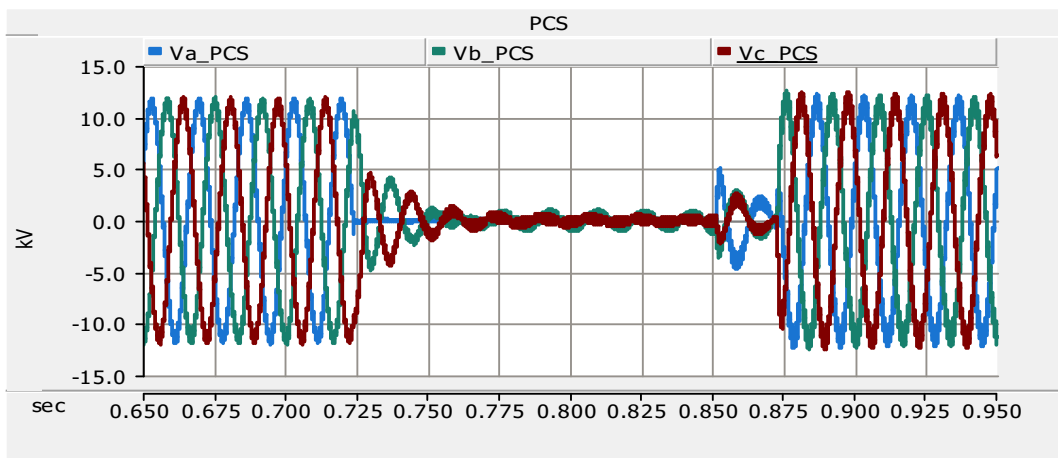


Fig. 25 Case 1-3 simulation result: PCS output voltage

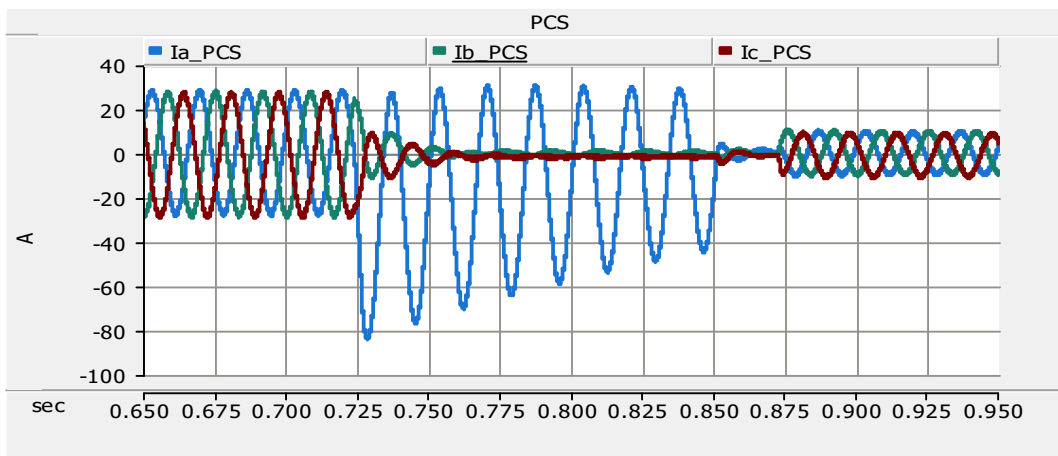
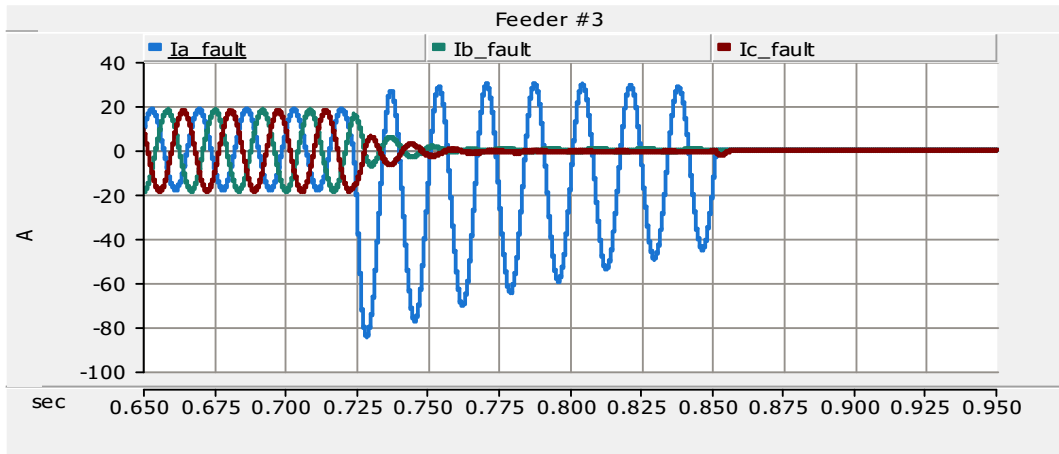
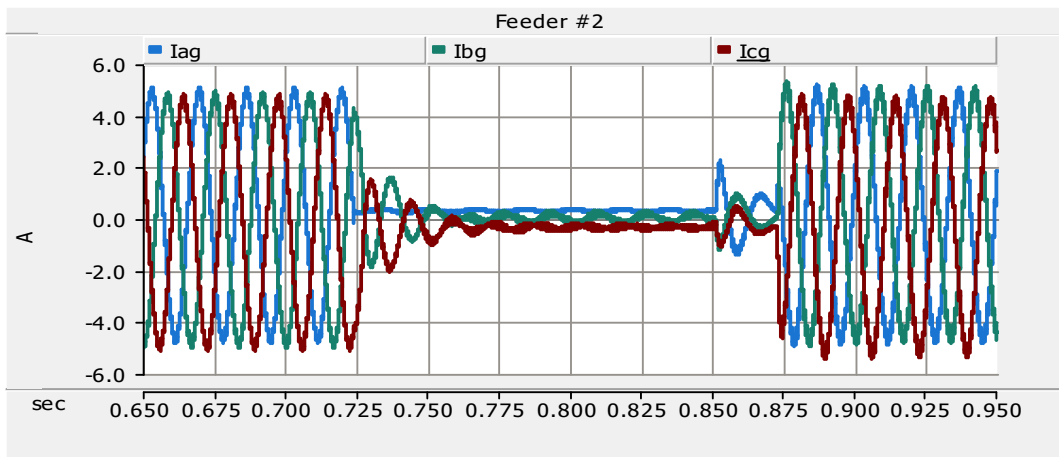


Fig. 26 Case 1-3 simulation result: PCS output current

Fig. 27과 Fig. 28은 각각 사고피더와 정상피더에 흐르는 전류 그래프이다. 1선 지락사고 발생 후 저전압을 통한 사고전류가 흐르며 최대 83.92 A로 나타났다. 일정시간 후에 역상분 계전기와 저전압 계전기를 통해 사고피더는 차단되며 PCS는 사고피더가 차단된 후 정상 운영을 하므로 정상피더에 전력을 공급해주게 된다.

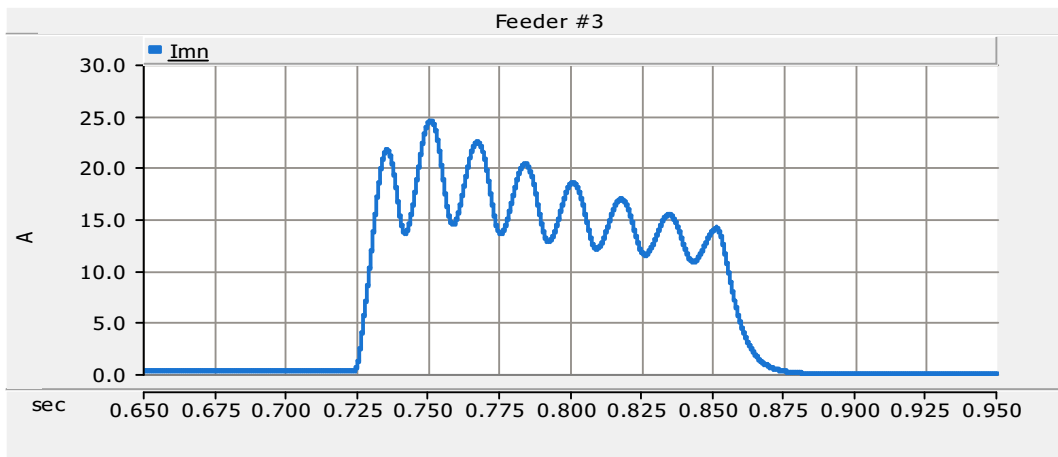


**Fig. 27** Case 1-3 simulation result: Current of the fault feeder

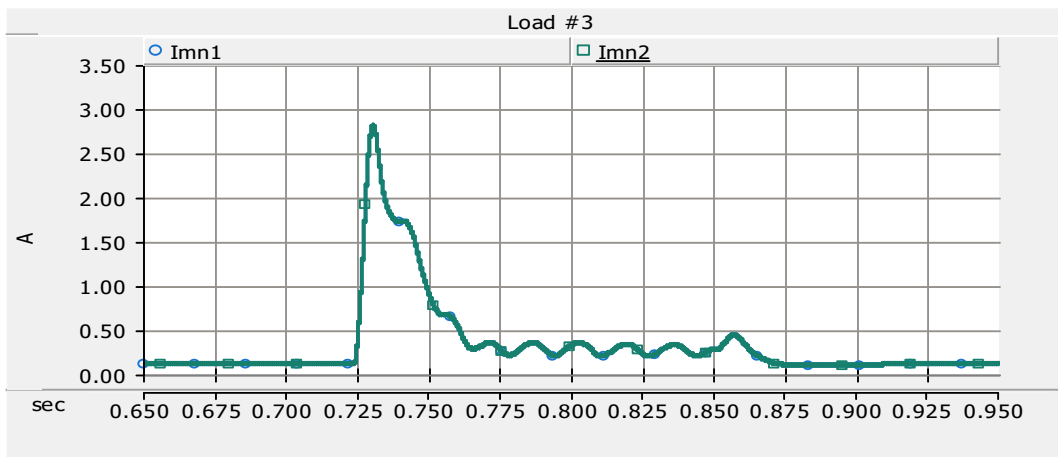


**Fig. 28** Case 1-3 simulation result: Current of the normal feeder

Fig. 29는 사고피더에 흐르는 역상전류 최댓값에 대한 그래프로 지락사고 발생 시 최대 24.55 A까지 상승한다. 피더 보호계전기는 역상전류 최댓값이 5 A를 초과할 때 동작을 시작하며 사고피더를 차단한다. Fig. 30은 부하인 Load #3-1과 Load #3-2에 대한 역상전류 최댓값으로 최대 2.82 A가 나왔으며 5 A를 초과하지 않으므로 계전기는 동작하지 않게 된다.



**Fig. 29** Case 1-3 simulation result: Maximum negative sequence current of the fault feeder



**Fig. 30** Case 1-3 simulation result: Maximum negative sequence current of the load in the fault feeder

iv) Case 1-4: 제안된 보호시스템 Load #3-2 1선 지락사고

Case 1-4는 Load #3-2 a상에 지락사고가 발생할 경우에 대한 컴퓨터해석 결과이다. Fig. 31과 Fig. 32는 각각 지락 사고가 발생했을 때의 전압 및 전류 그래프이다. 지락사고 시 전류는 a상에서 최대 48.14 A로 나타났다. 사고 시 부하 측 보호계전기가 개방된 후 PCS는 정상운전을 시작하여 Load #3-1과 정상피더에 전력을 공급해주게 된다.

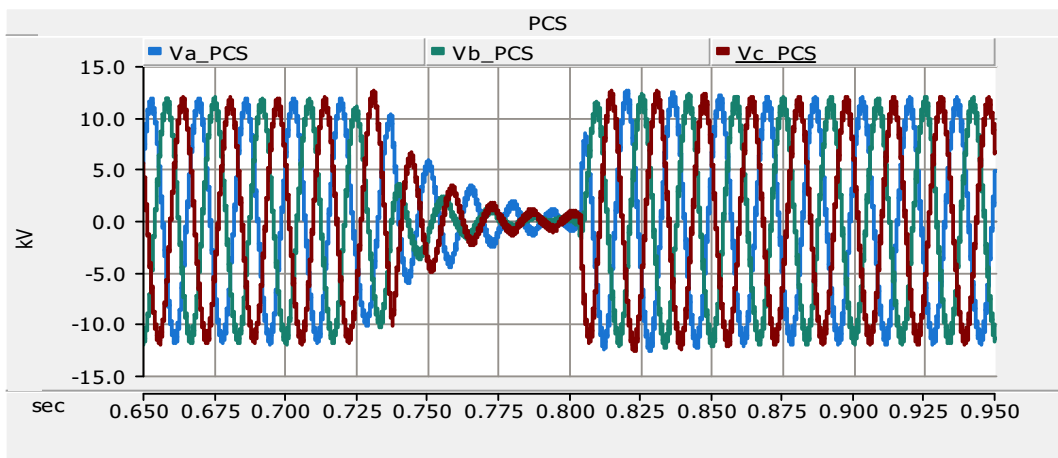


Fig. 31 Case 1-4 simulation result: PCS output voltage

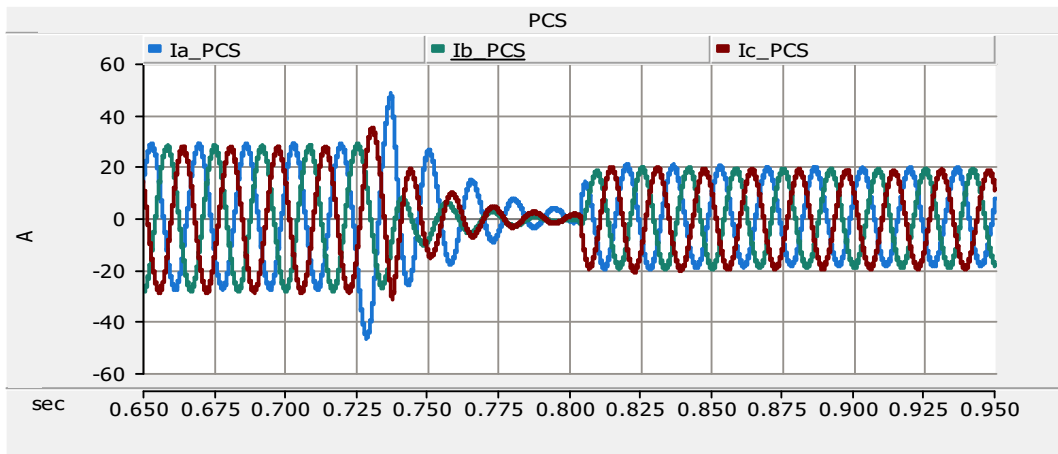
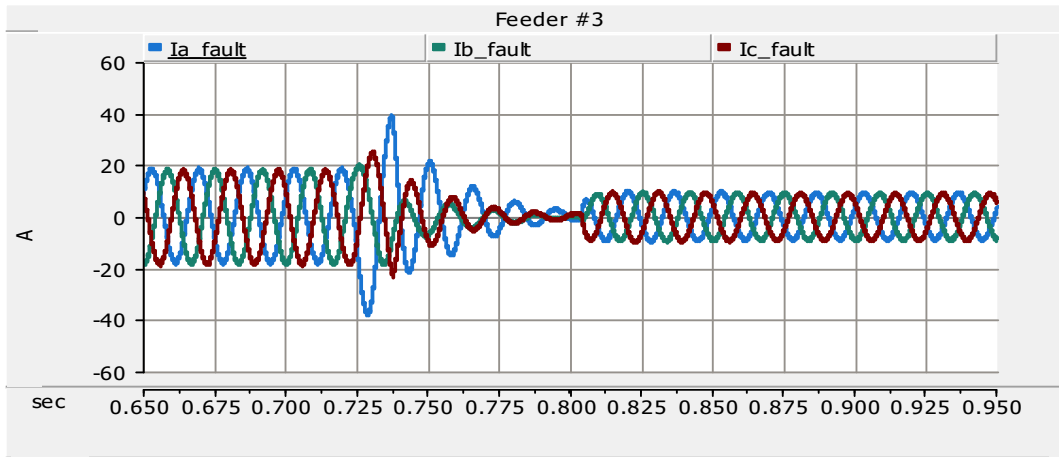


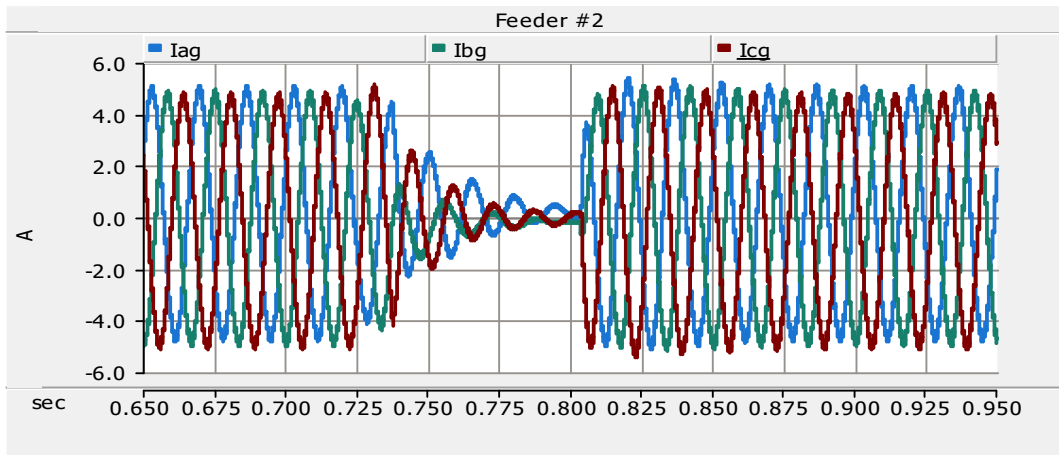
Fig. 32 Case 1-4 simulation result: PCS output current



Fig. 33은 부하 측 지락사고 시 사고피더에 흐르는 전류이며 최대 39.27 A로 나타났다. Fig. 34는 정상피더 전류에 대한 그래프이며 정상피더는 차단되지 않고 PCS 정상 운전을 시작할 경우 전력공급이 되는 것을 확인할 수 있다.

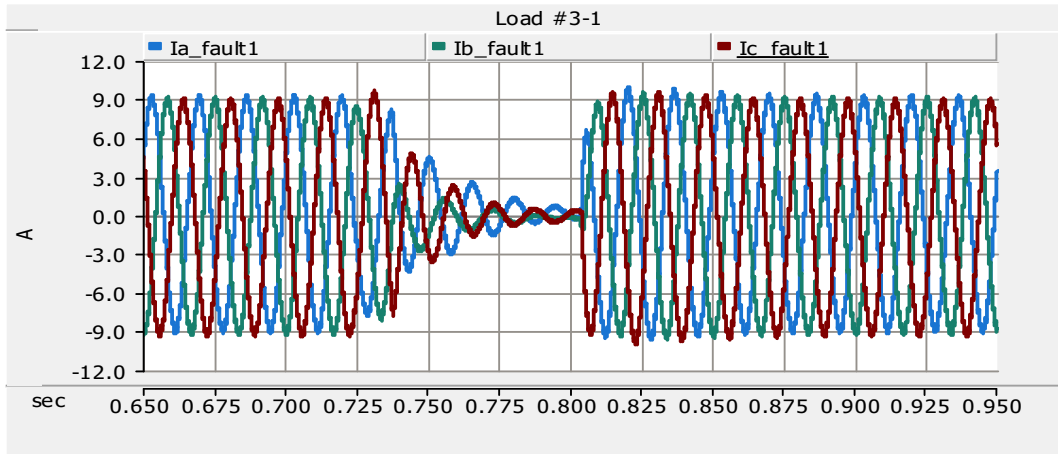


**Fig. 33** Case 1-4 simulation result: Current of the fault feeder

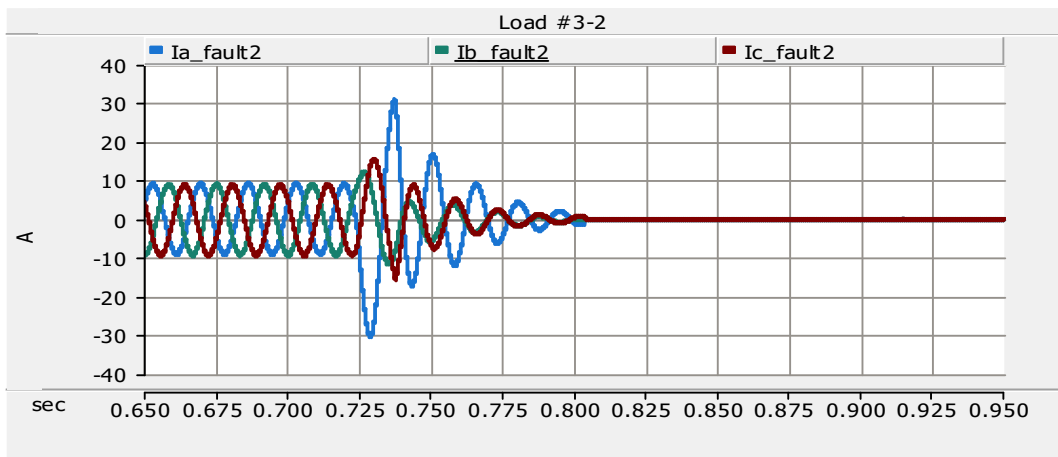


**Fig. 34** Case 1-4 simulation result: Current of the normal feeder

Fig. 35와 Fig. 36은 각각 Feeder #3에 위치한 부하 Load #3-1과 Load #3-2에 대한 전류 그래프이다. 사고부하에 인가되는 최대 전류는 31.09 A가 나타났으며 사고지점 부하만 차단된다.

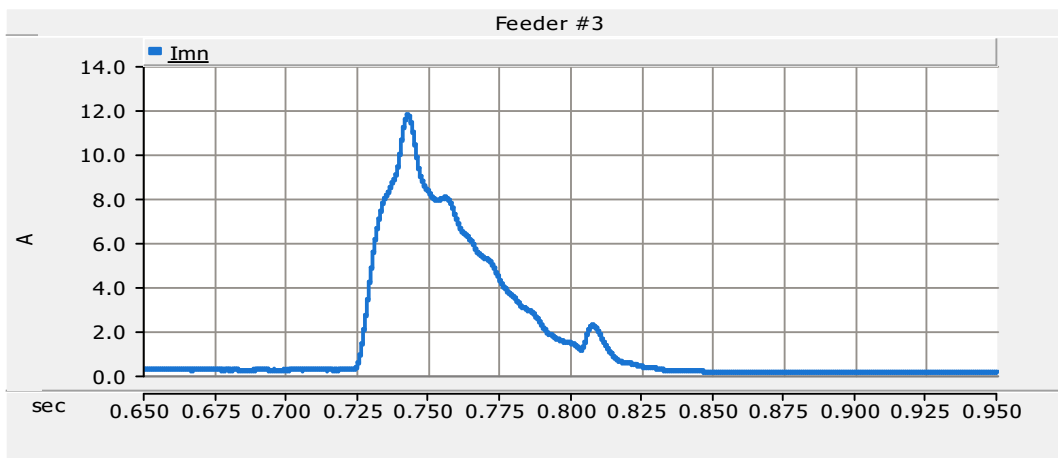


**Fig. 35** Case 1-4 simulation result: Current of the normal load

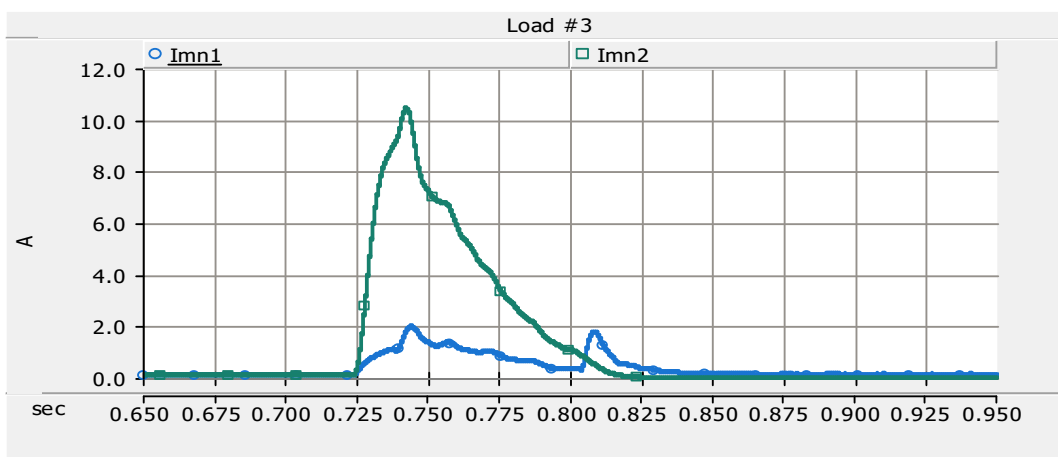


**Fig. 36** Case 1-4 simulation result: Current of the fault load

Fig. 37과 Fig. 38은 각각 피더와 부하에 흐르는 역상전류 최댓값이다. Fig. 44에서 파란색 실선은 Load #3-1에 대한 그래프이며 초록색 실선은 Load #3-2에 대한 그래프이다. 보호시스템 동작 시 부하 측 보호계전기가 동작을 시작하고 0.06초 후에 피더 측 보호계전기가 동작하므로 부하 측 보호계전기가 사고지점을 차단하여 피더 측 보호계전기는 개방되지 않는다. 역상전류 최댓값은 Feeder #3에서 최대 11.77 A, Load #3-1에서 최대 10.46 A, Load #3-2에서 최대 1.99 A가 나타났다.



**Fig. 37** Case 1-4 simulation result: Maximum negative sequence current of the fault feeder

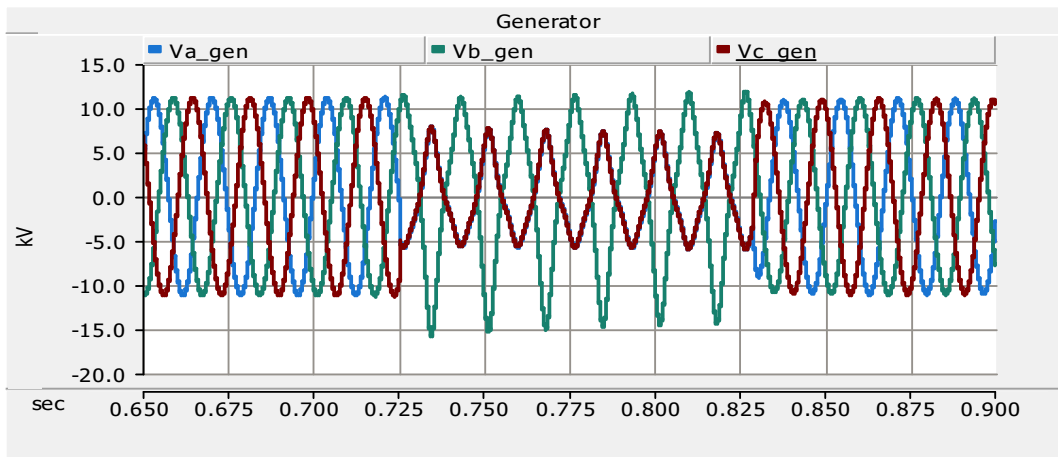


**Fig. 38** Case 1-4 simulation result: Maximum negative sequence current of the load in the fault feeder

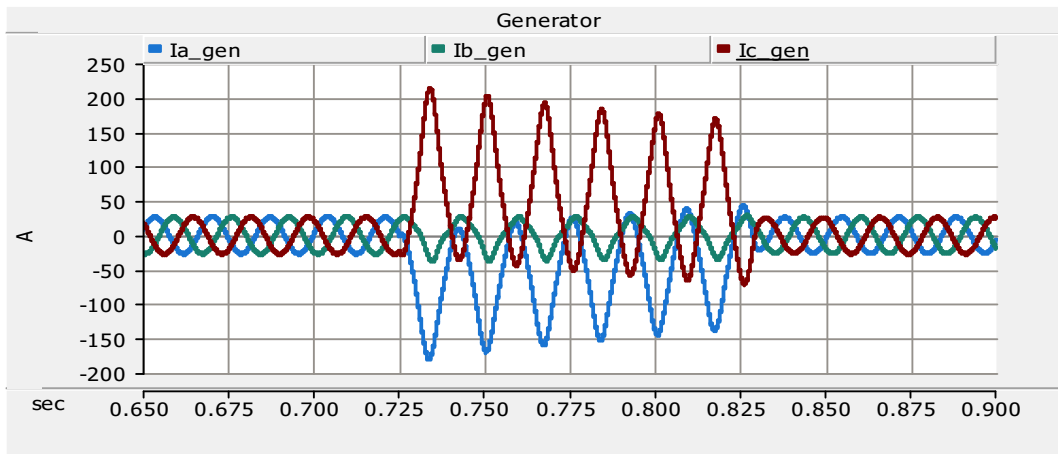
## 4.2.2 단락사고

### i) Case 2-1: 회전기 기준보호시스템 Feeder #3 선간 단락사고

Case 2-1은 회전기기반 마이크로그리드에서 Feeder #3의 a상과 c상간에 선간 단락사고가 발생했을 경우이다. 사고는 a상이 0 V가 되는 0.725 초에 발생하였다. Fig. 39는 회전기기반 마이크로그리드에서 단락사고 발생 시 발전기 출력 전압 그래프이며 Fig. 40은 단락사고 시 전류에 대한 그래프이다. 사고에 의한 과전류를 통해 보호계전기가 동작하여 사고지점을 차단하게 된다. 차과도 상태에서 최대 전류는 a상에서 180.08 A, c상에서 214.39 A 로 나타났다.

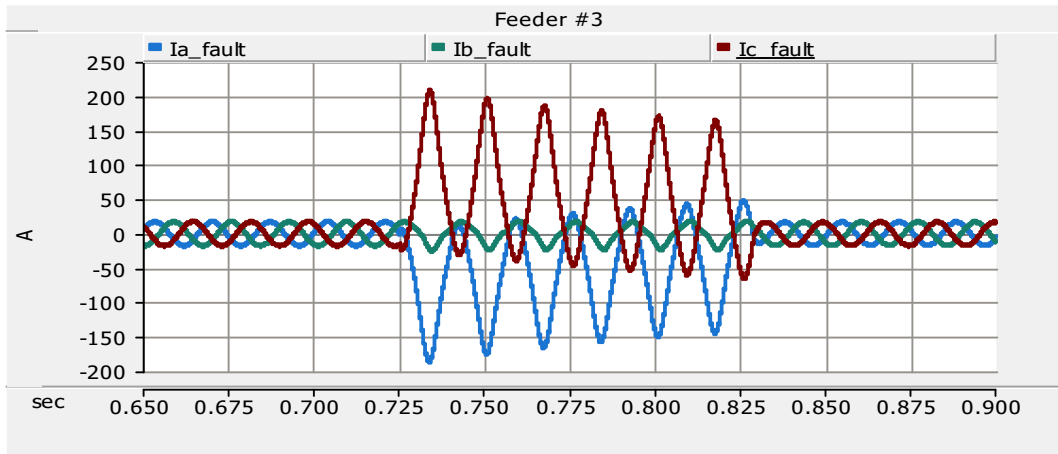


**Fig. 39** Case 2-1 simulation result: Generator output voltage

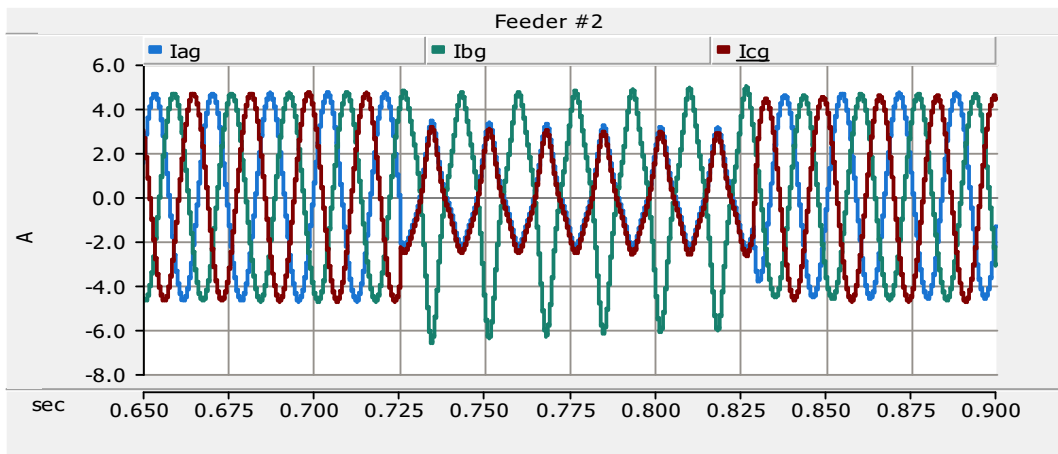


**Fig. 40** Case 2-1 simulation result: Generator output current

Fig. 41은 사고피더인 Feeder #3의 전류 그래프이며 Fig. 42는 정상피더인 Feeder #2의 전류 그래프이다. 단락사고 시 a상 전류는 최대 186.07 A, c상 전류는 최대 208.48 A가 사고 피더로 흐르며 정상피더에는 a상 전류와 c상 전류가 동상으로 흐르게 된다.



**Fig. 41** Case 2-1 simulation result: Current of the fault feeder in the generator source



**Fig. 42** Case 2-1 simulation result: Current of the normal feeder in the generator source

ii) Case 2-2: PCS 기준보호시스템 Feeder #3 선간 단락사고

Case 2-2는 PCS기반 마이크로그리드에서 Feeder #3의 a상과 c상 사이에 단락사고가 발생했을 경우이다. Fig. 43은 PCS 전압에 대한 그래프로 a상 전압이 0 V가 되는 0.724 초에 사고가 발생하였으며 PCS 동작이 중단된다. Fig. 44는 단락사고 시 전류에 대한 그래프이며 최대 전류는 a상에서 46.18 A, c상에서 37.84 A 로 나타났다. 지락사고와 마찬가지로 과전류 발생 시 PCS는 동작을 중지하였다.

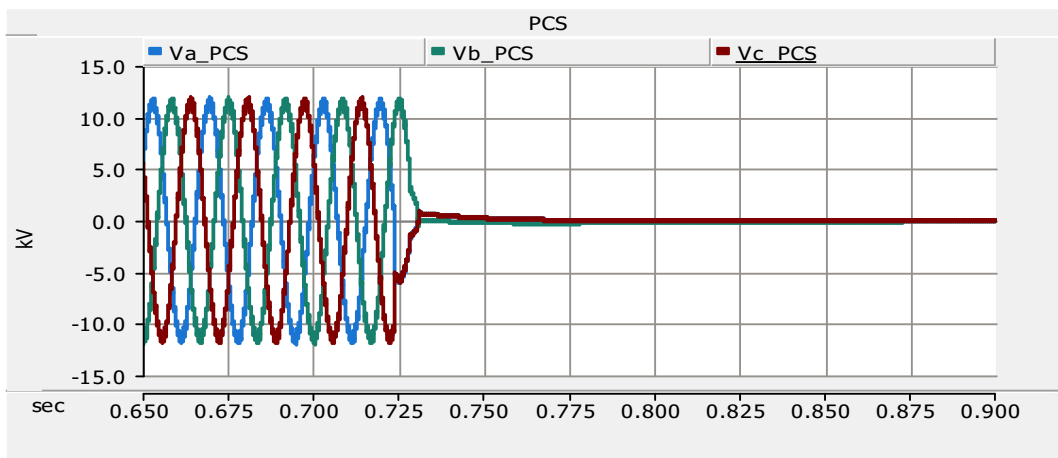


Fig. 43 Case 2-2 simulation result: PCS output voltage

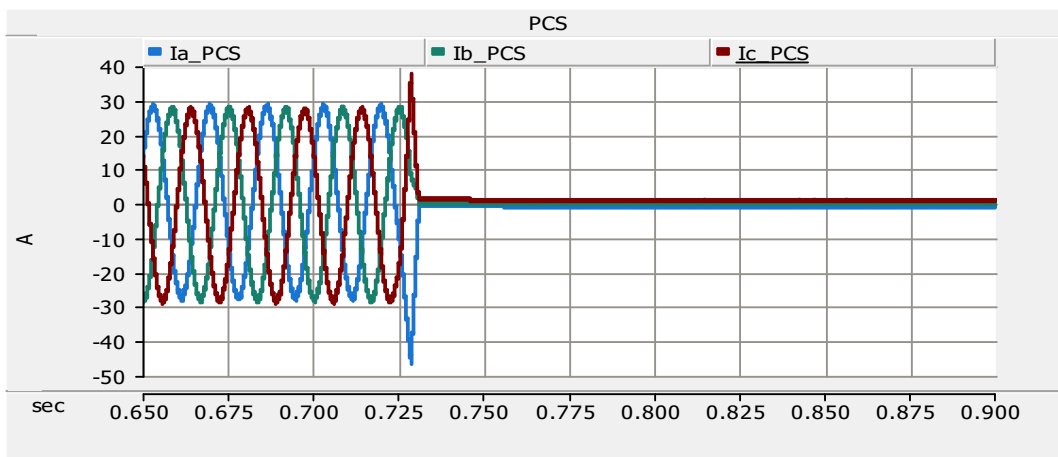
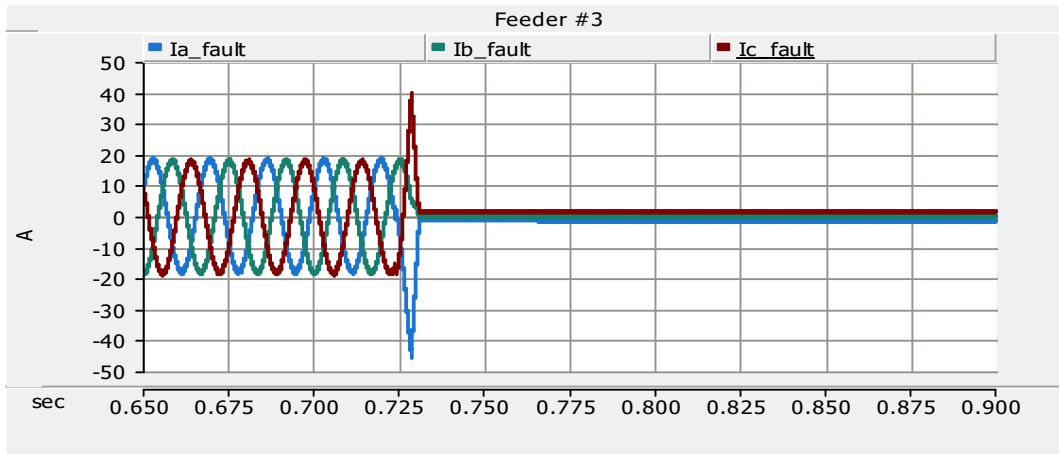
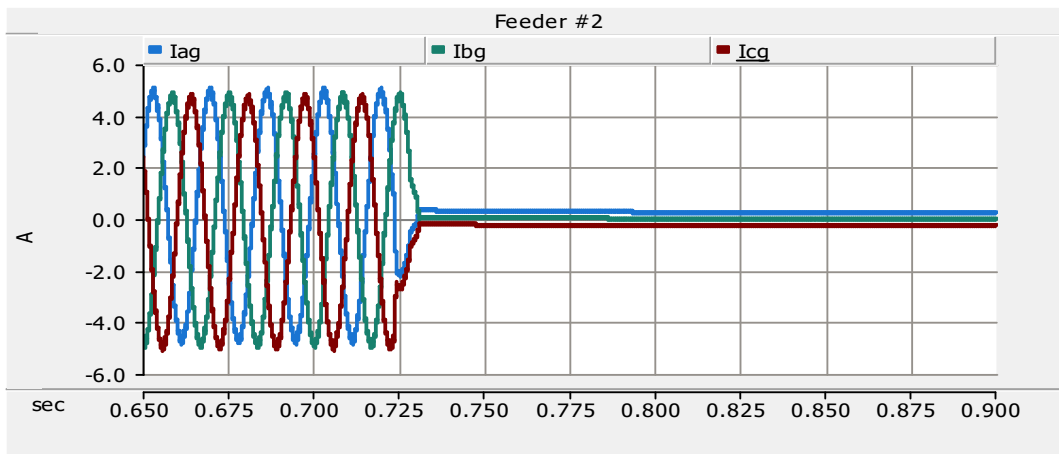


Fig. 44 Case 2-2 simulation result: PCS output current

Fig. 45는 사고피더인 Feeder #3에 흐르는 전류 그래프이며 Fig. 46은 정상피더인 Feeder #2에 흐르는 전류 그래프이다. 선간 단락사고 발생 시 사고피더에 흐르는 a상 최대전류는 45.21 A이며 c상 최대전류는 39.84 A이다. 지락사고와 같이 PCS가 스위칭을 중단하여 사고피더와 정상피더 모두 전력공급이 중단된다.



**Fig. 45** Case 2-2 simulation result: Current of the fault feeder in the PCS source



**Fig. 46** Case 2-2 simulation result: Current of the normal feeder in the PCS source

iii) Case 2-3: 제안된 보호시스템 Feeder #3 선간 단락사고

Case 2-3는 제안된 보호시스템에서 Feeder #3 a상과 c상간에 단락사고가 발생할 경우에 대한 컴퓨터해석 결과이다. Fig. 47은 PCS 출력 전압 그래프로 PCS는 단락사고에 의한 과전류와 역상전류를 계측하여 설정 값을 초과할 경우 피더 측 상전압 최댓값을 297.95 V로 변경한다. Fig. 48은 단락사고 발생 시 PCS 출력 전류 그래프로 a상에서 최대 48.52 A, c상에서 최대 53.72 A로 나타났다.

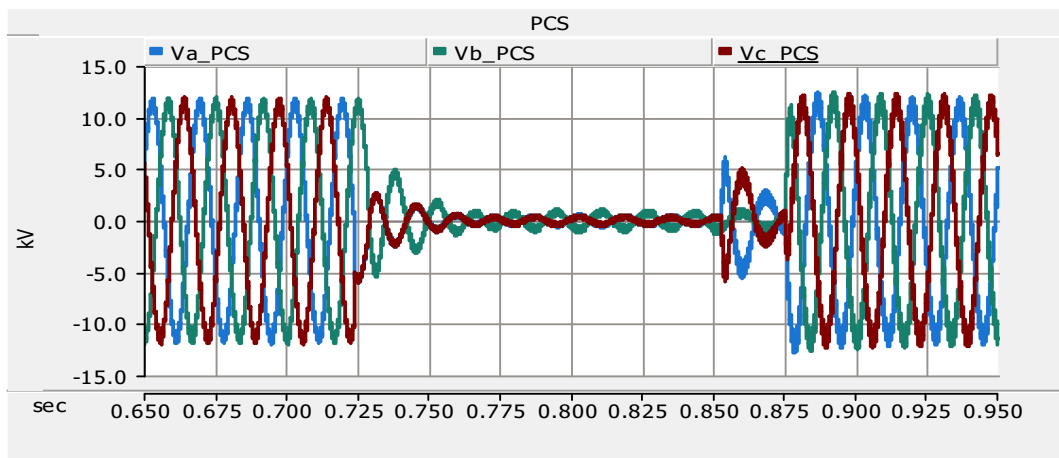


Fig. 47 Case 2-3 simulation result: PCS output voltage

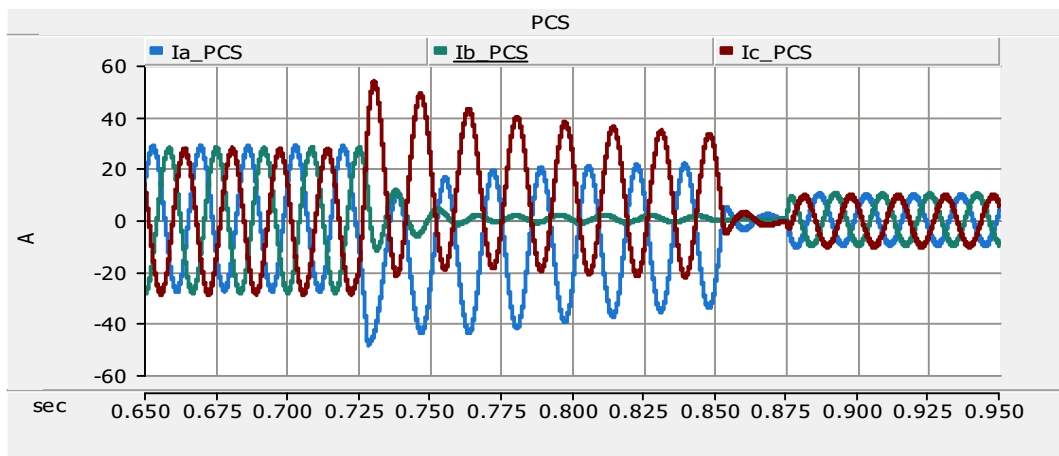
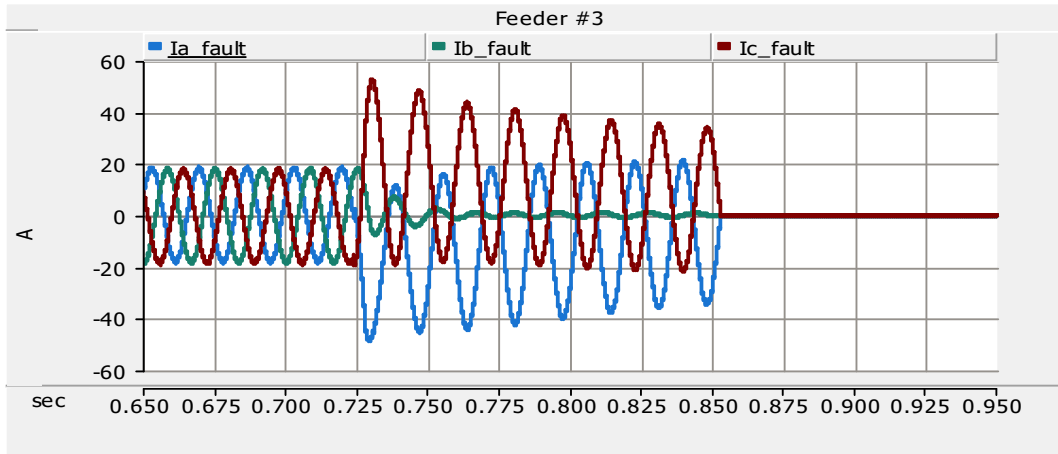


Fig. 48 Case 2-3 simulation result: PCS output current



Fig. 49와 Fig. 50은 각각 사고피더와 정상피더 전류에 대한 그래프이다. 단락 사고 시 PCS에서 출력하는 저전압에 의한 전류가 흐르며 사고피더 a상에 최대 48.21 A, c상에 최대 52.64 A의 전류가 인가되었다.

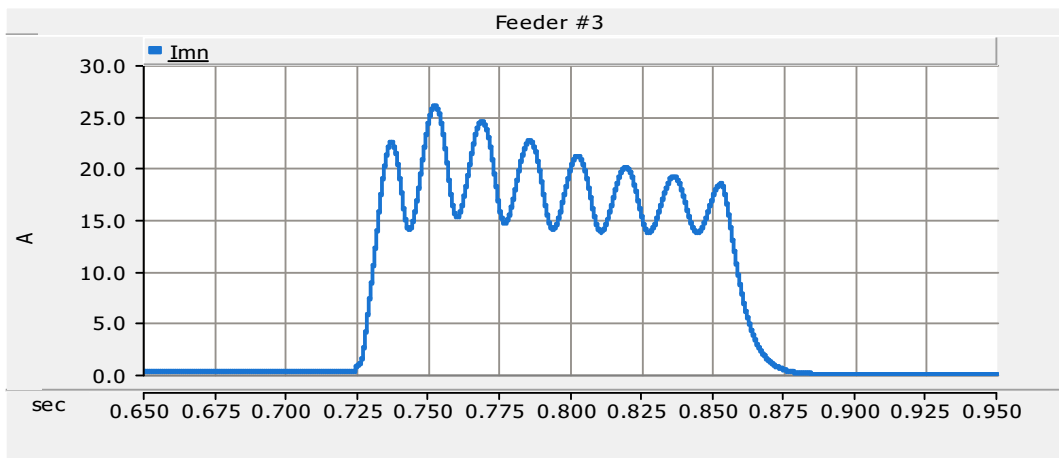


**Fig. 49** Case 2-3 simulation result: Current of the fault feeder

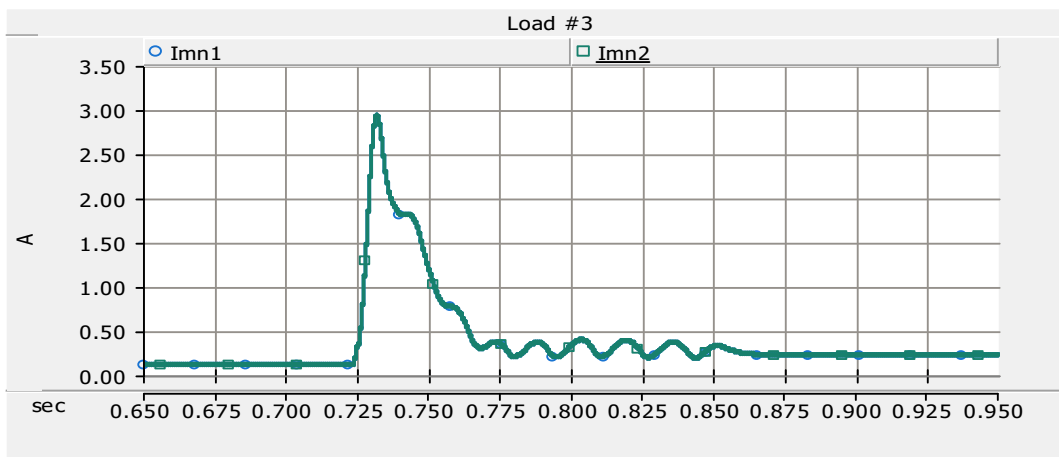


**Fig. 50** Case 2-3 simulation result: Current of the normal feeder

Fig. 51은 최대 역상전류에 대한 그래프로 선간 단락사고 발생 후 저전압에 의한 사고피더 전류는 최대 26.07 A까지 상승하며 5 A를 초과하므로 보호계전기가 동작하게 된다. Fig. 52는 최대 역상전류로 부하인 Load #3-1(파란색 실선), Load #3-2(초록색 실선)에 대한 그래프이다. 부하에서 최대 2.95 A로 나타났으며 보호계전기 동작 기준은 5 A에 비해 작으므로 차단되지 않는다. 이를 통해 사고피더 측 차단기만 탈락하므로 사고지점을 신속히 파악할 수 있다.



**Fig. 51** Case 2-3 simulation result: Maximum negative sequence current of the fault feeder



**Fig. 52** Case 2-3 simulation result: Maximum negative sequence current of the load in the fault feeder

iv) Case 2-4: 제안된 보호시스템 Load #3-2 선간 단락사고

Case 2-4는 제안된 보호시스템에서 Load #3-2 a상과 c상 사이에 선간 단락사고가 발생하였을 때의 컴퓨터해석 결과이다. Fig. 53은 PCS 출력 전압 그래프이며 Fig. 54는 PCS 출력 전류 그래프이다. 선간 단락사고 시 최대전류는 a상에서 46.55 A, c상에서 50.03 A로 나타났다. 선간 단락의 경우도 보호시스템은 사고를 판단하여 동작하는 것을 확인할 수 있다.

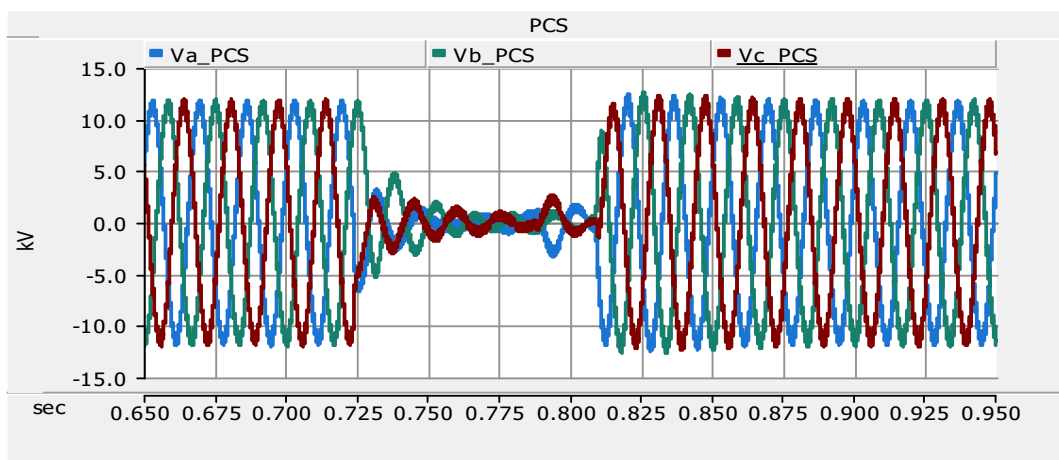


Fig. 53 Case 2-4 simulation result: PCS output voltage

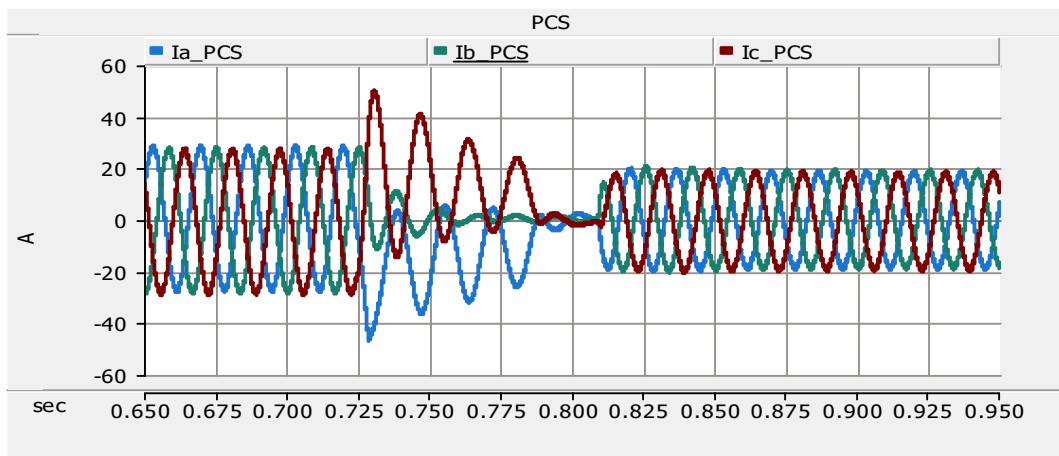
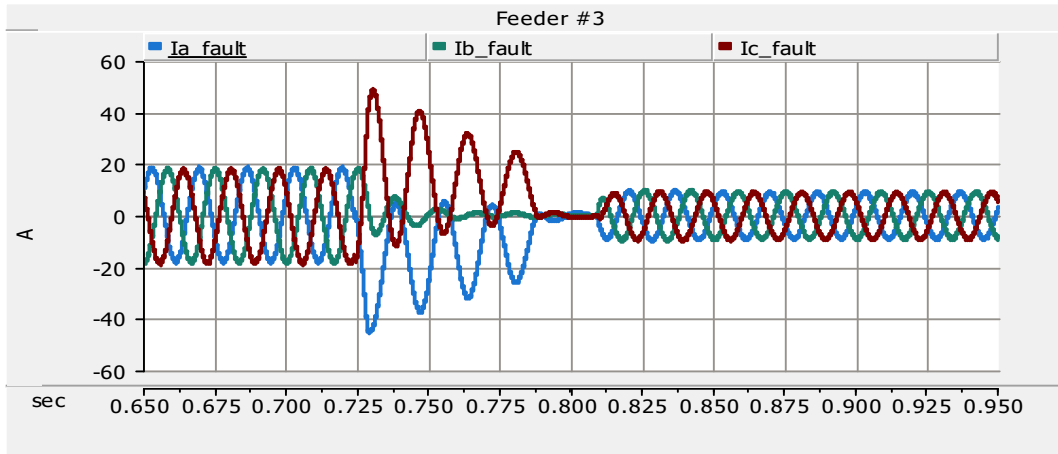
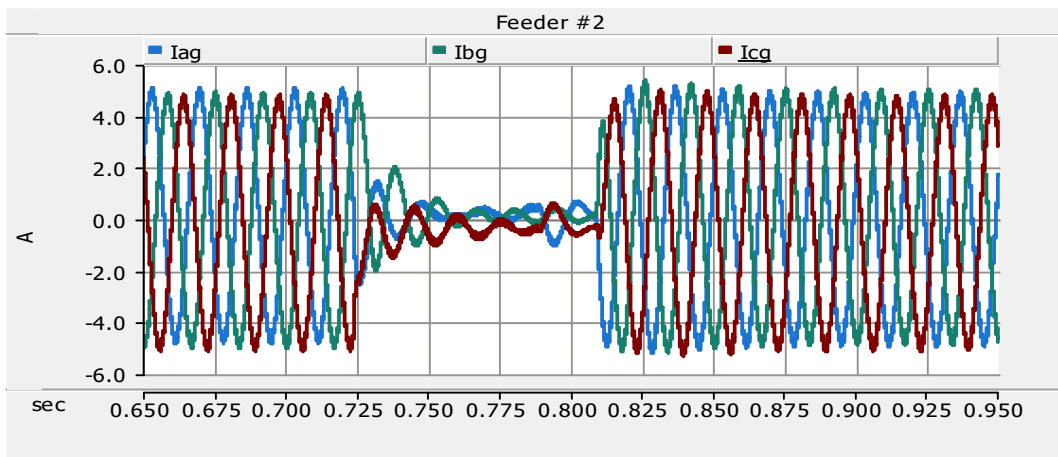


Fig. 54 Case 2-4 simulation result: PCS output current

Fig. 55는 사고피더, Fig. 56은 정상피더에 대한 전류 그래프이다. 사고피더 최대전류는 a상에서 45.09 A, c상에서 48.96 A로 나왔으며 사고 지점 차단 후 정상 동작이 되었다.

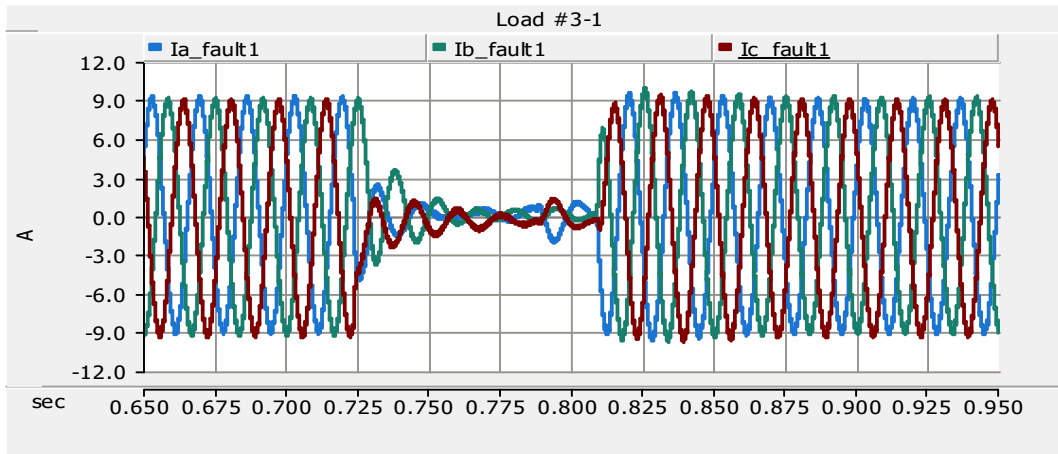


**Fig. 55** Case 2-4 simulation result: Current of the fault feeder

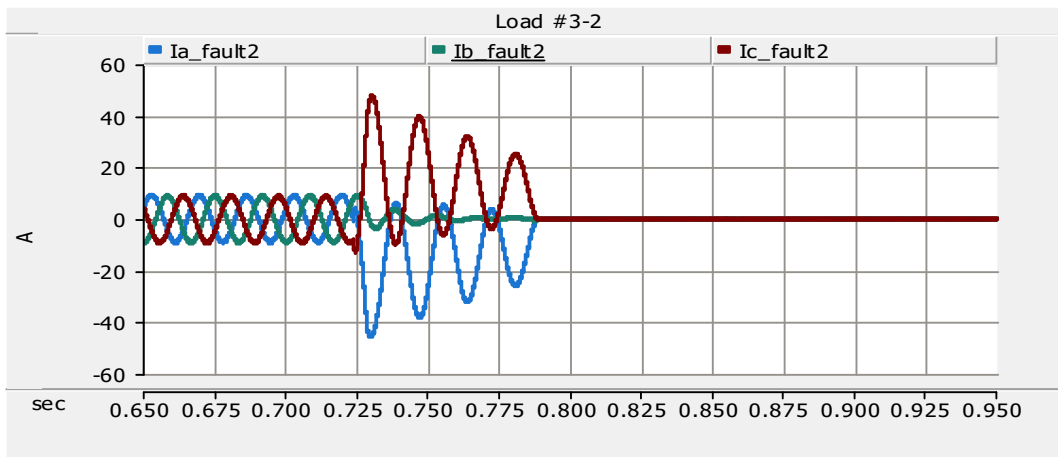


**Fig. 56** Case 2-4 simulation result: Current of the normal feeder

Fig. 57과 Fig. 58은 각각 Load #3-1와 Load #3-2에 대한 전류이며 사고 지점인 Load #3-2에서 최대 47.74 A의 전류가 나타났다. Load #3-2에 선간 단락사고가 발생하였으므로 Load #3-2는 차단되며 Load #3-1은 Load #3-2 차단 후에 전력이 공급되는 것을 확인할 수 있다.

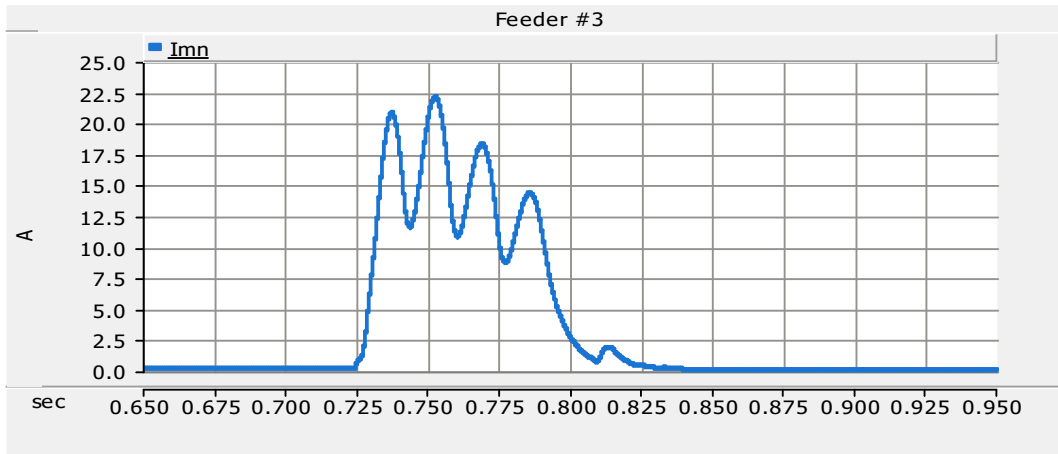


**Fig. 57** Case 2-4 simulation result: Current of the normal load

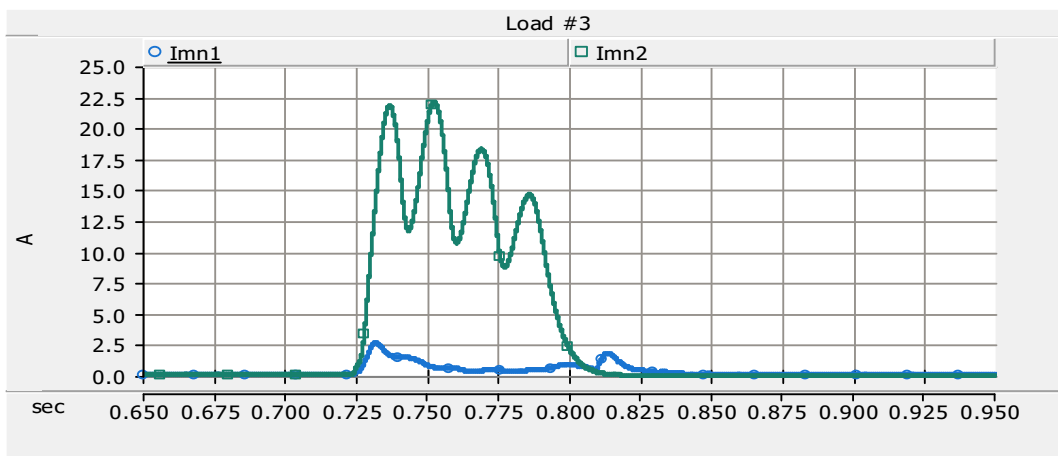


**Fig. 58** Case 2-4 simulation result: Current of the fault load

Fig. 59는 피더 측 역상전류이며 최대 22.16 A가 인가되었다. Fig. 60에서 파란색 실선은 Load #3-1에 대한 역상전류이며 초록색 실선은 Load #3-2에 대한 역상전류로 각각 최대 22.06 A와 2.68 A의 전류가 흘렀다. 이 때 부하 측 보호계전기가 먼저 동작하므로 피더 측 보호계전기는 동작하지 않게 된다.



**Fig. 59** Case 2-4 simulation result: Maximum negative sequence current of the fault feeder



**Fig. 60** Case 2-4 simulation result: Maximum negative sequence current of the load in the fault feeder

### 4.3 결과 고찰

기존 보호시스템은 회전기 기반 마이크로그리드에서 사고전류를 공급해줌으로써 사고피더를 차단할 수 있었으며 PCS에서는 정격의 2 배가 넘는 전류가 발생하는 즉시 PCS 측 차단기가 개방되고 IGBT 스위칭이 중단되었다. 제안된 보호시스템은 저전압을 통해 감소된 사고전류를 공급함으로써 역상분 계전기가 동작할 수 있었다.

제안된 보호시스템을 적용하여 Feeder #3에 지락사고를 발생 시켰을 때 사고전류는 회전기 기반 마이크로그리드에서의 사고전류에 비해 25.5%, 단락사고의 경우 c상 최대 전류는 25.05% 감소하였다. 따라서 제안된 보호시스템은 저전압에 의한 사고전류 계산을 통해 PCS 허용 전류 여유를 산정하여 PCS가 사고전류를 공급할 수 있도록 설계할 수 있다. 제안된 보호시스템의 각 사례별 PCS 보호 및 차단기 동작 시간은 Table 6과 같다.

피더 측 지락사고인 Case 1-3과 피더 측 단락사고인 Case 1-4는 사고발생 후 각각 0.03 초와 0.04 초 후 사고전류와 역상전류가 PCS 보호 설정 값을 초과하면서 PCS 보호시스템이 동작하는 것으로 나타났다. 피더 측 보호계전기 동작은 0.06초 지연 시켰으므로 PCS 보호시스템 동작 후 Case 1-3에서는 0.069 초, Case 1-4에서는 0.068 초 후에 동작하였으며 보호계전기 동작 시간인 0.05 초 후 전류가 0 A를 지날 때 개방되었다. 사고 피더가 차단됨에 따라 사고 전류와 역상전류 최댓값이 감소하여 PCS는 사고 발생 후 0.148~0.151 초 후에 정상운전을 시작하였다. 사고피더는 0.5~30 사이클 사이인 8.5 사이클 내로 차단되어 계통이 복구되었으므로 순시 정전으로 볼 수 있다[39]. 보호계전기 동작에서 사고 피더 역상전류 최댓값만 설정 값을 초과하므로 부하 측 보호계전기는 동작하지 않으며 사고지점인 사고 피더의 보호계전기만 동작하게 된다.

부하 측 사고에서는 부하 측 단락사고인 Case 2-4가 부하 측 지락사고인 Case 2-3에 비해 역상전류 최댓값의 상승 기울기가 약 2 배 더 크게 나타났다. 따라서 PCS 보호시스템은 사고 발생 후 Case 2-3에서 0.014 초 후, Case 2-4에서는 0.004 초 후 동작하였다. PCS 보호시스템 동작 후 Case 2-3는 0.012 초, Case 2-4는 0.009 초 후에 역상전류 최댓값이 5 A보다 커지고 전압이 10 kV보다 작아짐에 따라 부하 측 보호계전기 동작되어 단락사고가 지락사고에 비해 PCS 보호시스템이

빠르게 동작을 시작하였다. PCS 보호시스템 동작 후 Case 2-3는 0.012 초, Case 2-4는 0.009 초가 지나 보호계전기가 동작하였다. 부하 측 보호계전기가 개방되고 나서 PCS는 역상전류 최댓값이 설정 값인 5 A보다 작아지는 0.803~0.809 초 사이에 정상 동작을 시작하였다. 여기서, 사고 발생 후 약 5.5 cycle 이내에 정상 동작을 하였으며 0.5~30 cycle 내로 사고를 복구하므로 순시 정전으로 볼 수 있다. 부하 측 사고 시 역상전류는 부하 상위의 피더에서도 설정값을 초과하게 된다. 따라서 부하 측 보호계전기가 먼저 동작하여 사고 지점을 차단하고 역상전류를 감소시킴으로써 피더 측 보호계전기는 동작하지 않게 된다. 이를 통해 상위 피더와 하위 피더의 보호협조가 가능하였다.

**Table 6** Operating time by cases

Classification	Operating	Time [sec]	Cycle
Case 1-3 (Feeder #3 Single phase to earth fault)	PCS protection mode	0.727	8.5
	Feeder#3 Circuit breaker open	0.796	
	PCS normal mode	0.872	
Case 1-4 (Feeder #3 Phase to phase short circuit fault)	PCS protection mode	0.728	8.5
	Feeder#3 Circuit breaker open	0.796	
	PCS normal mode	0.875	
Case 2-3 (Load #3-2 Single phase to earth fault)	PCS protection mode	0.738	5.5
	Load#3-2 Circuit breaker open	0.750	
	PCS normal mode	0.803	
Case 2-4 (Load #3-2 Phase to phase short circuit fault)	PCS protection mode	0.728	5
	Load#3-2 Circuit breaker open	0.737	
	PCS normal mode	0.809	



## 5. 결론

본 논문에서는 PCS 기반 독립형 마이크로그리드에서 지락사고나 단락사고 발생 시 과도한 고장전류로 부터 PCS 보호나 전체 계통의 장기적인 정전을 방지할 수 있는 보호시스템을 제안하였다. 제안된 보호시스템의 타당성을 검증하기 위해 PSCAD/EMTDC 컴퓨터해석 프로그램을 통해 모의해석을 수행하였으며 결과는 다음과 같다.

- 1) 사고 시 PCS가 저전압을 제공함으로써 회전기기반 마이크로그리드 보호시스템에 비해 사고전류는 감소하였으며 보호계전기는 저전압과 역상전류 계측을 통해 사고 피더만을 차단하였다.
- 2) 사고피더가 차단될 경우 감소되는 역상분 전류를 통해 PCS는 사고 해소를 판단하여 정상 운전을 수행하였다.
- 3) PCS는 사고전류 공급이 가능하게 되어 이에 따라 피더 간 보호협조 방안을 도출하였다.
- 4) 제안된 피더 보호계전기는 별도로 동작하므로 기존 보호시스템의 과전류 보호계전기와 병행하여 사용이 가능하다.
- 5) 제안된 보호시스템은 기존 과전류 계전기에 대한 문제점을 해결할 수 있으며, ESS를 이용한 주 전원 운전시나 Black start 기능을 갖는 PCS 운전시에도 적용이 가능하다.
- 6) 전원과 보호계전기 사이에 통신 없이 사고 차단과 재투입이 가능하다.

이상과 같은 결과들을 종합해보면 통신 없이 사고피더만을 차단하고, PCS는 역상계전기가 동작 할 수 있는 최소전류를 공급할 수 있어 보호협조가 가능하였다. 이 방안을 PCS기반 독립형 마이크로그리드에 적용시키면 지락사고나 단락사고 시 사고피더 구간만을 차단하므로 계통의 안정성을 높이는데 유익하리라 사료된다.

## 참 고 문 헌

- [1] UNFCCC. “Adoption of the Paris Agreement. Report No. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1,” UNFCCC, 2015.
- [2] UNITED NATIONS CLIMATE PARTNERSHIPS FOR THE GLOBAL SOUTH, United Nations Climate Change Secretariat, “Catalysing the Implementation of Nationally Determined Contributions in the Context of the 2030 Agenda through South-South Cooperation,” UN, 2017.
- [3] R. H. Lasseter and P. Paigi, “Microgrid: a conceptual solution,” 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551).
- [4] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” Energy Policy, vol. 33, no. 6, pp. 787 - 798, Apr. 2005.
- [5] F. Li, C. Shen, X. Wu, M. Zhao, and X. Huang, “A comparison of different control strategies in inverter connected micro-grids,” Proceedings of the 33rd Chinese Control Conference, Jul. 2014.
- [6] I. Egidio, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, and L. Rouco, “Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 4, pp. 1731 - 1738, Nov. 2009.
- [7] S. S. Booth, J. Reilly, R. S. Butt, M. Wasco, and R. Monohan, “Microgrids for Energy Resilience: A Guide to Conceptual Design and Lessons from Defense Projects,” May 2019.
- [8] W. Jiang, Z. He, and Z. Bo, “The Overview of Research on Microgrid Protection Development,” 2010 International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application, Oct. 2010.
- [9] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 4, pp.

78 - 94, Jul. 2007.

- [10] R. M. Tumilty, M. Brucoli, G. M. Burt, and T. C. Green, "Approaches to network protection for inverter dominated electrical distribution systems," 3rd IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2006), 2006.
- [11] A. Oudalov, "Adaptive network protection in microgrids," 2009.
- [12] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "A microgrid protection system with central protection unit and extensive communication," 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, May 2011.
- [13] S. Ndjaba, G. T. Machnida, M. Nthontho, S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and N. Mbuli, "Modeling and simulation of fault detection methods for power electronic interfaced microgrids," 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Sep. 2012.
- [14] M. A. Zamani, A. Yazdani, and T. S. Sidhu, "A Communication-Assisted Protection Strategy for Inverter-Based Medium-Voltage Microgrids," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 4, pp. 2088 - 2099, Dec. 2012.
- [15] S. Conti, L. Raffa, and U. Vagliasindi, "Innovative solutions for protection schemes in autonomous MV micro-grids," 2009 International Conference on Clean Electrical Power, Jun. 2009.
- [16] H. Nikkhajoei, R.H. Lasseter, "Microgrid fault protection based on symmetrical and differential current components," Public Interest Energy Research, California Energy Commission, Contact No. 500-03-024, Dec. 2006.
- [17] M. A. Zamani, T. S. Sidhu, and A. Yazdani, "A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1873 - 1883, Jul. 2011.

- [18] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, "Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2789 - 2796, Oct. 2010.
- [19] H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 11, pp. 988 - 995, Jul. 2006.
- [20] N. Jayawarna, M. Barnes, "Central storage unit response requirement in 'Good Citizen' microgrid," 2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications, Sept. 2009.
- [21] G. Benmouyal, M. Meisinger, J. Burnworth, W. A. Elmore, K. Freirich, P. A. Kotos, P. R. Leblanc, P. J. Lerley, J. E. McConnell, J. Mizener, J. Pinto de Sa, R. Ramaswami, M. S. Sachdev, W. M. Strang, J. E. Waldron, S. Watansiroch, and S. E. Zocholl, "IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 868 - 872, Jul. 1999.
- [22] COOPER Power Systems, "Electrical Distribution System Protection," 2005.
- [23] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections," *IEEE Std C37.95TM -2002*, 2002.
- [24] Ismail Kasikci, "Short Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC 60909-0, 2th Ed.," WILEY-VCH, 2018.
- [25] Stephen J. Chapman, "Electric Machinery Fundamentals-Fifth Edition," McGrawHill, 2012.
- [26] E. W. Kimbark, "Power System Stability, Synchronous Machines, vol. 3," WILEY-INTERSCIENCE, 1956.
- [27] "IEC 60909-0:2016: Short-circuit currents in three-phase a.c systems, Part 0: Calculation of currents."

- [28] Dae-Geun Jin, "Practical Protection Coordination Strategy Applied for Secondary and Facility Microgrids," INHA Univ., 2012
- [29] H. Wan, K. K. Li, and K. P. Wong, "An Adaptive Multiagent Approach to Protection Relay Coordination With Distributed Generators in Industrial Power Distribution System," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 5, pp. 2118 - 2124, Sep. 2010.
- [30] Y. E. Kim, "An Integrated Setting-Coordination Program for Protective Relay of Transmission Systems," MYONG JI Univ., 1998.
- [31] Seung Jae Lee, Sang Hyun Yoon, Man-Chui Yoon, and Jong-Keun Jang, "An expert system for protective relay setting of transmission systems," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, no. 2, pp. 1202 - 1208, Apr. 1990.
- [32] Paul M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems," WILEY-INTERSCIENCE, 1995.
- [33] D. N. Zmood, D. G. Holmes, and G. H. Bode, "Frequency-domain analysis of three-phase linear current regulators," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 37, no. 2, pp. 601 - 610, 2001.
- [34] Qing-Chang Zhong, Phi-Long Nguyen, Zhenyu Ma, and Wanxing Sheng, "Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, no. 2, pp. 617 - 630, Feb. 2014.
- [35] A. R. Dash, B. C. Babu, K. B. Mohanty, and R. Dubey, "Analysis of PI and PR controllers for distributed power generation system under unbalanced grid faults," 2011 International Conference on Power and Energy Systems, Dec. 2011.
- [36] T. M. Rowan and R. J. Kerkman, "A New Synchronous Current

Regulator and an Analysis of Current-Regulated PWM Inverters,”  
IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-22, no. 4, pp.  
678 - 690, Jul. 1986.

- [37] I. Bennis, A. Harrag, “Stationary and Dynamic Reference Frame Comparison Based Microgrid Application,” 2nd International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E’2020), Nov. 2020.
- [38] Gyu-Dong Kim, “Capacitance Reduction Method for Single-phase PWM Converters using the 3rd Harmonic Injection and PR Controller,” Hongik Univ., 2013.
- [39] “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.”

## 감사의 글

학사과정동안 많이 배우고 싶은 마음에 시작한 연구실 생활이 석사과정까지 이어졌습니다. 시간이 어떻게 가는지도 몰랐던 약 5년의 기간 중 2년은 어깨 넘어 많은 것을 배울 수 있었고 3년은 다양한 공부를 하며 성취감을 느낄 수 있었습니다. 이러한 여건을 만들어주신 교수님, 선배님, 가족들에게 감사함을 전하고 싶습니다.

진심으로 존경하는 김일환 교수님 저에게 전공뿐만 아니라 존중, 겸손과 같은 인성을 가르쳐주셔서 감사합니다. 선택을 존중해주는 교수님 덕분에 전력전자 전공과 연구실에 매료될 수 있었으며 행복한 석사과정을 마칠 수 있었습니다.

많은 가르침을 주시고 전기공학전공의 매력을 느끼게 해주신 오성보 교수님, 김세호 교수님, 이개명 교수님, 황진택 교수님, 김호찬 교수님, 김호민 교수님, 진영규 교수님, 최영준 교수님 항상 감사합니다.

연구실에서 항상 후배를 생각해주며 빠가 되고 살이 되는 말씀을 해주시는 진홍이형, 고민을 진심으로 들어주시고 잘못을 진지하게 말씀해주는 명석이형 말씀해주신 것들 잊지 않겠습니다. 정말 감사합니다. 5년 동안 너무나도 많은 것을 가르쳐주시고 잊지 못할 추억을 만들게 해준 상현이형 평생 감사한 마음가지고 가겠습니다. 존재 자체가 위로가 되는 현이 앞으로 모든 것이 탄탄대토기를 바란다는 말을 전하고 싶습니다. 연구실에 큰 재미를 주시는 김아선씨 감사합니다. 하나를 배우면 열을 깨우치는 지훈이, 민주, 창완이, 응웬에게도 많은 일을 맡아주어 고마움을 느낍니다.

또한, 많은 것을 깨닫게 해주시고 연구실의 든든한 배경이 되어주시는 대현이형, 익수형, 지한이형, 동완이형, 도현이형, 성훈이형, 오랜 기간 많은 조언을 해주시고 전력전자 연구실로 들어올 수 있게 해주신 민혁이형 감사합니다. 그리고 전기공학과 뿐만 아니라 전력전자 연구실에도 많은 도움을 주시는 조교 경훈이형, 정민이에게 감사함을 느낍니다. 도움이 필요할 때 도와주시고 힘이 되어주시는 지형이형, 승용이형, 윤석이에게도 감사하다는 말을 전하고 싶습니다.

연락 한번 제대로 못했지만 먼저 연락해주고 많은 추억을 만들어준 친구들 성부, 승보, 봉진, 승호, 태경, 찬귀, 은상이형, 재영, 덕현, 유빈에게도 고맙고 항상 잘되길 바란다는 말을 하고 싶습니다.

저의 선택을 응원해주시고 부담 없이 석사과정을 마칠 수 있도록 도와주신 아버지,

어머니 가족에 집에 바쁘다는 핑계로 집안일도 제대로 도우지 못하여 죄송했고 앞으로 자랑스러운 아들이 되도록 노력하겠습니다. 그리고 제일 똑똑하고 많은 지식을 알려주는 형에게도 감사하고 가족 모두 사랑한다는 말을 마지막으로 이 글을 마칩니다.

2021년 2월 1일

김기훈 드림