

대용량 태양광전원이 연계된 배전선로에 있어서 보호협조기기의 최적 운용알고리즘

권순환, 이후동, 남양현, 노대석*
한국기술교육대 전기전자통신공학부

Optimal Operation Algorithm of Protection Devices in Distribution Systems With PV System

Soon-hwan Kwon, Hu-dong Lee, Yang-hyun Nam, Dae-seok Rho*
Information School, Korea University of Technology

요약 최근, 대용량의 태양광전원이 연계된 배전계통은 기존의 단방향과 달리 양방향의 조류가 발생하고, 태양광전원의 연계위치 및 고장위치에 따라 사고전류의 크기와 방향이 변하여, 보호기기간의 협조시간차가 충분히 확보되지 않는 문제점이 발생할 수 있다. 또한, 태양광전원을 고려하지 않은 기존의 보호기기 정정치를 그대로 적용하고 있어 보호기기간의 협조시간차를 확보하기 어려운 상황이 발생하고 있다. 따라서 본 논문에서는 태양광전원이 연계된 선로에서 고려할 수 있는 3가지 Case의 보호기기 정정치 운용모드를 제시하고, 이를 바탕으로 태양광전원의 용량에 따른 최적의 보호협조 시간을 도출할 수 있는 알고리즘을 제안한다. 한편, 이를 바탕으로 보호협조 전용소프트웨어인 Off-DAS를 이용하여, 태양광전원이 연계된 배전계통을 모델링하고, 보호기기(변전소 계전기, 리클로저(Recloser), 고객계전기, 태양광전원 고객계전기)간의 협조시간차 특성을 분석한다. 실 계통을 대상으로 시뮬레이션을 수행한 결과, 본 논문에서 제시한 보호기기의 정정치 운용 모드와 정정치 산정 방식이 태양광 전원이 연계된 배전계통 보호기기간의 협조시간을 안정적으로 확보할 수 있음을 알 수 있었다.

Abstract If a photovoltaic (PV) system is installed in a primary feeder interconnected with the PV system, bi-directional power flow can occur, and then, the magnitude and direction of the fault current can change, depending on the fault location and point of common coupling (PCC) of the PV system, and the time current curve (TCC) cannot be properly coordinated between protection devices. Also, it is difficult to obtain a proper time interval for protection devices because the conventional setting approach is applied, even though the PV system is installed and operating. Therefore, this paper presents three operation modes considering the operational conditions of the PV system to obtain setting values for protection devices. Based on the mode, this paper proposes an algorithm to calculate the optimal protection coordination time interval according to the introduction capacity of the PV system. In addition, this paper performs modelling of a distribution system with the PV system and protection devices by using Off-DAS S/W, and analyzes the characteristics of the time interval between the protection devices, such as substation relays, reclosers, customer relays, and PV customer relays. The simulation results confirmed that the proposed operational modes and setting-value algorithms are useful and effective for protection coordination in a distribution system for a PV system.

Keywords : Distribution System, Over Current Ground Relay(OCGR), Over Current Relay(OCR), Photovoltaic System, Protection Coordination

1. 서 론

최근 대용량 분산전원이 배전계통에 연계되면서, 본 연구는 산업자원통상위원회의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행한 연구(no. 20163010012310, no. 20172410100030)로서, 관계부처에 감사드립니다.

산전원의 연계지점 및 고장지점에 따라 사고전류의 크기와 방향이 변하여, 보호기기간의 보호협조에 많은 문제점이 발생하고 있다[1-3]. 또한, 태양광전원을 고려하

*Corresponding Author : Daeseok Rho(Koreatech)

Tel: +82-41-560-1167 email: dsrho@koreatech.ac.kr

Received March 21, 2018

Revised April 12, 2018

Accepted May 4, 2018

Published May 31, 2018

지 않은 기존의 보호기기 정정치를 그대로 적용하고 있어, 태양광전원이 연계되어 운용되는 경우 보호기기간의 적절한 협조시간차를 확보할 수 없는 상황이 발생하고 있다[4-6, 11]. 따라서 본 논문에서는 태양광전원의 연계에 따른 보호기기간의 협조시간차를 분석하기 위하여, 태양광전원의 연계에 의한 3가지의 보호기기 정정치 운용모드와, 이를 이용한 보호기기간의 최적 협조시간을 산정하는 알고리즘을 제시한다[7-9].

즉, 태양광전원이 연계된 선로에 기존의 정정치를 적용하여 운용하는 모드(Case I)와 태양광전원이 연계된 선로에 태양광전원을 고려하여 산정한 보호기기의 정정치로 운용하는 모드(Case II), 그리고 태양광전원을 고려하여 산정한 정정치로 운용하는 동안, 태양광전원이 사고나 환경조건에 의해 탈락되는 모드(Case III)인 3가지의 보호기기 정정치 운용방안을 제시한다. 또한, 이 운용방안을 바탕으로 변전소릴레이와 리클로저, 리클로저와 고객계전기 그리고 변전소릴레이와 고객계전기 간에 각각의 최적 협조시간차를 산정하는 알고리즘을 제안한다[12]. 이를 바탕으로 보호협조 전용소프트웨어인 Off-DAS를 이용하여, 보호기기간의 협조시간차 특성을 분석한 결과, 본 논문에서 제안한 보호기기의 정정치 운용모드와 보호기기간의 협조시간차 산정알고리즘이 보호기기의 정정치 산정에 유용함을 확인하였다.

2. 태양광 연계 전, 후의 보호기기 정정치 계산 알고리즘

2.1 기존의 보호기기 정정치 계산방법

2.1.1 변전소계전기 정정

변전소계전기의 OCR(Over Current Relay)과 OCGR(Over Current Grounding Relay)은 한전의 보호협조 정정치침[10]에 따라 동작시간이 결정되는데, CT비, 순시탭, 한시탭에 의하여 정정치가 산정된다. 먼저, 변전소계전기의 CT비는 선로용량인 10MW 기준의 정격전류에 1.5배를 하여 계산할 수 있는데, 이를 나타내면 식 (1)과 같다.

$$\text{변전소계전기 } CT\text{비} = \frac{P_L}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times 1.5 \quad (1)$$

여기서, P_L : 회선당 정격용량

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

$$\text{변전소 계전기 순시탭} = I_F \times K \times CT\text{비} \quad (2)$$

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

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

$$\text{변전소계전기 한시탭} = \frac{P_L}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times X \times CT\text{비} \quad (3)$$

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

2.1.2 리클로저 정정

순시동작과 지연동작 특성을 가지는 리클로저의 단락시 최소동작전류는 식 (4)와 같이 최대부하전류의 2.8배 이상 4.0배 이하로 산정된다. 또한, 지락에 대한 최소동작전류는 식 (5)와 같이 최대부하전류의 0.3배로 산정되지만, 선로의 부하 불평형 전류를 고려하여 현장에서는 70A로 정정하여 사용하고 있다. 한편, 리클로저의 순시와 한시곡선은 보통 N2와 N4를 사용하고, 2대인 경우에는 후비에 N2와 N4, 전위에 N1과 N3를 사용하고 있다.

$$I_{OP}(P) = 2.8 \times I_{MAX} \leq I_{OP} \leq 4 \times I_{MAX} \quad (4)$$

$$I_{OP}(G) = I_{MAX} \times 0.3 \quad (5)$$

여기서, I_{OP} : 리클로저의 최소동작전류, I_{MAX} : 최대부하전류

2.1.3 고객계전기 정정

고객계전기의 정정은 CT비와 단락(OCR)과 지락

(OCGR)에 대한 순시탐 및 한시탐을 산정해야 한다. 먼저, 고객계전기의 CT비는 식 (6)과 같이 계약전력을 기준으로 한 정격전류의 1.5배로 산정할 수 있다. 또한, 단락에 대한 순시탐은 식 (7)과 같이 수전변압기 2차측 3상 단락전류의 1.5배로 산정할 수 있고, 지락에 대한 순시탐은 보통 최소탐(10A)을 적용한다. 한편, 단락과 지락에 대한 한시탐은 최대부하전류의 1.5배 및 0.3배를 기준으로 정정하며, 이를 나타내면 식 (8)과 같다.

$$\text{고객계전기 CT비} = \frac{P_C}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times 1.5 \quad (6)$$

$$\text{고객계전기 순시탐} = I_{3S} \times 1.5 \times CT\text{비} \quad (7)$$

$$\text{고객계전기 한시탐} = \frac{P_C}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times X' \times CT\text{비} \quad (8)$$

여기서, P_C : 계약전력 I_{3S} : 고객변압기 2차측 3상단락전류, X' : 수전변압기 한시탐 계수(단락: 1.5, 지락: 0.3)

2.2 태양광전원이 연계된 배전선로 보호기기의 정정치 계산방법

2.2.1 변전소계전기 정정

태양광전원이 고려된 변전소계전기의 OCR(Over Current Relay)과 OCGR(Over Current Grounding Relay)은 CT비, 순시탐, 한시탐에 의하여 정정치가 산정된다. 먼저, 변전소계전기의 CT비는 10MW의 선로 용량에서 태양광전원의 연계용량을 빼서 배전선로의 전류를 구하고, 이 값의 1.5를 곱하여 구할 수 있는데, 식 (9)와 같이 나타낼 수 있다. 또한, 상과 지락에 대한 순시탐은 전위 보호기기(리클로저) 설치점의 3상 단락전류의 1.5배 또는 1선 지락전류의 1.4배 이상으로 산정되며, 이를 나타내면 식 (10)과 같다. 한편, 상과 지락에 대한 한시탐은 태양광전원 용량에 의해 감소된 회선당 운전전류의 1.5배 및 0.3배를 기준으로 산정하며, 이를 나타내면 식 (11)과 같다.

$$\text{변전소계전기 CT비} = \frac{P_L - P_E}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times 1.5 \quad (9)$$

$$\text{변전소계전기 순시탐} = I_{EF} \times K \times CT\text{비} \quad (10)$$

$$\text{변전소계전기 한시탐} = \frac{P_L - P_E}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times X \times CT\text{비} \quad (11)$$

여기서, P_E : 태양광전원 용량, I_{EF} : P_E 를 고려한 사고전류(3상 단락전류, 1선 지락전류)

2.2.2 리클로저 정정

순시동작과 지연동작 특성을 가지는 리클로저의 단락시 최소동작전류는 식 (12)와 같이 최대부하전류(IMAX)에서 태양광전원의 정격전류(IE) 만큼 감소한 값의 2.8배 이상 4.0배 이하로 산정된다. 또한, 지락에 대한 최소동작전류는 식 (13)과 같이 최대부하전류에서 태양광전원의 정격전류 만큼 감소한 값의 0.3배로 산정되지만, 선로의 부하 불평형 전류를 고려하여 관례적으로 70A로 정정한다.

$$I_{OP}(P) = 2.8 \times (I_{MAX} - I_E) \leq I_{OP} \leq 4 \times (I_{MAX} - I_E) \quad (12)$$

$$I_{OP}(G) = (I_{MAX} - I_E) \times 0.3 \quad (13)$$

여기서, I_E : 태양광전원 최대 출력전류, I_{OP} : 리클로저의 최소동작전류, I_{MAX} : 최대부하전류

2.2.3 태양광전원 고객계전기의 정정

태양광전원 고객계전기의 정정은 CT비와 단락(OCR)과 지락(OCGR)에 대한 순시탐 및 한시탐을 산정해야 한다. 먼저, 태양광전원 고객계전기의 CT비는 식 (14)와 같이 고객측의 태양광전원의 연계용량을 기준으로 정격전류를 산정하여, 1.5를 곱하여 구할 수 있다. 또한, 단락과 지락에 대한 순시탐은 기존의 고객계전기와 같이 식 (15)에 의하여 산정한다. 한편, 단락과 지락에 대한 한시탐은 식 (16)과 같이 태양광전원의 정격전류의 1.5배 및 0.3배를 기준으로 산정한다.

$$\text{고객계전기 CT비} = \frac{P_E}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times 1.5 \quad (14)$$

$$\text{고객계전기 순시탐} = I_{3S} \times 1.5 \times CT\text{비} \quad (15)$$

$$\text{고객계전기 한시탐} = \frac{P_E}{\sqrt{3} \times 22.9kV} \times X' \times CT\text{비} \quad (16)$$

여기서, P_E : 태양광전원 용량, X' : 태양광전원 고객계전기 한시탐 계수(단락: 1.5, 지락: 0.3)

3. 배전계통 보호기기의 최적 협조시간차 산정 알고리즘

3.1 보호기기의 정정치 운용모델

대용량 태양광전원이 배전계통에 연계되어 운용되는 경우, 보호기기의 정정치 운용 방안은 다음과 같이 3가지로 나눌 수 있다. 즉, 태양광전원이 연계된 선로에 기존의 정정치를 적용하여 운용하는 경우(Case I)와 태양광전원이 연계된 선로에 태양광전원을 고려하여 산정한 보호기기의 정정치로 운용하는 경우(Case II), 그리고 태양광전원을 고려하여 산정한 정정치로 운용하는 동안에, 태양광전원이 사고나 환경조건에 의해 탈락되는 경우(Case III)로 분류할 수 있다. 상기의 운용방안에 의하여, 태양광전원이 연계된 배전선로의 보호기기의 정정치 운용모델을 나타내면 Table 1과 같다.

Table 1. Operation modes of protection devices

operation modes	contents
Case I	conventional approach
Case II	setting values considering PV system
Case III	setting values considering PV system when PV system is not operated

3.2 보호기기의 협조시간차 산정 알고리즘

상기에서 제안한 보호기기의 3가지 정정치 운용모델을 바탕으로 태양광전원의 연계 용량에 따른 최적의 보호기기 협조시간차를 산정하는 절차는 다음과 같다.

- [Step 1] 태양광전원의 용량을 초기치로 설정한다.
- [Step 2] 기존의 정정치 계산방식에 의하여 변전소 계전기, 리클로저, 고객계전기의 정정치를 산정한다.
- [Step 3] [Step 2]에서 계산된 보호기기의 정정치를 바탕으로 태양광전원이 고려된 사고전류에 의하여, 각 보호기기간의 협조시간차를 구한다. 즉, 변전소계전기-리클로저, 리클로저-고객계전기, 변전소계전기-고객계전기간의 협조시간차를 산정한다.
- [Step 4] 태양광전원이 고려된 정정치 계산방식에 의하여 변전소계전기, 리클로저, 고객계전기의 정정치를 산정한다.
- [Step 5] 태양광전원의 운전 여부를 판단하여, 태양

광전원이 정상적인 운전을 하고 있는 경우에는 [Step 6]으로 진행하고, 태양광전원이 정지된 경우에는 [Step 8]로 진행한다.

- [Step 6] [Step 4]에서 계산된 보호기기의 정정치를 바탕으로 태양광전원이 고려된 사고전류에 의하여, 보호기기간의 협조시간차를 구한다.
- [Step 7] [Step 3]과 [Step 6]의 협조시간차를 비교하여, 최대 협조시간차를 확보한 운용모델을 선정하고, [Step 10]으로 진행한다.
- [Step 8] [Step 4]에서 계산된 보호기기의 정정치를 바탕으로 태양광전원이 고려되지 않은 사고전류에 의하여, 보호기기간의 협조시간차를 구한다.
- [Step 9] [Step 3]과 [Step 7]의 협조시간차를 비교하여, 최대 협조시간차를 확보한 운용모델을 선정하고, [Step 10]으로 진행한다.
- [Step 10] 태양광전원의 용량을 일정한 값으로 증가시켜 상기의 과정을 반복하고, 태양광전원의 용량이 최대값이 되면 과정을 종료한다.

상기의 절차를 플로우차트로 나타내면 Fig. 1과 같다.

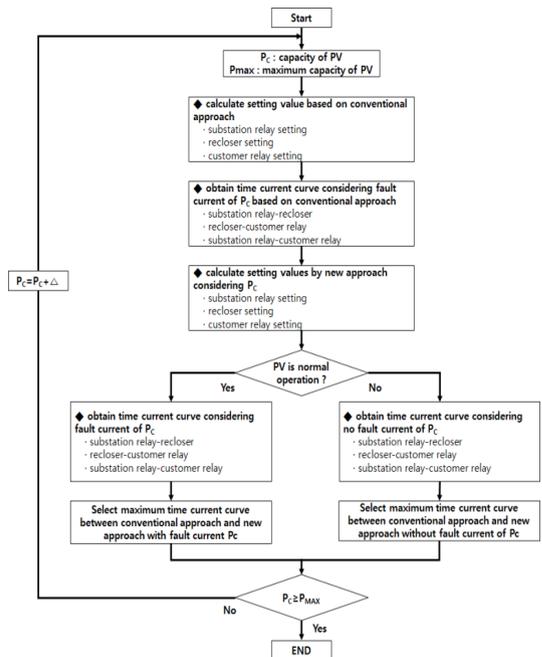


Fig. 1. Algorithm to calculate optimal protection coordination time interval

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 시뮬레이션 조건

4.1.1 Off-DAS를 이용한 배전계통의 모델링

태양광전원의 용량에 따른 각 보호기기간의 협조특성을 분석하기 위하여, 보호협조 전용소프트웨어인 Off-DAS를 이용하여, 태양광전원이 연계된 배전계통을 Fig. 2와 같이 모델링하였다. 여기서, 배전계통은 장거리 선로인 총 30[km]의 선로 공장을 기준으로 변전소계전기 및 리클로저, 고객계전기, 태양광전원 고객계전기로 구성된다. 또한, 선로에 대한 각 구간별 임피던스는 Table 2와 같고, 변전소 및 고객계전기는 강반한시 TC커브특성을 갖는 GCO-CI II D4를 사용하였고, 리클로저는 전위에 N1, N3, 후비에 N2, N4곡선을 사용하였다.

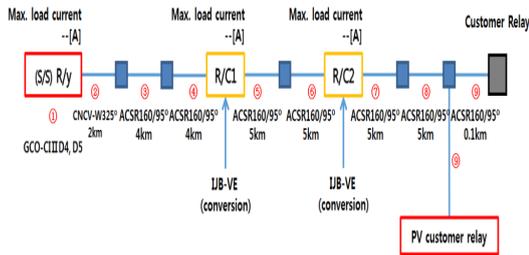


Fig. 2. Modeling of distribution system

Table 2. % Impedance of model distribution system

section	Z_1		Z_0		length[km]
	%R	%X	%R	%X	
1	0.4	35.74	0.0716	17.333	0
2	2.865	4.748	8.936	3.123	2
3	13.88	29.84	47.96	117.04	4
4	13.88	29.84	47.96	117.04	4
5	17.35	37.3	59.95	146.3	5
6	17.35	37.3	59.95	146.3	5
7	17.35	37.3	59.95	146.3	5
8	17.35	37.3	59.95	146.3	5
9	0.347	0.746	1.199	2.926	0.1

4.1.2 보호기기의 정정치 산정조건

태양광전원의 용량에 따른 각 보호기기간의 협조특성을 분석하기 위하여, 태양광전원의 연계용량을 0[MW], 1[MW], 3[MW], 5[MW]의 4가지 경우로 가정하여, 보호기기의 정정치 운용모델에 따라 변전소계전기와 리클로저, 리클로저와 고객계전기 그리고 변전소계전기와 고객계전기에 대한 동작시간차를 분석한다.

4.2 배전계통 보호기기의 정정치 산정

4.2.1 기존의 보호기기 정정치

기존의 보호기기 정정치 산정방식에 따라 변전소계전기의 CT비를 계산하면 식 (17)과 같이, 정격전류는 252A이고, 여기에 1.5를 곱하면 378A 정도이므로 400/5의 CT비가 산출된다. 하지만, 현장에서는 여유를 두어 사용하는 관례에 따라 600/5의 CT비를 적용한다. 또한, 변전소계전기의 한시탭은 식 (18)과 같이 3.15A가 산출되어 4탭으로 설정한다.

$$CT비 = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 22.9} \times 1.5 = 378A \quad (17)$$

$$\text{한시탭} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 22.9} \times 1.5 \times \frac{5}{600} = 3.15A \quad (18)$$

한편, 변전소계전기의 OCR 레버는 Fig. 3과 같이 변전소 인출점 3상 단락전류(7,053A)에서 0.5초(30Cycle) 이하에서 동작하는 3.8 레버 곡선으로 산정된다.



Fig. 3. OCR lever of substation relay

또한, 리클로저의 순시와 한시곡선은 후비에 N2, N4, 전위에 N1, N3 곡선을 적용한다. 한편, 고객계전기의 CT는 식 (19)와 같이, 37.8A 정도이므로 40/5의 CT비로 산정한다. 또한, 한시탭은 식 (20)과 같이 4.7A이지만, 관례에 따라 4탭을 선정한다.

$$CT비 = \frac{1 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 22.9} \times 1.5 = 37.8A \quad (19)$$

$$\text{한시탭} = \frac{1 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 22.9} \times 1.5 \times \frac{5}{40} = 4.7 \quad (20)$$

고객계전기의 OCR과 OCGR의 Lever는 각각 4.3과 1.8으로 산정되지만, 안정적인 보호협조를 위하여 가장 낮은 값인 0.5로 상정한다. 따라서, 태양광전원 연계전보호기기의 정정치를 나타내면 Table 3과 같다.

Table 3. Setting values of protection devices without PV

items		type of protection device	CT ratio	tap	lever
substation relay	OCR	GCO-CI II D4	600/5	4	3.8
	OCGR	GCO-CI II D5	600/5	1	4.5
R/C1	OCR	IJB-VE (conversion)	minium operation current	400	instantaneous: N2
	OCGR	IJB-VE (conversion)		70	time delay:N4
R/C2	OCR	IJB-VE (conversion)	minium operation current	250	instantaneous: N1
	OCGR	IJB-VE (conversion)		50	time delay:N3
customer relay	OCR	GCO-CI II D4	40/5	4	4.3->0.5
	OCGR	GCO-CI II D5	40/5	1	1.8->0.5

4.2.2 태양광전원 연계용량별 정정치

태양광전원이 고려된 보호기기 정정치 산정방식에 따라, 태양광전원이 1MW 연계된 정정치를 산정하면, Table 4와 같이 나타낼 수 있다. 즉, 변전소계전기의 한시 탭은 4번 탭으로 결정되고, 변전소 인출점 3상 단락 전류에서 0.5초(30Cycle) 이하로 동작하는 OCR의 Lever는 3.8로 산정된다. 또한, 리클로저의 순시와 한시 곡선은 후비에 N2, N4, 전위에 N1, N3 곡선을 적용한다. 한편, 고객계전기의 OCR과 OCGR의 Lever는 각각 4.5와 1.8로 산정되지만, 안정적인 보호협조를 위하여 가장 낮은 값인 0.5를 상정한다.

한편, 태양광전원이 5MW가 연계되는 경우, 각 계전기의 정정치를 산정하면 Table 5와 같다. 이 표에서와 같이, 변전소계전기 OCGR의 한시탭은 태양광전원이 1MW가 연계되는 경우(Table 4)의 1번 탭에서 0.5번 탭으로 감소되며, 태양광전원 고객계전기의 CT비도 40/5에서 190/5로 바뀌게 된다. 나머지 계전기의 정정치는 거의 동일하여, 태양광전원 연계용량에 따른 영향이 거의 없음을 알 수 있었다.

Table 4. Setting values of protection devices with PV(1MW)

items		type of protection device	CT ratio	tap	lever
substation relay	OCR	GCO-CI II D4	600/5	4	3.8
	OCGR	GCO-CI II D5	600/5	1	4.5
R/C1	OCR	IJB-VE (conversion)	minium operation current	400	instantaneous: N2
	OCGR	IJB-VE (conversion)		70	time delay:N4
R/C2	OCR	IJB-VE (conversion)	minium operation current	250	instantaneous: N1
	OCGR	IJB-VE (conversion)		70	time delay:N3
customer relay	OCR	GCO-CI II D4	40/5	4	4.5->0.5
	OCGR	GCO-CI II D5	40/5	1	1.8->0.5
PV customer relay	OCR	GCO-CI II D4	40/5	4	1.9->0.5
	OCGR	GCO-CI II D5	40/5	1	1.7->0.5

Table 5. Setting values of protection devices with PV(5MW)

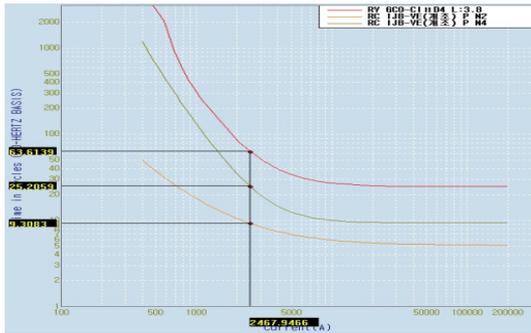
items		type of protection device	CT ratio	tap	lever
substation relay	OCR	GCO-CI II D4	600/5	4	3.8
	OCGR	GCO-CI II D5	600/5	0.5	4.5
R/C1	OCR	IJB-VE (conversion)	minium operation current	400	instantaneous: N2
	OCGR	IJB-VE (conversion)		70	time delay:N4
R/C2	OCR	IJB-VE (conversion)	minium operation current	250	instantaneous: N1
	OCGR	IJB-VE (conversion)		70	time delay:N3
customer relay	OCR	GCO-CI II D4	40/5	4	4.5->0.5
	OCGR	GCO-CI II D5	40/5	1	1.8->0.5
PV customer relay	OCR	GCO-CI II D4	190/5	4	1.9->0.5
	OCGR	GCO-CI II D5	190/5	1	1.7->0.5

4.3 보호기기간의 협조시간차 특성

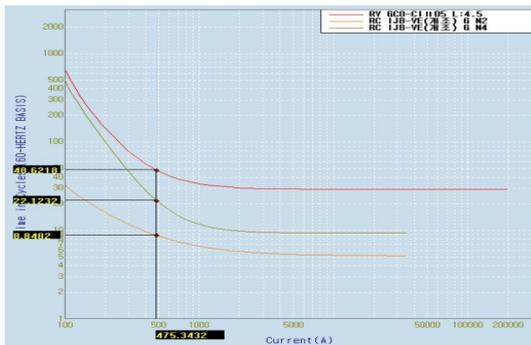
4.3.1 변전소계전기와 리클로저간의 협조시간차

후비 보호기기인 변전소계전기와 전위 보호기기인 리클로저 사이의 협조시간차는 10Cycle(아날로그 타입 10Cycle, 디지털 타입: 3Cycle) 이상으로 확보되어야 한다. 따라서 보호기기 간의 적절한 협조여부를 판단하기 위하여, Off-DAS의 모델링을 바탕으로 OCR과 OCGR에 대한 변전소계전기와 고객계전기간의 협조시간차를 분석하면 Fig. 4와 같다. Fig. 4 (a)와 같이 변전소 OCR과 리클로저 OCR간의 협조시간차는 37.6Cycle 이고, Fig. 4 (b)와 같이 변전소 OCGR과 리클로저

OCGR의 협조시간차는 26.2Cycle이므로, 정정기준에 적합함을 알 수 있었다. 또한, 보호기기 정정치 운용모드(Case I, Case II, Case III)별로 각 보호기기간의 협조시간차를 분석하면, Table 6과 같다. 이 표에서와 같이 모든 태양광전원 도입용량에 대하여 변전소계전기와 리클로저간의 협조시간차는 만족함을 알 수 있었다.



(a) OCR



(b) OCGR

Fig. 4. Coordination time interval between substation relay and R/C

Table 6. Coordination time interval between substation relay and R/C

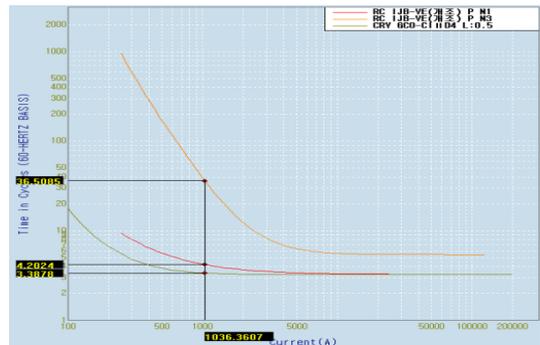
		time interval of protection devices(cycle)									
		0		1		3		5			
capacity of PV system(MW)		0		1		3		5			
operation modes		Case I	Case I	Case II	Case III	Case I	Case II	Case III	Case I	Case II	Case III
substation	OCR	39.5	38.9	38.9	39.5	37.6	37.6	39.5	36.4	36.4	39.5
relay-R/C	OCGR	159.9	111.4	111.4	132.8	82.4	26.2	29.1	66.3	25.0	29.1

4.3.2 리클로저와 고객계전기간의 협조시간차

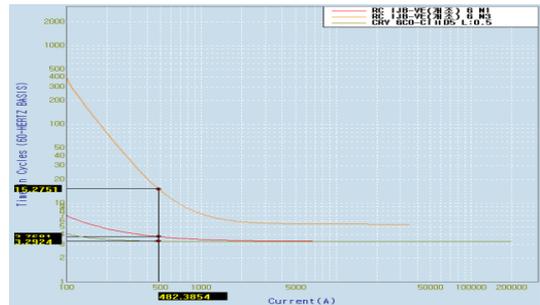
후비 보호기기인 리클로저와 전위 보호기기인 고객계전기 사이의 협조시간차는 정정치침에 따라 6Cycle 이상이 확보되어야 한다. 따라서 보호기기 간의 협조여

부를 판단하기 위하여, Off-DAS의 모델링을 바탕으로 OCR과 OCGR에 대한 리클로저와 고객계전기간의 협조시간차를 산정하면 그림 5와 같이 나타낼 수 있다. Fig. 5 (a)와 같이, 리클로저 OCR과 고객계전기 OCR간의 협조시간차는 31.4Cycle이고, Fig. 5 (b)와 같이, 리클로저 OCGR과 고객계전기 OCGR의 협조시간차는 11.8Cycle이 산정되어, 정정기준에 적합함을 알 수 있었다.

또한, 보호기기 정정치 운용모드(Case I, Case II, Case III) 별로 각 보호기기간의 협조시간차를 산정하면 Table 7과 같다. 이 표에서와 같이, 태양광전원이 3[MW]까지 연계되는 경우에는 모든 조건에서 보호협조에 문제가 없음을 알 수 있었다. 하지만, 태양광전원이 5[MW]이상이 연계되면, 기존의 정정치 산정방식인 Case I에서 리클로저-고객계전기 OCGR과 리클로저-태양광전원 고객계전기 OCGR 간의 협조시간이 각각 5.3Cycle, 4.7Cycle로 산정되어, 보호협조가 불완전하게 됨을 알 수 있었다. 따라서, 본 논문에서 제안한 태양광전원이 고려된 정정치 운용모드(Case II, Case III)를 적용하는 것이 안정적임을 확인할 수 있었다.



(a) OCR



(b) OCGR

Fig. 5. Coordination time interval between R/C and customer relay

Table 7. Coordination time interval between R/C and customer relay

capacity of PV system(MW)		time interval of protection devices(cycle)									
		0			1			3			5
operation modes		Case I	Case I	Case II	Case III	Case I	Case II	Case III	Case I	Case II	Case III
R/C-customer relay	OCR	41.3	37.9	37.9	42.4	31.4	31.4	40.1	25.6	25.6	37.9
	OCGR	16.9	9.3	17.4	21.6	11.8	11.8	19.7	5.3	9.0	19.3
R/C-PV relay	OCR		37.9	37.9	41.3	31.4	31.4	40.1	25.6	25.6	37.9
	OCGR		9.3	17.4	21.2	11.4	11.4	19.1	4.7	8.4	18.0

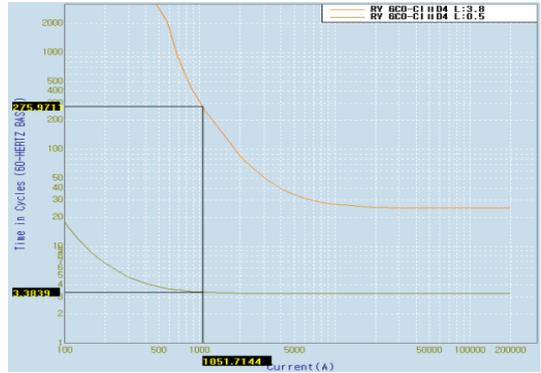
4.3.3 변전소계전기와 고객계전기간의 협조시간차

후비 보호기기인 변전소계전기와 전위 보호기기인 고객계전기 사이의 협조시간차는 17Cycle 이상이 확보되어야 한다. 따라서 보호기기 간의 적절한 협조여부를 판단하기 위하여, Off-DAS의 모델링을 바탕으로 OCR과 OCGR에 대한 변전소계전기와 고객계전기간의 협조시간차를 분석하면 Fig. 6과 같다. Fig. 6 (a)와 같이 변전소 OCR과 고객 OCR간의 협조시간차는 272.6 Cycle이고, Fig. 6 (b)와 같이 변전소 OCGR과 고객 OCGR의 협조시간차는 44.2Cycle이므로, 정정기준에 적합함을 알 수 있었다. 또한, 보호기기 정정치 운용모드(Case I, Case II, Case III)별로 각 보호기기간의 협조시간차를 분석하면, Table 8과 같다. 이 표에서와 같이, 태양광전원의 연계용량에 상관없이 변전소계전기와 고객계전기간의 협조시간차는 확보되고 있음을 알 수 있었다.

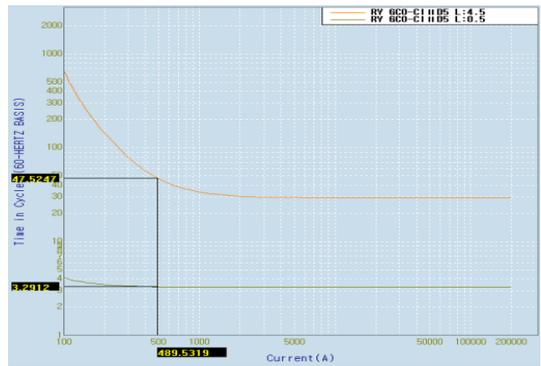
5. 결 론

본 논문에서는 태양광전원의 연계용량에 따라 보호협조기기 간의 협조시간차를 분석하기 위하여, 태양광전원의 연계 여부에 따라 3가지의 보호기기 정정치 운용모드를 제안하였다. 또한, 이를 바탕으로 태양광전원이 연계된 배전선로에서 보호기기간의 최적 협조시간차를 산정하는 알고리즘을 제시하였고, Off-DAS를 이용하여 보호기기간의 협조시간차 특성을 분석하였다. 이에 대한 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 태양광전원이 1MW와 5MW가 연계되는 경우를 비교하면, 변전소계전기 OCGR의 한시탭은 1번 탭에서 0.5번 탭으로 감소하고, 태양광전원 고객



(a) OCR



(b) OCGR

Fig. 6. Coordination time interval between substation relay and customer relay

Table 8. Coordination time interval between substation relay and customer relay

capacity of PV system(MW)		time interval of protection devices(cycle)									
		0			1			3			5
operation modes		Case I	Case I	Case II	Case III	Case I	Case II	Case III	Case I	Case II	Case III
substation relay-customer relay	OCR	361.6	324.2	324.2	375.4	272.6	272.6	361.6	231.3	231.3	361.6
	OCGR	263.7	140.6	140.6	59.8	100.1	44.2	56.9	80.7	39.6	56.9

계전기의 CT비도 40/5에서 190/5로 바뀌게 되지만, 나머지 계전기의 정정치는 거의 동일하여, 태양광전원 연계용량에 따른 정정치의 산정에 영향이 거의 없음을 알 수 있었다.

- (2) 태양광전원이 5[MW]이상이 연계되면, 기존의 정정치 산정방식인 Case I에서 리클로저-고객계전기 OCGR과 리클로저-태양광전원 고객계전기 OCGR 간의 협조시간이 각각 5.3Cycle, 4.7Cycle로 산정되어, 보호협조가 불안정하게 됨을 알 수 있

었다. 따라서, 본 논문에서 제안한 태양광전원이 고려된 정정치 운용모드(Case II, Case III)를 적용하는 것이 안정적임을 확인할 수 있었다.

- (3) 향후 다수의 태양광전원이 30[km]를 초과하는 장거리 배전선로에 연계되는 경우, 기존의 정정치 산정모드로는 보호기간의 보호협조가 불안전해질 가능성이 있으므로, 태양광전원의 연계 용량 제한 및 태양광전원을 고려한 정정치 산정 모드(Case II, Case III)의 운용이 필요함을 알 수 있었다.

References

- [1] Guideline for Interconnection of Distributed Generation System in Distribution Systems, KEPCO, June, 2012.
- [2] Daeseok Rho, "A Study on the Fault Characteristics of Wind Power in Primary Feeder", *Journal of KAIS*, vol. 13, no. 3, pp. 1288-1295, March, 2012.
- [3] R. F. Arritt, R. C. Dugan "Distributed generation interconnection transformer and grounding selection", *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE*, pp. 1-7, 2008.
DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596772>
- [4] A. Girgis, S. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System", *Power Engineering, LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference*, 11-13, pp. 115-119, July, 2001.
DOI: <https://doi.org/10.1109/LESCPE.2001.941636>
- [5] Dae-seok Rho, "Countermeasures on bi-directional Protective Device Coordination of smart grid connected to new energy generation", *The world of electric*, vol. 5, no. 9, pp. 39-43, 2010.
- [6] So-Hee Kim, Dae-seok Rho, "Development of Operation System for Customer Protection Devices with Distributed Generation", *Korea Academia-industrial cooperation society*, announced Fall conference proceedings in 2010, pp. 62-65, nov. 2010.
- [7] IEEE 1547.1 "IEEE Standard conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System", *J. IEEE June*, 2005.
DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2005.96289>
- [8] So-Hee Kim and Dae-seok Rho, "Evaluation Algorithm for Coordination Protection Between Recloser and Distributed Generation Relay", *Korea Academia-industrial cooperation society*, announced Spring conference proceedings in 2010, pp. 69-72, May, 2011.
- [9] Byeon-Gi Kim, Jae-Beom Park, Kyeong-Sang You, Dae-Seok Rho, "Optimal Operation Methods of Protection Devices in Distribution Systems with PV Systems", *The Korean Institute of Electrical Engineers*,

vol. 60, no. 8, pp. 1485-1491, Aug. 2011.

DOI: <https://doi.org/10.5370/KIEE.2011.60.8.1485>

- [10] Korea Electric Power Research Institute, "Distribution Protection Description", pp. 70-91, Oct. 2008.
- [11] Se-Young Pyo, Oh-Seok Kwon, Kee-Hwan Kim, A Study on Efficient Management of Solar Powered LED Street Lamp Using Weather forecast, *The Journal of The Institute of Internet, Broadcasting and Communication (IIBC)*, Vol. 15, No. 2, pp. 129-135, Apr. 2015.
DOI: <http://dx.doi.org/10.7236/IIBC.2015.15.2.129>
- [12] Sung-Ho Hwang, Eun-Young Kang, Performance Analysis of IEEE 802.15.4 for DI Small Distribution Substation, *The Journal of The Institute of Internet, Broadcasting and Communication (IIBC)*, Vol. 17, No. 1, pp.115-121, Feb. 2017.
DOI: <https://doi.org/10.7236/IIBC.2017.17.1.115>

권순환(Soon-Hwan Kwon)

[정회원]



- 2008년 2월 : 한국폴리텍1대학 전기과 (전문학사)
- 2011년 7월 : 국가평생교육진흥원 전기공학과 (공학사)
- 2014년 2월 : 한양대학교 공학대학원 전기공학과 (공학석사)
- 2017년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학과 전기공학전공 박사과정 재학중

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 스마트그리드, 2차전지

이후동(Hu-Dong Lee)

[준회원]



- 2016년 8월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2016년 9월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기공학과 석사과정 재학중

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 마이크로그리드

남 양 현(Yang-Hyun Nam)

[준회원]



- 2016년 8월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2016년 9월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기공학과 석사과정 재학중

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 마이크로그리드

노 대 석(Dae-Seok Rho)

[정회원]



- 1985년 2월 : 고려대학교 전기공학과 (공학사)
- 1987년 2월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 1997년 3월 : 일본 북해도대학교 대학원 전기공학과(공학박사)
- 1987년 3월 ~ 1998년 8월 : 한국 전기연구소 연구원/선임연구원
- 1999년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학부 교수

<관심분야>

전력/배정 계통, 분산전원연계, 전력품질해석