

분산전원 연계 배전계통의 보호협조 정정 프로그램 개발

김상옥¹ · 서인용¹ · 이흥호^{2*} · 노대석³

A Simulation Program for Protection Coordination in the Power Distribution System with Distributed Generators

Sang-ok Kim · In-Yong Seo · Heung-Ho Lee · Dae-Seok Rho

ABSTRACT

A higher penetration of renewable energy sources and adoption of renewable portfolio standard(RPS), the penetration of distributed generators(DGs) into power distribution network is becoming a threat for the safe operation of distribution network. The ground fault current of DGs can cause parasitic trip and mal-trip of protective device in the power distribution network. KEPRI has developed a simulation program for current setting of protective devices in DGs connected distribution network. In this study, we analyzed fault currents of a sample network in two cases, i.e. case 1 is for no DG connection, case 2 for a DG connection. We performed protection coordination for relays installed in the network and analyzed the contribution of a DG.

Key words : Protection Coordination, Recloser, Relay, Time Current Characteristic Curve

요약

신재생에너지원의 확대 보급 정책과 신재생에너지 공급 의무화 제도(RPS)의 도입으로 배전계통에 연계되는 분산전원이 증가되고 있다. 분산전원이 연계된 배전계통에서는 고장전류의 크기와 방향이 변화하게 되며, 이러한 고장전류의 변화는 기존 보호협조 체계에 대한 재검토를 요구한다. 전력연구원에서는 이러한 고장전류의 변화를 고려할 수 있는 보호협조 정정 알고리즘을 탑재한 시물레이션 프로그램을 개발하였다. 본 논문에서는 분산전원 연계 전, 후의 고장전류 변화를 분석하고, 시물레이션 프로그램을 이용하여 샘플 계통에 대한 보호협조 정정을 수행하였으며, 분산전원이 배전계통의 보호협조에 미치는 영향에 대하여 고찰하고 그 대책에 대하여 논하고자 한다.

주요어 : 배전선로 보호협조, 리클로저, 릴레이, 시간-전류 특성곡선

1. 서론

최근 전 세계적인 온실가스 감축 노력에 발맞추어 우리 정부도 국가적인 차원에서 신재생에너지 확대 보급 정책을 펼치고 있다. 이에 따라 한전의 배전계통에는 다양한 종류의 분산형 전원이 연계되고 있으며 이에 대한 학

술연구가 활발히 진행되고 있다. 전통적으로 한전의 배전계통은 원자력, 화력, 수력 등의 집중형 발전원 으로부터 전력을 공급받아 방사상 또는 수지상으로 배전계통을 구성하여 전기사용장소에 전력을 공급하도록 설계되고 운영되어 왔으나, 풍력, 태양광, 소수력과 같이 전기사용장소 인근의 배전계통에 직접 연계되는 분산형 발전원(DG : Distributed Generators)이 증가함에 따라 계통 운영 상의 패러다임 전환이 일어나고 있다. 특히 배전계통의 보호협조 측면에서 분산전원 연계에 의한 고장전류변화로 보호기기 정격차단용량 상회 가능성, 보호기기의 오동작 또는 부동작 개연성, 전기품질(전압변동, 고조파, 플리커 등) 저하 등의 문제점이 나타나고 있다. 이에 본 논문에서는 분산전원 연계 시 예측되는 보호협조 측면에서의 일반

접수일(2011년 6월 16일), 심사일(2012년 5월 14일),
게재 확정일(2012년 6월 5일)

¹⁾ 한국전력공사 전력연구원

²⁾ 충남대학교

³⁾ 한국기술교육대학교

주 저 자 : 김상옥

교신저자 : 이흥호

E-mail; leehh@cnu.ac.kr

적인 문제점들에 대한 해결책으로써 가장 합리적이고 실용적인 보호기기 정정방법을 찾아보고 시뮬레이션 프로그램을 이용하여 그 타당성을 검증하고자 한다.

2. 배전계통의 보호협조

배전계통의 주요 구성요소인 전주, 전선, 변압기, 개폐기, 차단기, 피뢰기, 애자 등은 특별한 경우를 제외하고, 일반적으로 옥외에 설치되는 특성이 있기 때문에 자연재해, 동식물의 충전부 접촉, 차량충돌과 같은 예측불허의 사고에 항상 노출되어 있다고 할 수 있다. 이러한 예측 불가능한 사고의 발생은 필연적으로 전기적 고장 상태를 야기하며, 고객의 원활한 전기 사용을 방해하는 인자 즉, 정전발생 원인으로 작용하고 있다. 이에 한전에서는 한 건의 정전도 발생하지 않도록 수많은 인력과 비용을 투입하여 정전예방 활동에 총력을 기울이는 동시에 부득불 발생한 정전에 대해서는 그 피해를 최소화시키기 위한 여러 가지 대책을 시행 중에 있다. 그 중 하나가 바로 배전계통 보호협조 체계의 합리적 운영이다.

배전계통에는 정전 발생시 정전을 경험하는 고객의 수를 최소화하고, 계통 고장이 확산되는 것을 방지하기 위하여 변전소 차단기를 포함하여 적어도 한 대 이상의 보호기기를 설치하도록 규정하고 있다.

대표적인 배전계통의 보호기기로는 변전소 차단기(Circuit Breaker), 리클로저(Recloser), 고장구간자동개폐기(ASS), 퓨즈(Fuse), 수용가 차단기 등이 있다.

배전계통 보호기기의 가장 중요한 역무(동작책무)는 당해 보호기기 부하 측에서 발생한 고장에 대하여 고장을 검출하고 스스로 개방 동작하여 건전구간(非 정전구간)과 고장구간(정전구간)을 빠르게 분리시킴으로써 정전으로 인한 피해를 최소화 하는 것이라 할 수 있다.

한전에서 운영 중인 임의의 배전계통에 보호기기가 두 대 이상 운영 중이라고 할 때 변전소 또는 집중형 발전원으로부터 먼 쪽(부하 측)에 위치한 것을 전위 보호기기(Protected Device)라 하고, 가까운 쪽(전원 측)에 위치한 것을 후비 보호기기(Protecting Device)라 한다.

변전소 차단기 한 대와 리클로저 한 대로 구성된 배전선로가 있다고 하자. 변전소 차단기는 배전선로가 시작되는 지점에 위치하며, 리클로저는 배전선로 전체 공장의 1/2 지점에 위치한다고 가정 할 때 변전소 차단기는 후비 보호기기가 되며, 리클로저는 전위 보호기기가 된다.

변전소 차단기와 리클로저 간의 보호협조가 원활하지 못한 경우 리클로저의 부하측에서 발생한 고장에 대하여

변전소 차단기가 동작할 가능성이 있으며, 이는 해당 배전선로의 모든 고객이 정전을 경험하게 됨을 의미한다. 반면 동일 고장에 대하여 리클로저가 정상적으로 동작하면 해당 배전선로의 1/2에 해당하는 고객은 정전을 경험하지 않아도 된다. 이처럼 배전계통 운영 측면에서 보호협조는 정전과 직결되는 매우 중요한 인자이며, 각 보호기기 간의 적절한 보호협조 체계를 구축하기 위하여 다음과 같이 여러 요소들을 조합하여 운용한다.

즉, 두 보호기기 간의 동작시간 차이, 고장전류 크기의 차이, 동작횟수의 차이를 적절하게 조합하여 자기 보호구간(당해 보호기기 설치점 기준 부하 측)에서 발생한 고장에 대해서는 해당 보호기기만 동작하여 고장구간을 분리할 수 있도록 최적상태로 정정해야 하는데 이것을 배전계통의 보호협조라 한다.

Fig. 1은 시간 - 전류 특성곡선(Time-Current Characteristic Curve)으로 보호기기의 동작시간을 검토할 때 사용한다. x축은 전류크기[A]이며, y축은 보호기기의 동작시간[Cycle](고장검출-개방완료)을 나타낸다.

보호협조 원리를 간략히 설명하면, Fig. 1에서처럼 변전소 차단기, 리클로저, 일반고객 차단기가 직선경로 상에 설치되어 있는 상황을 가정하고, 일반고객 구내에서 예측 불가능한 사고가 발생하여 고장전류가 발생했을 때 변전소 차단기, 리클로저, 일반고객 차단기는 다소 차이는 있겠으나 비슷한 수준의 고장전류를 경험하게 된다. 이때 가장 이상적인 보호협조 상태는 일반고객 차단기가 개방되어 리클로저와 변전소 차단기가 동작하지 않고 고장구간이 계통에서 분리되는 것이다. 이것이 가능하려면 동작시간 측면에서 일반고객 차단기의 동작시간이 가장 작고,

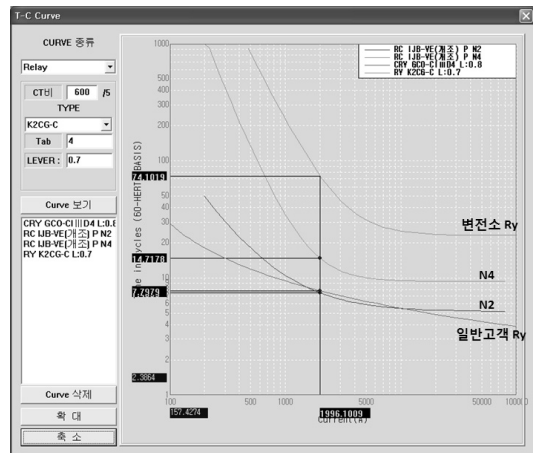


Fig. 1. Difference of operating time (TCC Curve)



Fig. 2. Difference of the fault current amplitude and operating count

리클로저와 변전소 차단기의 동작시간이 순차적으로 크게 정정되어 있어야 한다. 여기서 일반고객 차단기와 리클로저, 리클로저와 변전소 차단기 간에는 전위-후비 보호기 관계가 성립하며 각 전위-후비 관계에서는 적정한 협조시간차가 유지되도록 정정되어 있어야 최소 정전 구간으로 빠르게 주계통에서 고장구간을 분리해 낼 수 있다.

Fig. 2는 두 대의 리클로저를 고장전류 크기 및 동작횟수를 다르게 하여 정정한 그림이다. 고장전류 크기와 동작횟수의 차이로 보호협조 정정을 시행하는 이유는 동작시간으로 보호협조가 실패했을 경우를 대비하는 것으로 보호협조 신뢰도를 높이는 역할을 한다.

3. 분산전원 연계에 따른 고장전류 변화

분산전원의 종류는 매우 다양하지만 고장전류 특성 관점에서 살펴보면 동기발전기, 유도발전기, 인버터 발전기와 같이 크게 3종류로 구분할 수 있다.

동기발전기의 경우 고장발생 후 5~6사이클 이내에 차단되도록 설정되므로 과도リアクタンス(Transient Reactance)에 의한 고장전류 기여분을 고려하고, 유도발전기의 경우 한전계통에서 여자전류를 공급받아야 발전이 가능하므로 고장전류 기여분이 없는 것으로 해석한다. 한편 인버터기 반 발전기의 경우 과전류 특성이 취약한 전력전자소자들로 구성되어 있기 때문에 정격전류의 150~200%에 다다르기 전에 계통과 분리되므로 유도기와 마찬가지로 고장전류 기여분을 고려하지 않는다.

분산전원 발전기의 고장특성 뿐만 아니라 연계용 변압기의 결선 방식도 고장전류 변화에 기여하게 되는데, Yg-△(Grid Side - DG Side) 결선 방식의 경우 배전계통에서 1선 지락 고장발생시 발전기 투입여부와 관계없이 동상의 지락전류가 각 상으로 분류하게 되고, 고장상의 전류는 계통 측 전류와 분류된 전류가 합쳐져 고장전류 상승에 기여하게 된다. Yg-Yg 결선 방식일 경우 변압기 임

피던스는 연결된 상태이나 발전기가 분리된 상태에서는 회로구성이 되지 않아 영향을 고려하지 않아도 된다.

3.1 고장전류 크기의 변화

분산전원 연계 전후의 고장전류 크기 변화를 알아보기 위해 Fig. 4와 Fig. 6에 도시한 샘플 계통으로 고장전류를 계산하여 비교 설명하기로 한다.

통상 배전계통에서 발생한 고장전류는 불평형 특성을 가지며, 이러한 불평형 고장상태를 일반적인 회로해석 기법을 적용하여 해석하기는 매우 어렵다. 이는 불평형 3상 회로는 전압과 전류가 시간적으로 일정한 위상차를 갖는 평형 상태와는 달리 전압과 전류가 불규칙한 위상차를 갖기 때문에 각 상의 전압과 전류 분포를 일일이 계산하여 증첩해 나가야 하는 매우 번거로운 절차를 따라야 하기 때문이다.

따라서 3상 전력계통의 불평형 문제를 해결하는데 일반적으로 사용되는 수학적 기법인 대칭좌표법(Symmetrical Coordinates Method)을 이용하여 배전계통 고장전류를 계산한다.

분산전원이 계통에 연계되지 않은 경우의 고장전류는 변전소 모선의 등가임피던스(송전계통 임피던스 포함), 배전선로의 임피던스, 일반수용가 연계용 변압기의 임피던스를 대칭성분(정상, 역상, 영상)별 등가임피던스로 환산한 값을 적용하여 계산한다.

Fig. 3은 분산전원 미연계 배전계통에서 리클로저 설치점에서의 정상분 및 영상분 임피던스 맵을 표현한 그림이며, 이로부터 대칭성분별 등가임피던스를 계산하면 다음과 같다.

Z_{SS} 는 변전소 차단기에서 송전계통(발전원 포함) 쪽을 바라본 모선등가임피던스를 의미하며, $Z_{선로}$ 는 배전선로의 임피던스를 의미한다.

식 (1)은 분산전원 미연계 계통의 정상분 임피던스를 계산하는 과정으로 Z_{SS} 는 한전 계통의 발전원으로 부터 변전소 차단기까지의 정상분 %임피던스를 의미하고, $Z_{선로}$ 는 변전소 차단기로부터 고장점(리클로저 설치점)까지

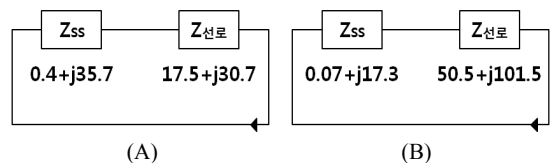


Fig. 3. Impedance-map of the grid without DG ; Positive sequence(A), Zero sequence(B)

의 정상분 %임피던스를 의미한다. 여기서 정상분 %임피던스와 역상분 %임피던스의 크기는 같다고 가정한다.

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_2 = Z_{SS} + Z_{선로} \\ &= (0.4 + j35.7) + (17.5 + j30.7) \\ &= 17.9 + j66.4 \end{aligned} \quad (1)$$

마찬가지로 식 (2)는 분산전원 미연계 계통의 영상분 임피던스를 계산하는 과정으로 Z_{SS} 는 한전 계통의 발전원으로 부터 변전소 차단기까지의 영상분 %임피던스를 의미하고, $Z_{선로}$ 는 변전소 차단기로부터 고장점까지의 영상분 %임피던스를 의미한다.

$$\begin{aligned} Z_0 &= Z_{SS} + Z_{선로} \\ &= (0.07 + j17.3) + (50.5 + j101.5) \\ &= 50.64 + j118.91 \end{aligned} \quad (2)$$

식 (1)과 식 (2)로부터 얻은 대칭성분별 등가임피던스를 이용하여 리클로저 설치점의 3상 단락전류(I_{3s}), 선간 단락전류(I_{2s}), 1선 지락전류(I_{g0} , 고장저항 0Ω), 1선 지락전류(I_{g30} , 고장저항 30Ω)를 계산하면 다음과 같다.

- 리클로저 설치점의 3상 단락전류(I_{3s})

$$I_{3s} = \frac{100}{Z_1} \times \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 22.9} = 3,664 \text{ A} \quad (3)$$

- 리클로저 설치점의 선간 단락전류(I_{2s})

$$I_{2s} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{100}{Z_1} \times \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 22.9} = 3,173 \text{ A} \quad (4)$$

- 리클로저 설치점의 1선 지락전류(I_{g0} , 고장저항 0Ω)

$$I_{g0} = \frac{3 \times 100}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F} \times \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 22.9} = 2,841 \text{ A} \quad (5)$$

- 리클로저 설치점의 1선 지락전류(I_{g30} , 고장저항 30Ω)

$$I_{g30} = \frac{3 \times 100}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F} \times \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 22.9} = 416 \text{ A} \quad (6)$$

- 고장저항 등가환산식

$$Z_F = \text{고장저항}(\Omega) \times \frac{100,000}{10 \times 22.9^2} \quad (7)$$

대칭좌표법을 이용하여 식 (3), 식 (4), 식 (5), 식 (6)으로 계산한 리클로저 설치점의 고장전류가 Fig. 4의 리클로저에 표시된 것을 확인할 수 있으며, 같은 방법으로 분산전원 미연계 배전계통의 모든 노드에 대하여 계산한 고장전류 값이 Fig. 4에 나타나 있다.

분산전원이 계통에 연계된 경우의 고장전류는 분산전원 미연계 계통의 등가임피던스와 결선 방식을 고려한 분산전원 연계용 변압기의 임피던스, 내부 결선 방식을 고려한 발전기의 리액턴스를 대칭성분별로 합산하여 계산한다.

Fig. 5는 분산전원 연계 배전계통에서 리클로저 설치점의 정상분 및 영상분 임피던스 맵을 나타낸 그림이며, 이로부터 대칭성분별 등가임피던스를 계산하면 정상분 % 임피던스는 식 (8), 영상분 %임피던스는 식 (9)와 같다.

$$Z_1 = Z_2 = (17.9 + j66.4) // (51.9 + j641.5) = 15.1 + j60.4 \quad (8)$$

$$Z_0 = (50.57 + j118.8) // (124.9 + j454.8) = 37.1 + j94.6 \quad (9)$$

Fig. 6은 분산전원 연계 계통의 각 노드별 고장전류 계

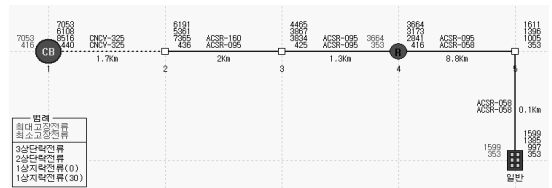


Fig. 4. The result of fault current calculation on the grid without DG

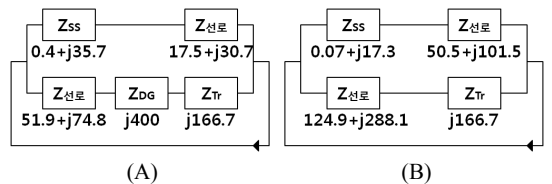


Fig. 5. Impedance-map of the grid with DG ; Positive sequence(A), Zero sequence(B)

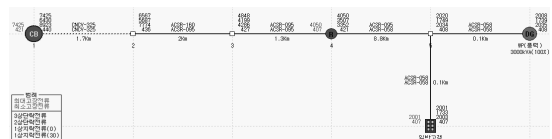


Fig. 6. The result of fault current calculation on the grid with DG

산결과를 나타낸다.

분산전원 연계 전후의 고장전류 크기를 비교해 보면 분산전원 연계시의 고장전류가 더 커지게 됨을 확인할 수 있는데 이는 분산전원에 의한 임피던스 병렬화로 각 대칭 성분별 %임피던스 크기가 증가적으로 감소하였기 때문임을 알 수 있다.

3.2 고장전류 방향의 변화

분산전원 연계 배전계통에서는 한전계통 측 발전기 외에 다수의 분산전원 측 발전기가 고장전류 공급원으로 동작하기 때문에 배전선로의 보호기기는 양방향의 고장전류를 경험하게 된다. 현재 배전선로에 적용된 대부분의 보호기기는 리클로저로 고장전류의 방향성을 판단하지 못하며, 최소동작전류 이상의 고장전류를 경험하였을 때 차단동작을 수행하는 특성을 가지고 있다. 따라서 분산전원에 의한 역방향 고장전류로 오동작이 발생할 가능성이 있으며 이러한 문제를 해결하는 궁극적인 방법은 리클로저에 방향성 판단 기능을 추가하여 정방향 고장전류에 대해서만 선택적으로 차단동작을 수행할 수 있도록 하는 것이다. 방향성 리클로저는 전력연구원에서 개발하여 일부 배전선로에 적용되고 있으나, 기존 리클로저에 대한 교체가 수반되기 때문에 비용 측면에서 기존 리클로저의 보호협조 정정 방법을 최적화하여 분산전원 연계에 따른 문제점을 해소해 나가야 할 필요가 있다고 할 수 있다.

4. 배전계통 보호기기의 정정

4.1 분산전원 미연계 배전계통

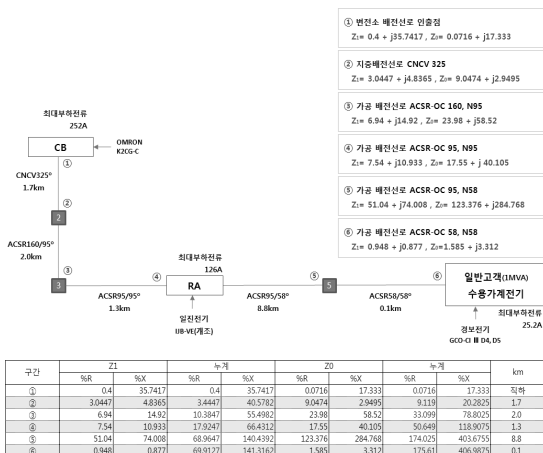


Fig. 7. The sample grid without DG



Fig. 8. The setting value of protection devices in the grid without DG

분산전원 미연계 배전계통의 상시 운전용량은 10MW로, 변전소 CB의 최대부하전류는 252A, 리클로저의 설치점 부하전류는 126A 이다. 정정대상 보호기기는 변전소 CB (OMRON社 K2CG-C), 리클로저(일진전기, IJB-VE(개조)), 수용가 Relay(경보전기, GCO CI III D4, D5)이며, 정정지침에 따라 Fig. 8과 같이 정정하였다.

4.2 분산전원 연계 배전계통

분산전원 연계용 변압기는 용량 3MVA, 임피던스 5%(자기용량기준), 결선 방식은 Yg-△이며, 풍력발전기의 용량은 3MW, 내부 결선 방식은 △결선을 사용하였다. 풍력발전기가 최대출력으로 발전할 경우 분산전원이 3MW(76A)의 부하를 분담하게 되므로 변전소 CB의 최대부하전류는 252A에서 176A로 감소하게 되며, 리클로저의 최대부하전류도 126A에서 50A로 감소하게 된다.

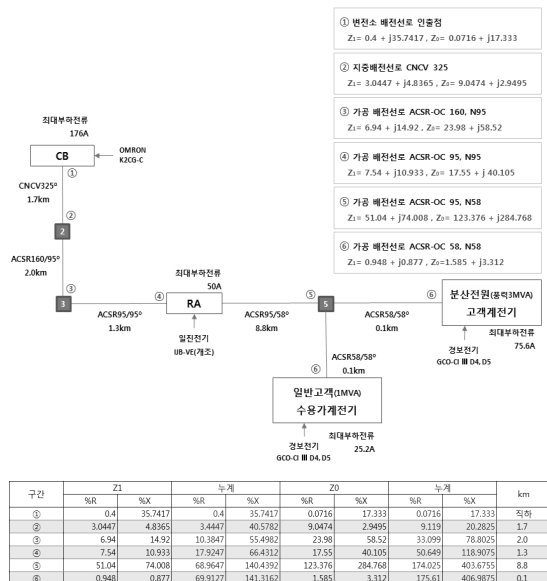


Fig. 9. The sample grid with DG

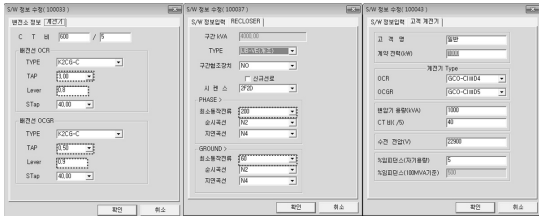


Fig. 10. The setting value of protection devices in the grid with DG

따라서 변전소 CB의 최소동작전류와 동작시간을 결정하는 TAP과 LEVER, 리클로저의 최소동작전류 설정치가 Fig. 10과 같이 변화하게 된다.

5. 시뮬레이션 및 분석

Fig. 11의 시뮬레이션 결과는 변전소 CB와 리클로저의 보호협조 특성을 보여주며, 분산전원 연계 전 대비 연계 후의 잔여시간이 감소하였으나 기준 협조시간차 10Cycle 이상으로 유지되어 변전소 CB와 리클로저 간의 보호협조가 가능함을 나타낸다.

Fig. 12는 리클로저와 일반 수용가 Relay의 보호협조 시뮬레이션 결과이며, 두 보호기기 간의 잔여시간이 연계 전 대비 연계 후 감소하였으나 Phase, Ground 모두 기준 협조시간차가 6Cycle 이상으로 유지되어 보호협조가 가능함을 나타낸다.

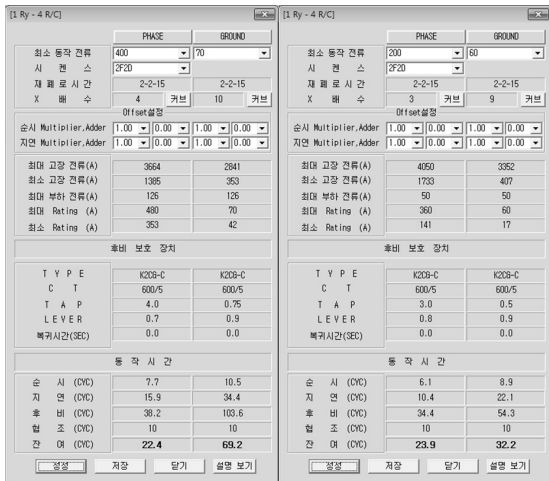


Fig. 11. The evaluation of protection coordination between substation relay and recloser ; without DG(A), with DG(B)



Fig. 12. The evaluation of protection coordination between recloser and customer relay ; without DG(A), with DG(B)

Table 1. The change of the operating characteristic in substation relay

CB	Before		After	
	OCR	OCGR	OCR	OCGR
Type	K2CG-C	K2CG-C	K2CG-C	K2CG-C
CT비	600/5	600/5	600/5	600/5
TAP	4	0.75	3	0.5
LEVER	0.7	0.9	0.8	0.9
검토점[A]	3,664	353	4,050	407
동작시간[Cyc]	38.2	103.6	34.4	54.3

Table 1은 변전소 CB의 동작특성 변화를 비교한 것으로 분산전원의 부하분담에 따른 최대부하전류 감소로 최소동작전류 설정치가 OCR의 경우 4TAP에서 3TAP, OCGR의 경우 0.75TAP에서 0.5TAP으로 감소하였고, 분산전원의 고장전류 기여로 최대고장전류가 증가하여 각 계전기의 동작시간이 감소함을 보여준다.

Table 2는 리클로저의 동작특성 변화로 변전소 CB와 마찬가지로 분산전원의 부하분담으로 최대부하전류가 감소함에 따라 최소동작전류가 Phase의 경우 400A에서 200A로 감소하였고, Ground의 경우 70A에서 60A로 감소하였음을 보여준다. 또한, 리클로저 보호구간의 최대고장전류가 3,664A에서 4,050A로 증가함에 따라 Phase 및 Ground 동작요소의 동작시간이 감소함을 보여준다. 동작시간이 감소함에도 불구하고 변전소 CB와 리클로저 간의 기준 협조시간차 이상의 잔여시간이 유지되어 Phase 및 Ground 모두 보호협조가 가능함을 확인할 수 있다.

Table 2. The change of the operating characteristic in recloser

Recloser	Before		After	
	Phase	Ground	Phase	Ground
Type	IJB-VE(개조)		IJB-VE(개조)	
최소동작전류[A]	400	70	200	60
검토점[A]	3,664	353	4,050	407
동작시간 N2[Cyc]	7.7	10.5	6.1	8.9
동작시간 N4[Cyc]	15.9	34.4	10.4	22.1
CB 동작시간[Cyc]	38.2	103.6	34.4	54.3
잔여 시간차[Cyc]	22.3	69.2	24	32.2
기준 기간차[Cyc]	10	10	10	10
판정	협조가능	협조가능	협조가능	협조가능

Table 3. The change of the operating characteristic in customer relay

일반 Relay	Before		After	
	OCR	OCGR	OCR	OCGR
Type	GCO CI III D4	GCO CI III D5	GCO CI III D4	GCO CI III D5
CT비	40/5	40/5	40/5	40/5
TAP	4	1	4	1
LEVER	2.1	1.4	0.8	1.5
검토점[A]	1,599	352.5	2,001	407
Ry 동작시간[Cyc]	21.7	15	7.8	15.4
RC동작시간[Cyc]	51.7	34.4	14.7	22.1
잔여 시간차[Cyc]	30	19.4	6.9	6.7
기준 기간차[Cyc]	10	10	10	10
판정	협조가능	협조가능	협조가능	협조가능

Table 3은 일반수용가 Relay의 동작특성 변화를 나타내며, OCR의 경우 수전변압기 1차측 3상 단락전류가 1,599A에서 2,001A로 증가함에 따라 동작시간이 감소하였고, OCGR의 경우 수전변압기 1차측 최소 1선 지락전류가 353A에서 407A로 증가함에 따라 동작시간이 변화하였다. 동작시간이 변화함에도 불구하고 후비보호기기인 리클로저와 전위보호기기인 수용가 계전기의 잔여시간차가 기준협조시간차 10Cycle 이상으로 유지되어 보호협조가 가능함을 확인할 수 있다.

6. 결 론

본 논문에서는 분산전원 연계에 따른 고장전류 변화를 분석하였고, 시뮬레이션 프로그램을 이용하여 분산전원 연계 전·후의 보호기기 동작시간을 비교함으로써 최적 보호협조 정정방법을 제시하였다. 향후 배전계통에 연계될 수 있는 분산전원 용량의 상한이 확대될 경우 제시한 정정방법에 대한 추가 검증이 필요하며, 이는 추후 논문에서 밝히기로 한다.

참 고 문 헌

1. Kothari, D.P., “Modern Power System Analysis(3rd Edition)”, 2004.
2. The Korean Institute of Electrical Engineers, “Latest Distribution System Engineering”, 2007.
3. Ha, B.N., Shin, C.H., and Jung, W.W., “The Concept and Analysis of The Bidirectional Protection Coordination”, The Korean Institute of Electrical Engineers, The World of Electricity, 2008.
4. Korea Electric Power Cooperation, Distribution Planning Division, “Technical Manual for Distribution Network Protection Coordination”, 2008.
5. Kang, D.K. and Yoon, S.C., “A Study on the Interconnect Protection of Dispersed Generators”, The Transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers, 2011.



김 상 옥 (sosky@kepco.co.kr)

2007 충남대학교 메카트로닉스공학과 학사
2008 한국전력공사 입사
2011~현재 한국전력공사 전력연구원 일반연구원

관심분야 : 스마트그리드, 시뮬레이터



서 인 용 (soein@kepco.co.kr)

1989 부산대학교 전기공학과 석사
2000 브라운대학교 응용수학과 석사
2003 브라운대학교 전기공학과 공학박사
1984 한국전력공사 입사
2012 한국전력공사 전력연구원 책임연구원
2013~현재 한국전력공사 경제경영연구원 책임연구원

관심분야 : 스마트그리드, 시뮬레이터



이 흥 호 (leehh@cnu.ac.kr)

1973 서울대학교 공업교육과 학사
1977 서울대학교 공업교육과 석사
1994 서울대학교 컴퓨터공학과 공학박사
1979~현재 충남대학교 전기공학과 교수
2011~현재 충남대학교 산업대학원 원장

관심분야 : 전기설비자동화, 마이크로 컨트롤러를 이용한 자동화, 디지털 신호처리 및 통신



노 대 석 (dsrho@kut.ac.kr)

1985 고려대학교 전기공학과 학사
1987 고려대학교 전기공학과 석사
1997 북해도대학교대학원 전기공학과 공학박사
1987~1998 한국전기연구소 선임 연구원
1999~현재 한국기술교육대학교 전기전자통신공학부 교수

관심분야 : 전력/배전 계통, 분산전원, 전력품질해석