

발전기 및 송전망 보호시스템 설치 및 운영기준을 위한 해외 관련 자료 소개

강상희 | 명지대학교 전기공학과
이경민, 박철원 | 강릉원주대학교 전기공학과



1. 서 론

본고에서는 북미신뢰도기구(NERC), ENTSO -E
와 PJM Relay Subcommittee의 발전
기 및 송전망 보호시스템 설치 및 운영
기준을 위한 해외 관련 자료 소개하고자 한다[1~15].

2. 발전기 및 송전망 보호시스템 신뢰도기준

북미신뢰도기구의 발전기 및 송전망 보호시스템 설치 및 운영기준 즉, 신뢰도기준 [3]은 ①모든 발전기 및 송전망 보호시스템이 적절하게 설계되어 성능요건을 충족하고 다른 보호시스템과의 협조가 이루어지도록 보장하며 ②유지보수 및 시험 계획이 수립되어 시행되고 오/부동작의 분석 및 시정이 이루어지도록 보장하는 것을 목적으로 한다. 이와 같은 목적을 달성하기 위해 북미신뢰도기구는 PRC-003-1, PRC-004-2a, PRC-004-WECC-1, PRC-005-1b, PRC-005-2, PRC-019-1, PRC-024-1 등 7개의 세부적인 기준을 제시하고 있다. 세부적인 기준들은 목적, 적용대상, 준수요건, 준수여부 측정, 위반시 조치사항, 준수 이행 감시 등의 항목으로 구성되어 있으며 신뢰도 향상에 필요한 핵심적인 내용들은 준수요건에 포함되어 있다.

2.1 PRC-003 Regional Procedure for Analysis of Misoperations of Transmission and Generation Protection Systems

이는 송전 및 발전 보호시스템의 오동작 분석에 관한 지역 절차로서 대규모 전력시스템(BES: Bulk Electric System)의 신뢰도에 영향을 미치는 모든 송전 및 발전 보호시스템 오동작을 분석하여 완화하기 위하여 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

- R1. 각각의 지역신뢰도기구는 송전 및 발전 보호시스템 오동작을 검토, 분석, 보고, 완화하는 절차를 정립하여 문서화하고 관리하여야 한다. 이 절차에는 아래 사항을 포함하여야 한다.
 - R1.1 (오동작이 BES 신뢰도에 잠재적으로 영향을 미치기 때문에) 오동작이 검토 및 분석되어야 할 보호시스템
 - R1.2 오동작에 대한 데이터 보고 요구사항(주기성과 형식)
 - R1.3 오동작 복구조치계획(corrective action plans)을 검토, 분석, 후속조치, 문서화하는 프로세스
 - R1.4 이 절차를 책임지는 지역신뢰도기구의 식별 및 이 절차의 승인 프로세스

R2. 각각의 지역신뢰도기구는 송전 및 발전 보호시스템 오동작을 검토, 분석, 보고, 완화하는 자신의 절차를 관리하고 정기적으로 업데이트하여야 한다.

R3. 각각의 지역신뢰도기구는 R1의 절차와 그 절차의 변경 사항을 영향 받은 송전망소유자, 송전 보호시스템을 소유한 배전사업자, 그리고 발전기소유자들에게 그 절차의 승인일로부터 30일 이내에 배포하여야 한다.

2.2 PRC-004-2a Analysis and Mitigation of Transmission and Generation Protection System Misoperations

이는 송전 및 발전 보호시스템 오동작의 분석과 완화에 관한 기준으로서 BES의 신뢰도에 영향을 미치는 모든 송전 및 발전 보호시스템 오동작을 분석하여 완화하기 위하여 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

R1. 송전망소유자와 송전 보호시스템을 소유한 배전사업자는 각각 자신의 송전 보호시스템 오동작을 분석하여야 하며, 향후 유사한 성질의 오동작이 발생하지 않도록 지역사업자의 절차에 따라 복구조치계획을 개발하고 이행하여야 한다.

R2. 발전기소유자는 자신의 발전기와 발전기 연계 설비 보호시스템 오동작을 분석하여야 하며, 향후 유사한 성질의 오동작이 발생하지 않도록 지역사업자의 절차에 따라 복구조치계획을 개발하고 이행하여야 한다.

R3. 송전망소유자, 송전 보호시스템을 소유한 배전사업자, 그리고 발전기소유자는 각각 자신의 지역사업자에게 자신의 오동작 분석 및 복구조치계획에 관한 문서를 지역사업자의 절차에 따라 제공하여야 한다.

2.3 PRC-004-WECC(Western Electricity Coordinating Council)-1 Protection System and Remedial Action Scheme Misoperations

이는 보호시스템 및 해소방안 (RAS:Remedial Action

Scheme)오동작과 완화에 관한 기준으로서 이 지역신뢰도표준은 Applicability에 정의된 송전 경로와 RAS에서 모든 송전 및 발전 보호시스템 및 해소방안(RAS) 오동작이 분석 및/또는 완화하기 위하여 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

R1. 송전망소유자와 발전기소유자의 계통운영자들과 계통 보호요원은 모든 보호시스템 및 RAS 작동을 분석하여야 한다.

R1.1 계통운영자들은 송전 요소들과 RAS 작동의 모든 트리핑을 검토하여 명백한 오동작을 24시간 이내에 파악하여야 한다.

R1.2 계통보호요원은 정확성을 위해 보호시스템 및 RAS의 모든 작동을 20일 이내에 분석해 계통운영자들이 파악할 수 없었던 오작동이 발생하였는지를 확인하여야 한다.

R2. 송전망소유자와 발전기소유자는 보호시스템 또는 RAS의 오작동 각각에 대하여 다음의 조치를 이행하여야 한다. 이는 요구사항 R2.1~R2.4가 발생 당시 완전히 타당하고 정확한 것으로 보이는 보호시스템 및/또는 RAS 조치들에 적용되며 관련된 계통 성능이 NERC 신뢰도 표준에 완전히 부합한다는 의미는 아니다. 송전망소유자 또는 발전기소유자가 나중에 계통보호요원 분석을 통해 보호시스템 또는 RAS 작동이 올바르지 않다는 것을 발견하였다면, 요구사항 R2.1~R2.4는 송전망소유자 또는 발전기소유자가 오작동을 파악한 시기에 적용할 수 있게 된다.

R2.1 보호시스템 또는 RAS가 보안기반 오작동을 가지며 둘 이상의 FEPS(Functionally Equivalent Protection Systems) 또는 FERAS(Functionally Equivalent Remedial Action Scheme)가 사용되면서 BES 신뢰도를 유지한다면, 송전망소유자 또는 발전기소유자는 오작동한 보호시스템이나 RAS를 오작동 식별 후 22시간 이내에 제거하여야 한다. 고장 난 보호시스템 또는 RAS의 수리나 교체는 송전망소유자와 발전기소유자의 재량에 따른다.

R2.2 보호시스템 또는 RAS가 보안기반오작동을 가지며 BES 신뢰도를 확보하기 위해 단 하나의 FEPS 또는 FERAS를 사용한다면 송전망소유자 또는 발전기소유자는 다음을 수행하여야 한다.

R2.3 보호시스템 또는 RAS가 보안기반오작동 또는 신인성기반(dependability-based) 오작동을 가지며 BES 신뢰도를 확보하기 위해 FEPS와 FERAS를 사용하지 않는다면, 송전망소유자 또는 발전기소유자는 오작동한 보호시스템이나 RAS를 22시간 이내에 수리하거나 다시 사용할 수 있게 하여야 한다. 이렇게 할 수 없다면, 송전망소유자와 발전기소유자는 다음을 수행하여야 한다.

R2.4 보호시스템 또는 RAS가 신인성기반 오작동을 가지지만 올바르게 작동한 FEPS 또는 FERAS를 하나 이상 갖고 있는 경우, 다음 중 하나를 수행하였다면 고장 난 보호시스템 또는 RAS를 제거하지 않고 관련 요소나 송전경로를 그대로 사용하여도 무방하다.

R3. 송전망소유자와 발전기소유자는 다음을 위해 오작동 사고 보고서를 WECC에게 10일 이내에 제출하여야 한다.

R3.1 보호시스템 과/또는 RAS의 오작동 과악

R3.2 오작동한 보호시스템 과/또는 RAS의 수리 또는 교체의 완료

2.4 PRC-005-1b Transmission and Generation Protection System Maintenance and Testing

이는 송전 및 발전 보호시스템 보수와 시험에 관한 기준으로서 BES의 신뢰도에 영향을 미치는 모든 송전 및 발전 보호시스템을 보수하고 시험하기 위하여 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

R1. 각각의 송전망소유자, 송전 보호시스템을 소유한 배전사업자, 그리고 발전 또는 발전기 연계 설비 보호시스템을 소유한 각각의 발전기소유자는 BES 신뢰도에 영향을 미치는 보호시스템의 보호시스템 보수 및 시험 프로그램을 갖고 있어야 한다. 이 프로그램에는 다음이 포함되어야 한다.

R1.1 보수 및 시험 간격과 그 근거

R1.2 보수 및 시험 절차의 요약

R2. 각각의 송전망소유자, 송전 보호시스템을 소유한 배전사업자, 그리고 발전 또는 발전기 연계 설비 보호시스템

을 소유한 각각의 발전기소유자는 자신의 보호시스템 보수 및 시험 프로그램에 관한 문서와 그 프로그램의 이행에 관한 문서를 자신의 지역사업자에게 요청하는 즉시(30일 이내에) 제공하여야 한다. 이 프로그램 이행에 관한 문서에는 다음이 포함되어야 한다.

R2.1 보호시스템 장치들이 정의된 간격 내에 보수 및 시험되었음을 입증하는 증거

R2.2 각각의 보호시스템 장치가 마지막으로 시험/보수된 날짜

2.5 PRC-005-2 Protection System Maintenance

이는 보호시스템 보수에 관한 기준으로서 BES의 신뢰도에 영향을 미치는 모든 보호시스템의 보수에 관한 프로그램을 문서화하고 이행하여 이런 보호시스템들이 정상적으로 작동하도록 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

R1. 각각의 송전망소유자, 발전기소유자, 배전사업자는 4.2에 식별된 자신의 보호시스템에 대한 PSMP(Protection System Maintenance Program)을 마련하여야 한다.

R2. PSMP에서 성능중심 보수 간격을 사용하는 각각의 송전망소유자, 발전기소유자, 배전사업자는 PRC-005 첨부 A에 정립된 절차에 따라 자신의 성능중심 간격을 정하고 보수하여야 한다.

R3. 시간기반 유지보수 프로그램(time-based maintenance program)을 활용하는 각각의 송전망소유자, 발전기소유자, 배전사업자는 시간중심 보수 프로그램에 포함된 자신의 보호시스템 부분품들을 표 1-1~1-5, 표 2, 표 3에 정한 최소보수활동 및 최대보수간격에 따라 보수하여야 한다.

R4. 요구사항 R2에 따라 성능기반 유지보수 프로그램(performance-based maintenance program)을 활용하는 각각의 송전망소유자, 발전기소유자, 배전사업자는 성능중심 프로그램에 포함된 자신의 보호시스템 부분품들에 대한 자신의 PSMP를 이행하고 준수하여야 한다.

R5. 각각의 송전망소유자, 발전기소유자, 배전사업자는 식별된 미해결 보수 문제들을 시정하는 노력을 기울였음을 입증하여야 한다.

2.6 PRC-019-1 Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection

이는 발전기/발전소공급능력(plant capabilities), 전압조정제어장치, 보호의 협조에 관한 기준으로서 발전기 설비 또는 동기조상기 전압조정제어장치, 한계 기능, 장비 능력, 보호시스템 설정값의 협조를 검증하도록 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

- R1. 당해 설비들을 갖춘 각각의 발전기소유자와 송전망소유자는 최대 매 5년마다 전압조정계통 제어장치(사용 중인 제한기와 보호 기능 포함)를 당해 보호시스템 장치 및 기능의 장비 능력과 설정값으로 조정하여야 한다.
- R2. 요구사항 R1에 기술된 조정에 영향을 미치는 계통, 장비 또는 설정값의 변경을 확인한 날 또는 이행한 날로부터 90일 이내에, 당해 설비들을 갖춘 각각의 발전기소유자와 송전망소유자는 요구사항 R1에 기술된 대로 조정을 수행하여야 한다. 이러한 가능성 있는 계통, 장비, 또는 설정값 변경에는 다음 정보 등이 포함된다.

2.7 PRC-024-1 Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings

이는 발전기 주파수 및 전압 보호계전기 설정값에 관한 기준으로서 발전기소유자가 정의된 주파수 및 전압 이탈 중에 발전기가 연결된 상태를 유지하도록 자신의 발전기 보호 계전기를 설정하도록 다음과 같은 준수요건을 제시하고 있다.

- R1. 자신의 당해 발전기를 트립시키기 위해 활성화되는 발전기 주파수 보호 계전방식을 갖고 있는 각각의 발전기소유자는 이 발전기 주파수 보호 계전방식이 PRC-024 첨부 1의 "no trip zone" 내에 있는 당해 발전기(들)을 트립하지 않도록 자신의 보호 계전방식을 설정하여야 한다.

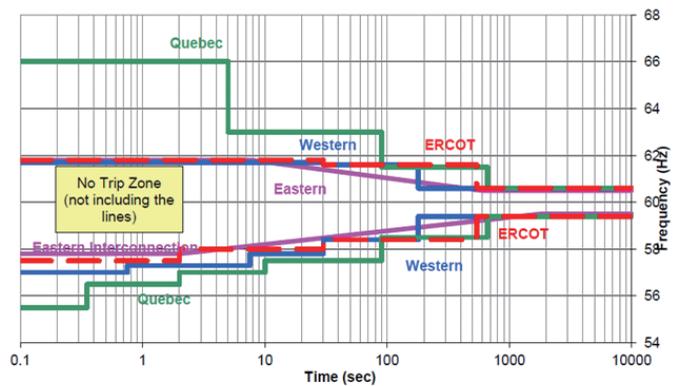


그림 1. PRC-024 첨부 1
Off Nominal Frequency Capability Curve [1]

참고로 표 1은 ENTSO-E에 표기된 유럽 주파수 범위 기준이다[2,3].

Curve Data Points: Eastern Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency [Hz]	Time [sec]	Frequency [Hz]	Time [sec]
≥ 61.8	Instantaneous trip	≥ 57.8	Instantaneous trip
≥ 60.5	$10^{(90.935 + 1.45713 * f)}$	≥ 59.5	$10^{(1.7373 * f + 100.116)}$
< 60.5	Continuous operation	> 59.5	Continuous operation

Western Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency [Hz]	Time [sec]	Frequency [Hz]	Time [sec]
≥ 61.7	Instantaneous trip	≥ 57.0	Instantaneous trip
≥ 61.6	30	≥ 57.3	0.75
≥ 60.6	180	≥ 58.8	7.5
< 60.6	Continuous operation	≥ 58.4	30
		≥ 59.4	180
		> 59.4	Continuous operation

Quebec Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency [Hz]	Time [sec]	Frequency [Hz]	Time [sec]
≥ 66.0	Instantaneous trip	≥ 55.5	Instantaneous trip
≥ 63.0	5	≥ 56.5	0.35
≥ 61.5	90	≥ 57.0	2
≥ 60.6	660	≥ 57.5	10
< 60.6	Continuous operation	≥ 58.5	90
		≥ 59.4	660
		> 59.4	Continuous operation

ERCOT(Electric Reliability Council of Texas) Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency [Hz]	Time [sec]	Frequency [Hz]	Time [sec]
≥ 61.8	Instantaneous trip	≥ 57.5	Instantaneous trip
≥ 61.6	30	≥ 58.0	2
≥ 60.6	540	≥ 58.4	30
<60.6	Continuous operation	≥ 59.4	540
		≥ 59.4	Continuous operation

표 1. 유럽 주파수 범위

동기 영역	주파수 범위	운영 기간
유럽 대륙	47.5 Hz - 48.5 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하여 30분 이상이 되도록 정의.
	48.5 Hz - 49.0 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하면서 47.5 Hz - 48.5 Hz에 대한 기간 이상이 되도록 정의.
	49.0 Hz - 51.0 Hz	제한 없음
	51.0 Hz - 51.5 Hz	30분
북유럽	47.5 Hz - 48.5 Hz	30분
	48.5 Hz - 49.0 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하여 30분 이상이 되도록 정의.
	49.0 Hz - 51.0 Hz	제한 없음
	51.0 Hz - 51.5 Hz	30분
영국	47.0 Hz - 47.5 Hz	20초
	47.5 Hz - 48.5 Hz	90분
	48.5 Hz - 49.0 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하여 90분 이상이 되도록 정의.
	49.0 Hz - 51.0 Hz	제한 없음
	51.0 Hz - 51.5 Hz	90분
	51.5 Hz - 52.0 Hz	15분
아일랜드	47.5 Hz - 48.5 Hz	90분
	48.5 Hz - 49.0 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하여 90분 이상이 되도록 정의.
	49.0 Hz - 51.0 Hz	제한 없음
	51.0 Hz - 51.5 Hz	90분
발트 3국	47.5 Hz - 48.5 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하여 30분 이상이 되도록 정의.
	48.5 Hz - 49.0 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하면서 47.5 Hz - 48.5 Hz에 대한 기간 이상이 되도록 정의.
	49.0 Hz - 51.0 Hz	제한 없음
	51.0 Hz - 51.5 Hz	각 TSO에서 9조의 (3)의 조항을 고려하여 30분 이상이 되도록 정의.

R2. 자신의 당해 발전기를 트립시키기 위해 활성화되는 발전기 전압 보호 계전방식을 갖고 있는 각각의 발전기소유자는 PRC-024 첨부 2의 "no trip zone" 내에 유지되고 있는 발전소 외부에 있는 전송 계통에서 어떤 사건에 의해 (연계점에서) 전압 이탈이 발생하더라도 이 발전기 전압 보호 계전방식이 PRC-024 첨부 1의 "no trip zone" 내에 있는 당해 발전기(들)을 트립하지 않도록 자신의 보호 계전방식을 설정하여야 한다. 송전계획자가 PRC-024 첨부 2를 충족하는데 요구되는 것보다 덜 엄격한 전압 계전기 설정값을 허용한 경우, 발전기소유자는 자신의 보호 계전방식을 송전계획자의 장소별로 조사한 전압 회복 특성 내에서 설정하여야 한다. 요구사항 R2에는 다음의 예외가 적용된다.

R3. 각각의 발전기소유자는 발전기 주파수 또는 전압 보호 계전기가 있는 당해 발전기가 요구사항 R1 또는 R2의 계전기 설정 기준을 충족하지 못하게 하는 규제 제약이

나 장비 제약(조사 결과, 실제 사건으로 얻은 경험, 제조사의 조건 등)을 문서화하여야 한다.

R4. 각각의 발전기소유자는 요구사항 R1 및 R2와 관련된 당해 발전기 보호 트립 설정값을 관련 발전기를 모델링한 계획조정자 또는 송전계획자에게, 데이터 서면 요청서를 받은 날로부터 60일 내에, 그리고 계전기 설정 변경을 보고할 필요가 없는 요청 계획조정자 또는 송전계획자가 달리 지시하지 않는 한 이전에 요청된 트립 설정값을 변경한 날로부터 60일 이내에 제공하여야 한다.

3. PJM의 보호계전설계방침과 기준

이 기준의 대상은 발전설비 관련자(설계, 건설, 운영자), 송전설비 소유자(설계 및 건설자), PJM 구성원 및 PJM 직원이다 [12]. 아틀란틱 중부지역 신뢰도기구 (MAAC) 관할 내 전력설비와 관련한 최소 설계기준 및 권고설계방침이다. 대상 설비들은 100MW 이상의 대형발전기 (자동제어 가능)과 고장시 계통에 영향을 줄 수 있는 발전기, 230kV이상의 주요 송변전기기로 구성된다. 부록H와 J는 소규모 설비, 적용범위의 추가적인 해석은 아래와 같다.

A. MAAC에 등록된 주요 전력설비는 NERC 계획기준 섹션IA와 관련 테이블 I를 준수해야 하며, 230kV 미만의 특정설비도 이에 포함된다. 이러한 설비들이 NERC 계획기준 섹션IA와 관련 테이블I를 1e로 준수할 경우, 이 문서 내 필요조건들은 별도로 적용 받지 않는다. 이러한 준수여부 증빙은 설비소유자가 시행하도록 한다.

B. NERC 계획기준 섹션IA와 테이블I의 필요조건을 만족시키지 못하는 경우, 설비소유자는 이에 따른 조치를 수행해야 한다.

C. 이 문서 내 필요조건의 일부는 NERC기준보다 엄격하다. 이 문서는 Section 1~Section 14로 구성된다. 주제소개, 보호계전설계방침, 발전기보호, 주변압기 및 연결선로 보호, 보조변압기 및 연결선로 보호, 기동변압기 및 연결선로 보호, 선로보호, 버스보호, 셉트리액터보호, 셉트커패시터보호, 차단실패(B/F)보호, 위상변환기(PST)보호, 송전선로 재폐로로 구성되어있다.

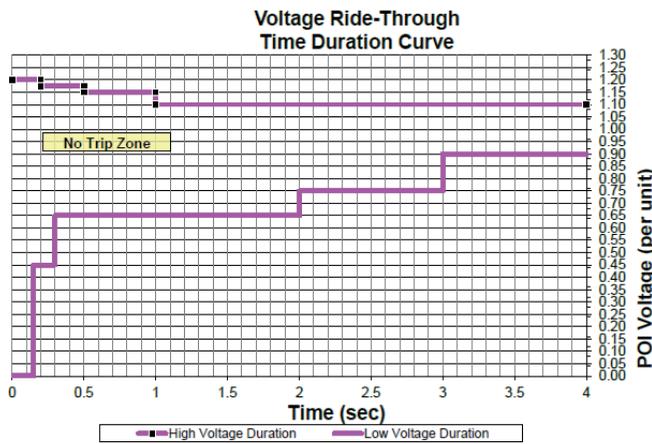


그림 2. PRC-024 첨부 2 Voltage Ride-Through Time Duration Curve [1]

Ride Through Duration:

High Voltage Ride Through Duration		Low Voltage Ride Through Duration	
Voltage [pu]	Voltage [pu]	Voltage [pu]	Time [sec]
≥ 1.200	Instantaneous trip	< 0.45	0.15
≥ 1.175	0.20	< 0.65	0.30
≥ 1.15	0.50	< 0.75	2.00
≥ 1.10	1.00	< 0.90	3.00

본고에서는 Section 3의 발전기보호에 대해서만 약술한다.

3.1 Section 3: 발전기보호

PJM/MAAC 발전기 보호지침을 만족시키기 위한 최소필요 조건을 정의한다. 발전기 제작자는 보호 세부사항과 관련해 전문가의 조언을 받아야 한다. 본 문서 범위 밖의 범위지만 고정자 권선온도, 냉각제 온도, 전압 조정장치 제어, 과속도 보호 등의 사항을 포함해야 한다. 이러한 세부사항들은 그 내용이 방대해 본 문서에 포함시키기 어려우며, 이와 관련해 ANSI/IEEE C37.101 Guide for Generator Ground Protection, ANSI/IEEE C37.102 Guide for AC Generator Protection, ANSI/IEEE C37.106 Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants를 참고하기를 바란다.

발전기보호의 필요조건은 설비의 용량에 따라 다르다. 500MW 초과하는 경우 아래의 모든 사항을 포함하며, 그 이하의 경우 일반적으로 덜 까다로운 편, 이러한 차이는 아래 내용에 포함되어 있다.

230kV 미만에 연결된 100MW 미만의 발전기는 부록 H를 참고한다.

3.1.1 발전기 고정자 보호

3.1.1.1 일반사항

발전기 고정자에 발생하는 고장은 심각한 사항으로 그 비용이 상당하다. 최소한의 시간 내에 고장을 제거해야 한다. 발전기 여자감쇄시간으로 인해 트립 후에 고장의 영향이 발생할 수 있다.

3.1.1.2 단락보호

차동계전방식의 주보호와 후비보호를 갖춰야 한다. 후비보호 스킴으로는 발전기와 발전소 내부의 기기까지 포함한 차동계전방식이 쓰이기도 한다.

3.1.1.3 지락보호

대형발전기의 경우 일반적으로 고저항 접지 고장시 작은 지락전류를 발생한다.

과도 과전압 발생은 적절한 장치를 선택함으로써 저감될

수 있다. 별도의 전압, 전류원, 제어전원을 가진 두개의 스킴이 필요하며, 둘중 하나는 고정자 권선 100%보호를 포함해야 한다. 보호계전기는 반드시 다른 보호장치 및 전압 변성기 퓨즈와 협조되어야 한다. 발전기 차단기, 여자기, 터빈밸브는 동시에 차단되어야 한다.

소형 발전기(100MW 이상 500MW 이하)의 경우 중복보호가 필수가 아니며, 접지 임피던스가 충분히 작아 차동으로 해당 고장을 탐지할 수 있는 경우, 별도 지락보호는 필요치 않는다.

3.1.2 발전기 회전자 보호

발전기 회전자 권선은 일반적으로 비접지이며, 지락이 발생해도 발전기 동작에는 영향을 주지 않는다. 하지만 하나의 지락이 발생할 경우, 추가 지락이 발생할 가능성이 높아지며 이는 불평형, 온도상승으로 이어질 수 있다. 그렇기 때문에 발전기는 회전자 지락탐지 기능을 가져야 한다. 하지만 트립은 필수

가 아니며, 최소한 알람을 발생시켜 빠른 정지가 이뤄지도록 하는 것이 권고된다.

3.1.3 발전기 비정상운전 조건

3.1.3.1 계자상실

계자상실이 발생하면 동기를 잃음으로써 열적손상이 야기되며, 계통에서의 과도한 무효전력을 부담하게 된다. 계자상실의 검출은 거리계전방식을 기반으로 하며, 주보호와 별도 후비보호를 필요로 한다. 계자상실 시 발전기 차단기는 트립되어야 하며, 여자기와 터빈밸브의 트립도 권고된다. 소형 발전기의 경우 중복보호를 하지 않아도 된다.

3.1.3.2 전류불평형

부하불평형 (1상 단선 등) 및 불평형고장 제거실패로 인해 발생된다. 이로 인해 역상전류가 발생하게 되면 발전기 회전자 과열된다. 이를 위해 역상과전류 한시계전기가 사용, 발전기 연속정격 내에서 불평형고장을 탐지해야 한다. 불평형이 일정 이상의 크기가 되면 알람을 작동시켜야 하며, 그 다음 단계에 이르게 되면 여자기, 터빈밸브, 발전기 차단기의 동시 트립이 권고된다. 소형 발전기는 불평형고장에 대한 별도 보호가 필요하나, 불평형 부하전류는 그 대상에서 제외할 수 있다.

*계자상실이 발생하면 동기를 잃음으로써
열적손상이 야기*

3.1.3.3 동기탈조

과도동적불안정 또는 계자상실에 의해 발생할 수 있으며, 발전기손상 및 전력계통 내 타격으로 이어질 수 있다. 해당 보호의 필요성 유무를 알기 위해서는 상세한 안정도 조사가 필요한데, 불안정한 스윙의 임피던스 궤적 이 주변압기 또는 발전기를 지나칠 경우 선로 동기탈조에서는 이를 검출할 수 없기 때문이다. 발전기는 첫 번째 슬립 사이클 내에 트립되어야 한다.

3.1.3.4 과여자

과여자가 발생할 경우, 과도한 자속으로 발전기 철심을 과열시켜 손상시킬 수 있다. 이러한 과여자는 Volts/Hertz로 검출되며, 두개의 독립적 스킴이 별도의 전압원, DC전원을 바탕으로 계자운전 중 동작해야 한다. 알람 및 발전기 차단기, 여자기, 터빈 밸브에 대한 동시 트립이 권고되며, 다중 정정치 (Multi setpoint) 또는 한시 방식도 권고된다. 과여자보호 낮은 동작단계에서는 알람을 발생시켜야 하나, 별도의 조치가 취해지지 않으면 일정시간 후 여자기와 발전기 차단기를 동시트립해야 함. 터빈의 동시트립도 권고된다.

가장 심각한 과여자발생은 발전기가 동기속도에 이르기 전에 과도한 계자전류를 투입하는 것인데, 발전기 투입 이전에 가장 낮은 정정치를 기준으로 최단기간 내 여자기 트립이 이뤄져야 한다. 소형 발전기의 경우 중복보호를 하지 않아도 됨.

3.1.3.5 역전력

모터링현상은 원동기의 에너지 부족으로 발생 모터링이 동기화된 상태로 지속된다 하더라도 발전기에는 영향을 미치지 않으나 원동기는 손상될 수 있다. 모터링 방지는 알람이 먼저 발생하고, 이후 발전기 차단기, 여자기, 터빈밸브의 동시트립이 권고된다. 역전력 계전기는 일반적으로 터빈밸브를 수동 또는 자동으로 차단하고 이후 발전기 차단기를 개방하게 되는데. 이는 터빈밸브 닫힘후 단시간 지연동작의 로직으로 구현된다. 하지만 밸브스위치 내 존재하는 신뢰성 문제로 인해, 밸브스위치와 관계없이 좀 더 긴 지연시간(과도스윙발생 시의 신뢰도유지 목적)을 갖는 계전기의 이중화로 백업기능을 수행하는 것이 권고된다.

3.1.3.6 비정상적인 주파수

발전기는 주파수가 정상범위 밖이라 해도 부하와 전압이 충

분히 낮아진다면 이를 버틸 수 있음, 하지만, 터빈의 경우 공진 주파수로 인한 한계치가 있다.

비정상 주파수에 이르게 되면, 1차 대책은 자동부하차단이며, 터빈의 경우 발전기 제작사에서 해당 보호가 필요치 않다고 언급되지 않는 한, (터빈제작사는 이와 관련해 전문가로부

역전력 계전기는 일반적으로 터빈밸브를 수동 또는 자동으로 차단

터 전반적으로 검토 받아야 한다) 57.5Hz 5초 지연트립으로 저주파계전기가 동작되어야 한다. 안전성을 위해, AND조건으로 2개의 계전기를 연결하며, 두 계전기는 별도의 전원을 가져야 함, 터빈밸브, 여자기, 발전기 차단기는 순차적 동작이 권고된다. 소형 발전기의 경우, 2개의 계전기를 설치하지 않아도 된다.

4. 결 론

국가전력망의 안전 확보와 신뢰성 있는 계통 운영을 위해서는 국내 실정에 적합한 발전기 및 송전망 보호시스템 설치 및 운영기준, 즉 신뢰도기준의 정립이 요구된다. 이를 위해 NERC, ENTSO-E 및 PJM를 일부 소개하였으며 이를 바탕으로 발전기 및 송전망 보호시스템 설치 및 운영에 관한 국내 신뢰도기준(안)을 마련할 계획이다. 

참 고 문 헌

- [1] NERC, "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America", pp. 1~1841, Updated November 5, 2014.
- [2] entsoe, "ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", pp. 1~86, 8 March 2013.
- [3] entsoe, "ENTSO-E Network Code on Operational Security", pp. 1~55, 24 September 2013.
- [4] 한국전력거래소, "전력시장운영규칙", pp. 1~554, 2013. 10. [별표 16]계통보호 절차", pp. 1~10, 2013. 10.
- [5] 한국전력공사, "계통보호업무편람", pp. 1~372, 2012. 3. (내부)

- [6] 한국전력공사, “계통보호업무처리지침”, pp. 1~58, 2012. 3.
- [7] 한국전력거래소, “보호적용방안”, pp. 1~17, 2003. 5. (2015.02)
- [8] 한국전력거래소, “보호장치운영기준”, pp. 1~17, 2003. 5. (2015.02)
- [9] 지식경제부, “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준”, 지식경제부고시 제2012-296호, pp. 1~2, 2012. 7.
- [10] 신뢰도고시, 시장운영규칙.
- [11] 강상희, 이승재, 남순열, 김철환, 안선주, 박철원, “전력계통 보호 및 제어에 관한 기준 개발”, 국가전력망 안전확보 및 광역정전예방사업 과제 수행계획서, pp. 1~18, 2014. 9.
- [12] PJM Relay Subcommittee, “Protective Relaying Philosophy and Design Standards(보호계전설계방침과 기준)”, pp. 1~85, 2003.6.
- [13] Charles J. Mozina, Michael Reichard, et al., “Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability”, IEEE PES General Meeting, Paper No. 1-4244-1298-6/07, pp. 1~17, 2007.
- [14] Ramon Sandoval, Armando Guzman, Hector J. Altuve, “Dynamic Simulation Help Improve Generator Protection”, SEL 2006, TP6260-01, pp. 1~23, 2006. 9.
- [15] 이경민, 박유영, 박철원, “NERC의 발전기 공급능력곡선에 관한 연구”, 2015년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp. 345~346, 2015. 7.