

계통현상 감시·기록 장치 설치 및 운영기준 개발을 위한 국내·외 신뢰도 기준 소개 및 분석

손승현, 엄형선, 김철환 | 성균관대학교 정보통신공학부

1. 서론

오늘날

우리 생활 전반에 걸쳐 전기 에너지에 대한 의존도는 나날이 증가하고 있다.

지속적으로 증가하는 전기 에너지에 대한 수요를 충족시키기 위해 발전설비 및 송전선로가 증설되고 기존에 운영 중인 전력계통과 연계되면서, 이른바 'Bulk Power System' 이라 불리는 대규모 전력계통이 형성되었다. 이러한 대규모 전력계통은 계통의 거대화에 따른 부하량 예측의 어려움, 고장 발생 시 연계계통으로의 파급 위험성, 외란에 대한 큰 전력 동요, 광역 정전 등과 같은 위험에 노출되기 쉽다. 전력계통에서 발생하는 사고들은 안정적인 전력공급에 차질을 빚어 막대한 경제적 손실을 유발한다. 따라서 이러한 위험들로부터 전력계통을 보호하고 안정적인 전력공급을 지속하기 위해 보호계전기, 고장파급방지시스템 등 다양한 보호기기 및 보호시스템이 적용되고 있다.

하지만 보호기기 및 보호시스템이 갖춰진다 할지라도 전력계통 내에서 발생하는 모든 외란들로부터 계통을 완벽하게 보호한다는 것은 현실적으로 어렵다. 따라서 지속적인 보호시스템의 개선이 필수적이며 이를 위해선 발생한 고장들에 대한 원인 규명 및 대책 마련과 같은 철저한 사후 분석이 요구된다.

전력계통 외란 분석을 수행하기 위해서는 전력계통으로부터 실시간으로 측정된 외란 기록 데이터가 필요하다. 전력계통을 감시하고 기록한 외란 데이터를 제공하는 역할을 수행하는 것이 계통현상 감시·기록 장치이다. 알기 쉬운 예로 설명하면, 일상생활에서 흔히 볼 수 있는 차량 내 설치된 블랙박스과 비슷하게 볼 수 있다. 블랙박스에 기록된 영상들이 교통사고의 원인을 규명하는데 중요한 역할을 하는 자료로 활용이 되는 것과 같이 전력계통에서 외란이 발생했을 때 계통현상 감시·기록 장치들의 외란 기록 데이터가 외란의 원인을 규명하고 보호시스템이 적절히 동작했는지 여부를 판단할 수 있도록 하는 근거 자료가 된다. 따라서 계통현상 감시·기록 장치가

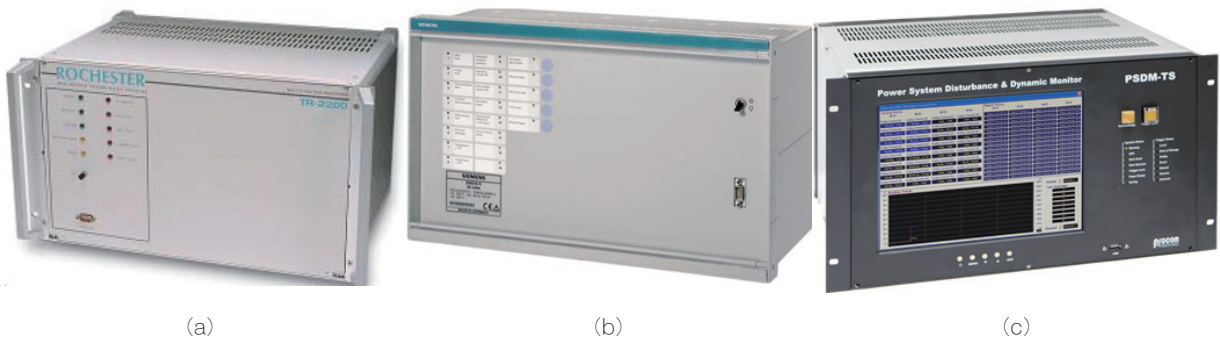


그림 1. 다양한 국내의 업체들의 계통현상 감시·기록 장치 : (a) SIEMENS 사의 'SIMEAS R', (b) AMENATEK 사의 'TR-2000', (c) 국내 업체 (주)프로컴 사의 'PSDM-TS' (출처 : 각 업체별 제품 브로셔)

안정적인 전력계통 운영에 있어 중대한 역할을 수행하고 있음을 알 수 있다[1].

각 나라마다 이러한 계통현상 감시·기록 장치에 관한 신뢰도 기준을 마련하고 이에 근거하여 계통현상 감시·기록 장치를 전력계통 내에 설치 및 운영하고 있다.

본 고에서는 이런 계통현상 감시·기록 장치의 설치 및 운영에 관한 국내외 신뢰도 기준 현황을 소개하고 분석한 내용을 다룬다.

2. 계통현상 감시·기록 장치 설치 및 운영에 관한 국내외 기준 소개 및 분석 [2-5]

계통현상 감시·기록장치 설치 및 운영에 관한 해외 기준은 북미 신뢰도 기구인 NERC(North America Electric Reliability Corporation)에서 규정하고 있는 "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America"를 비롯하여 아틀란틱 중부지역 신뢰도 기구(MAAC) 산하 PJM 계전기 소위원회 (PJM Relay Subcommittee)에서 규정하고 있는 "Protective Relaying Philosophy and Design Standards" 등이 존재한다. 특히, NERC에서 제공하는 신뢰도 기준 중 계통현상 감시·기록 장치와 관련된 기준의 자료로는 1) PRC-002-1 (Define Regional Disturbance Monitoring and Reporting Requirements), 2) PRC-002-NPCC-1 (Disturbance Monitoring), 3) PRC-018-1 (Disturbance Monitoring Equipment Installation and Data Reporting) 이 존재한다. 그리고 PJM에서 제공하는 신뢰도 기준에서는 1) Section 2 : Protective Relaying Philosophy 와 2) Appendix

B : Fault Recorder Quantities를 통해 계통현상 감시·기록 장치의 설치 및 운영에 관한 기준을 다루고 있다.

국내의 계통현상 감시·기록 장치 설치 및 운영에 관한 신뢰도 기준 현황으로는 정부의 고시인 "전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준" 이 있지만 계통현상 감시·기록 장치에 관해 깊이 있게 다루진 않고 있다. 그 외에는 전력거래소에서 제정하여 시행하고 있는 "전력시장 운영규칙" 이 있다. 특히, 전력거래소는 계통현상 감시·기록 장치의 중요성을 인식하여 "전력시장 운영규칙" 의 하위 기준으로 "계통현상 분석장치 운영기준"을 별도로 제정하여 시행하고 있으며 사실상 "계통현상 분석장치 운영기준" 이 국내 계통현상 감시·기록 장치의 설치 및 운영에 관한 대부분의 내용을 기준으로 다루고 있다고 볼 수 있다.

상기 언급된 국내외 기준들은 계통현상 감시·기록 장치의 설치위치, 감시 항목, 기동 조건, 장치의 사양, 유지보수 그리고 취득 데이터의 보고 등에 관한 요구조건을 명시하고 있다.

2.1 계통현상 감시·기록 장치 설치위치 요구 조건

계통현상 감시·기록장치 설치위치에 대한 요구조건에 관해 해외 기준에서는 NERC의 PRC-002-1, PRC-002-NPCC-1, PJM의 Section 2에서 다루고 있고, 이에 상응하는 내용을 다루는 국내 기준은 "계통현상 분석장치 운영기준"과 "전력시장 운영규칙"이 있다. 상세한 설치위치 요구조건에 대한 내용은 아래와 같다.

2.1.1 NERC : PRC-002-1 분석 내용

R1 : 지역 신뢰도기구는 Sequence of Event(SOE) 기록에 대한 설치위치 요구조건을 규정

R1.1 설치위치, 감시 및 기록 조건

R1.1.1 장비 설치위치에 대한 기준

R1.1.2 감시할 대상 설비

R2 : 지역 신뢰도기구는 고장 기록(fault recording)에 대한 설치위치 요구조건을 규정

R2.1 설치위치, 감시 및 기록 조건

R2.1.1 장비 설치위치에 관한 기준 (e.g. 전압, 지형적 위치, 변전소 규모 등)

R3 : 지역 신뢰도기구는 동적 외란 기록(Dynamic Disturbance Recording, DDR)에 대한 설치위치 조건을 규정

R3.1 설치위치, 감시 및 기록 조건

R3.1.1 주요 부하중심점, 주요 발전단, 전압민감지역, 주요 송전 선로 접속개소, IROL (Interconnection Reliability Operating Limit)에 관련된 요소, 제어 지역 사이의 주요 초고압 상호 연계점, 상호 연계 내에서 인근 지역과의 협조

R2.1 모든 송전선로

R2.2 단권변압기 또는 모선에 연결된 phase-shifter

R2.3 분로 커패시터, 분로 리액터

R2.4 개별 발전기 선로 연계

R2.5 Dynamic VAR 장비

R2.6 HVDC 단자

R7 : 각 신뢰도기구는 담당 지역의 동적 외란 기록에 대한 요구사항 수립해야 함

R7.1 피크부하 3,000MW당 최소 1개의 동적 외란 기록장치(DDR)를 제공해야 함

R7.2 다음의 설비/위치를 고려하여 동적 외란정보를 기록해야 함

R7.2.1 주요 부하중심점

R7.2.2 주요 발전단

R7.2.3 주요 전압 민감 지역

R7.2.4 주요 송전선로 접속개소

R7.2.5 주요 송전선로 접속점

R7.2.6 IROL (Interconnection Reliability Operating Limit)에 관련된 요소

R7.2.7 운영 지역 간 주요 초고압 상호 연계점

2.1.2 NERC : PRC-002-NPCC-1 분석 내용

R1 : 송전 및 발전 사업자들은 SOE 기록장치 또는 SCADA, RTU, 발전소 DCS 혹은 고장기록장치와 같은 장비들의 일부를 설치함으로써 SOE 기록이 가능하도록 해야 함

R1.1: 모든 변전소 그리고 차단기 동작이 300MW보다 큰 방사상 부하로의 서비스의 연속성에 영향을 주는 장소 또는 발전기 공칭 정격 50MVA을 강하시키는 동작이 발생하는 곳, 또는 발전기/부하 단독운전을 야기하는 동작이 발생하는 장소, 정격 50MVA이상의 발전 유닛 또는 1개 발전 유닛 손실 시 정격 50MVA보다 큰 손실을 야기하는 제어방식을 사용하는 직렬 발전유닛들, 그리고 300MVA이상의 발전 플랜트에서 SOE 기록이 가능해야 함

R2 : 송전사업자는 R3에 따라 고장기록장치를 설치하도록 요구되는 곳에서 다음과 같은 설비에 대해 고장 기록이 가능하도록 해야 함

2.1.3 PJM : SECTION 2 분석 내용

PJM 신뢰도 기준 Section 2의 2.4항에 따르면 고장분석장치는 345kV 이상 모든 변전소, 주요 230kV 이상의 변전소 그리고 500MW 이상의 대형 발전기를 갖춘 발전소에는 반드시 설치해야 한다. 또한 Section 2의 2.5항에서는 동적 고장기록 장치는 대용량 전력계통에서 고장 발생 시 충분한 자료를 바탕으로 전력조류 및 동적 시뮬레이션의 적절성을 판단하기 위해 MAAC 내 중요지점 및 500kV 이상의 스위치야드 또는 변전소에 설치한다고 명시되어 있다.

2.1.4 계통현상 분석장치 운영기준 : 4.2항 분석 내용

국내에서는 계통현상 감시·기록 장치의 설치위치에 대한 요구조건에 관해 “계통현상 분석장치 운영기준”에서 다음과 같이 제시하고 있다.

- 345kV 이상 변전소 또는 발전기의 주 변압기와 접속되는 변전소 : PQVF형 계통현상 분석장치를 설치한다. 단, 동일 변전소의 하위 전압 모선(345kV 변전소의 154kV 또는

765kV 변전소의 345kV 모선)은 따로 설치한다.

- 154kV 변전소에는 F/R형 또는 PQVF형 계통현상 분석장치 중에서 택일하여 선정하며, 설치기준은 다음과 같다.

- ① 접속 송전선로가 4개 이상인 154kV 변전소 중 인근단 변전소에 계통현상 분석장치의 미 설치 개소
- ② 계통현상 분석장치에 미 입력 송전선로가 4회선 이상인 변전소
- ③ 계통 안정도 취약개소

- 중앙급전발전기 연계변전소의 경우 단위 용량 150MW 이상 발전기가 2기이상이며, 접속 송전선로가 2회선 이상인 중앙급전발전기 연계변전소 (SWYD)는 PQVF형 계통현상 분석장치를 설치하여야 한다.

2.1.5 전력시장 운영규칙 : 9.1항 분석 내용

“전력시장 운영규칙”에서도 비교적 일반적인 범위에서 계통현상 감시-기록 장치의 설치에 관해 아래와 같이 명시하고 있다.

- 제 9.1.1조

전력거래소는 계통운영상 필요한 경우 계통현상 분석장치 설치 필요개소를 각 전기사업자와 협의하여 선정하고 시설을 요청한다.

- 제 9.1.2조

계통현상 분석장치 설치 필요개소 선정 시 계통의 중요도, 인근 계통의 계통현상 분석장치 설치 여부 등을 충분히 고려하여 합리적이고 효율적으로 선정한다.

2.2 계통현상 감시·기록 장치가 감시해야할 감시항목에 관한 요구조건

계통현상 감시·기록 장치가 감시해야할 감시항목에 대한 요구조건에 관해 해외 기준에서는 NERC의 PRC-002-1, PRC-002-NPCC-1, PJM의 APPENDIX B에서 다루고 있고, 이에 상응하는 내용을 다루는 국내 기준은 “계통현상 분석장치 운영기준”이 있다. 상세한 감시항목에 대한 요구조건은 아래와 같다.

2.2.1 NERC : PRC-002-1 분석 내용

R2 : 지역 신뢰도기구는 고장 기록(fault recording)에 대한

설치 요구조건을 아래와 같이 규정함

R2.1.2 각각의 설치위치에서 감시해야할 요소

R2.1.3 각각의 기록된 전기적 수치는 아래의 사항들을 파악하기에 충분한 데이터를 가지고 있어야 함

- R2.1.3.1 3상 전압
- R2.1.3.2 3상 전류 및 중성선 전류
- R2.1.3.3 polarizing 전압/전류
- R2.1.3.4 주파수
- R2.1.3.5 유효전력 및 무효전력

R3 : 지역 신뢰도기구는 동적 외란기록 (Dynamic Disturbance Recording, DDR)에 대한 설치위치 조건을 규정함

R3.1.2 각각의 설치위치에서 감시할 상의 수와 감시 대상 요소

R3.1.3 각각의 기록된 전기적 수치는 아래의 사항들을 파악하기에 충분한 데이터를 가지고 있어야 함

- R3.1.3.1 전압, 전류 및 주파수
- R3.1.3.2 유효전력과 무효전력

2.2.2 NERC : PRC-002-NPCC-1 분석 내용

R1 : 송전 및 발전 사업자들은 SOE 기록장치 또는 SCADA, RTU, 발전소 DCS 혹은 고장기록장치와 같은 장비들의 일부를 설치함으로써 SOE 기록이 가능하도록 해야 함

R1.2 (1.1)에 열거된 장소에서 아래 사항을 감시

- R1.2.1 송전선로 차단기 및 발전기 차단기 위치
- R1.2.2 1.2.1에서 확인된 차단기의 트립을 유발하는 모든 보호그룹에 대한 보호 계전기 트립핑
- R1.2.3 통신보호신호 입력 및 수신

R5 : 송전사업자 및 발전사업자는 고장 시 아래의 사항을 알기 위해 각각의 감시 요소들에 대하여 충분한 전기적 수치를 기록해야 함

- R5.1 3상 상전압 (공통 모선 측 전압이 선로에 대하여 사용됨)
- R5.2 3상 전류 및 중성선 전류
- R5.3 polarizing 전류, 전압 (사용되는 경우)
- R5.4 주파수
- R5.5 유효전력 및 무효전력



그림 2. (주)프로컴 사의 계통현상 감시·기록 장치 'PSDM-TS'의 기록 데이터 출력화면 예시 (출처 : (주)프로컴 사의 제품 소개자료)

R10 : 각 신뢰도기구(Reliability Coordinator)는 DDR이 설치된 곳에서 다음 값들을 감시하거나 유도하기 위한 요구조건을 규정해야 함

R10.1 선전류 (일반적인 선로 유지보수 활동은 기능적으로 DDR을 방해하지 않음)

R10.2 모선전압 (일반적인 모선 유지보수 활동은 기능적으로 DDR을 방해하지 않음)

R10.3 감시되는 요소 당 최소 1개의 상전류와 2개의 상전압(감시요소와 다른 요소의 상전압). 감시되는 전압 중 하나는 감시되는 전류와 동일한 상이어야 함

R10.4 주파수

R10.5 유효전력 및 무효전력

1. 시간 코드(NIST 기준)
2. 고장 발생 이전 최소 3사이클의 기록
3. 3상 전압
4. 최소 한 상의 상전류
5. 발전기 한 상에 대한 전류
6. 선로 별 중성점 전류
7. 보호계전 방식 관련 파일럿 채널의 수신 및 송신 확인 사항
8. 차단기 개폐여부
9. 변압기 3차 측 권선 전류
10. 영상 전압
11. 직접전송 트립 방식의 수신 및 송신 확인사항

2.2.3 PJM : APPENDIX B 분석 내용

PJM의 기준에서 고장기록장치가 포함해야 하는 항목은 다음과 같다.

- 500MW 이상인 발전기의 경우 포함해야 하는 항목

1. 주파수
2. 발전기 여자전압 또는 여자전류

- 3. 발전기 유효전력
- 4. 발전기 무효전력
- 5. 발전기 중성점 전압 또는 전류
- 6. 3상 각각의 단자 상전압
- 7. 3상 단자 전류

2.2.4 계통현상 분석장치 운영기준 : 5.1, 5.2항 분석 내용
 “계통현상 분석장치 운영기준”에서 제시하고 있는 계통현상 감시·기록 장치의 감시항목에 대한 요구조건은 다음과 같다.

- 감시 요소(변전소) : 3상 전류 및 영상 전류, 모선의 3상 전압, 변압기 중성점 영상전류, 계전기 및 차단기 동작접점
- 감시 요소(발전소) : 발전기 단자의 3상 전류 및 전압, 발전기 중성점 전류 및 전압, 주 변압기 중성점 영상전류, 발전기용 계전기 및 차단기 동작접점

2.3 계통현상 감시·기록 장치의 기동조건에 관한 요구조건

계통현상 감시·기록 장치의 기동 조건에 대한 요구조건에 관해 해외 기준에서는 NERC의 PRC-002-NPCC-1, PJM의 APPENDIX B에서 다루고 있고, 이에 상응하는 내용을 다루는 국내 기준은 “계통현상 분석장치 운영기준”이 있다. 상세한 기동 조건에 대한 요구조건은 아래와 같다.

- 2.3.1 NERC : PRC-002-NPCC-1 분석 내용
- R6 : 송전사업자 및 발전사업자는 아래의 사양을 가지는 고장기록장치를 제공해야 함
- R6.3 고장기록장치의 최소 기동 조건
- R6.3.1 감시하는 상전류의 과전류 기동 정정치 : 1.5p.u. 또는 CT 2차 측 정격 전류보다 작은 경우 또는 모든 보호 그룹에 대하여 보호 계전기 트립 시
- R6.3.2 중성선 전류의 과전류 기동 정정치 : 0.2p.u. 또는 CT 2차 측 정격 전류보다 작은 경우
- R6.3.3 감시하는 상전압의 부족전압 기동 정정치 : 0.85p.u. 또는 이보다 더 큰 경우

R6.4 현지사정에 따라 6.3.2와 6.3.3의 정정치로부터 편차와 추가적인 기동 조건을 기록

2.3.2 PJM : APPENDIX B 분석 내용
 - 고장기록장치 구동 조건

- 1. 영상전류
- 2. 저전압(3상)
- 3. 전류변화율
- 4. 영상 전압
- 5. 역상 전압
- 6. 과주파수 및 저주파수

2.3.3 계통현상 분석장치 운영기준 : 6.0~ 6.3항 분석 내용
 “계통현상 분석장치 운영기준”에서 제시하고 있는 계통현상 감시·기록 장치의 기동 조건에 대한 요구조건은 다음과 같다.

6.0 계통현상분석 장치의 동작치 설정 기준
 6.1 변전소 설치 PQVF형 계통현상 분석 장치

- 6.1.1 전압요소
 - 가. 과전압
 - 1) PT 2차 정격전압의 110%
 - 2) 계통의 특이조건에 따라 상향조정이 필요한 경우에는 115%
 - 3) 정격전압의 5%/3주기
 - 나. 저전압 : PT 2차 정격전압의 90%
- 6.1.2 전류요소
 - 가. 선로정격 허용전류의 120%
 - 나. 선로정격 허용전류의 10%/3주기
 - 다. 영상전류
 - 1) CT 2차 정격전류의 10%
 - 2) 계통의 특이조건에 따라 상향조정 이 필요한 경우에는 15% (단, AUTO Tr 등 비정상 동작 우려가 있는 설비는 20%)
- 6.1.3 주파수 요소
 - 가. 과주파수
 - 1) 60.3Hz
 - 2) 0.2Hz/3주기
 - 나. 저주파수 : 59.8Hz

6.1.4 전력 요소

가. 유효전력(MW)

- 1) 선로정격 허용용량($P=MVA \times \cos\theta$, $\cos\theta=0.9$)의 120%
- 2) 선로정격 허용용량의 10%/3주기

나. 무효전력(MVar)

- 1) 선로정격 허용용량($P=MVA \times \sin\theta$, $\sin\theta=0.43$)의 80%
- 2) 선로정격 허용용량의 10%/3주기

6.1.5 전력동요

- 가. 선로정격용량(MW)의 5%/1초
- 나. 선로정격용량(MVar)의 5%/1초

6.2 발전소 설치 PQVF형 계통현상 분석 장치

6.2.1 전압요소

가. 과전압

- 1) 발전기 정격전압의 110%
- 2) 발전기 정격전압의 10%/3주기

나. 영상전압

- 1) 보호장치 정정치 또는 정격전압의 10%
- 2) 계통의 특이조건에 따라 상향조정 이 필요한 경우에는 15%

6.2.2 전류요소

- 가. 발전기 정격전류의 110%
- 나. 발전기 정격전류의 10%/3주기
- 다. 영상전류

- 1) CT 2차 정격전류의 10%
- 2) 계통의 특이조건에 따라 상향조정 이 필요한 경우에는 15%

6.2.3 주파수 요소

가. 과주파수

- 1) 60.3Hz
- 2) 0.2Hz/3주기

나. 저주파수 : 59.8Hz

6.2.4 전력 요소

가. 유효전력(MW)

- 1) 발전기 정격용량의 110%
- 2) 발전기 정격용량의 10%/3주기

나. 무효전력

1) 저여자

여자기의 저여자 보호계전기 정정치 또는 발전기의 Capability Curve에서 허용하는 최대용량(MVar)

2) 과여자

발전기의 Capability Curve에서 허용 하는 최대용량 (MVar)의 10%/3주기

6.2.5 전력동요

- 가. 발전기 정격용량(MW)의 5%/1초
- 나. 발전기 정격용량(MVar)의 5%/1초

6.3 F/R형 계통현상 분석장치

6.3.1 과전압 요소

- 가. PT 2차 정격전압의 110%
- 나. 계통의 특이조건에 따라 상향조정 이 필요한 경우에는 115%

6.3.2 저전압 요소 : PT 2차 정격전압 의 80%

6.3.3 과전류 요소 : CT 2차 정격전류 의 120%

6.3.4 영상전류 요소

- 가. CT 2차 정격전류의 10%
- 나. 계통의 특이조건에 따라 상향조정이 필요한 경우에는 15% (단, 제철부하 등 비정상 동작 우려가 있는 설비는 20%)

2.4 계통현상 감시·기록 장치의 사양(샘플링 주기에 관한 요구조건

계통현상 감시·기록 장치의 사양(샘플링 주기에 대한 요구조건에 관해 해외 기준에서는 NERC의 PRC-002-1, PRC-002-NPCC-1에서 다루고 있고, 이에 상응하는 내용을 다루는 국내 기준은 “계통현상 분석장치 운영기준”이 있다. 상세한 샘플링 주기에 대한 요구조건은 아래와 같다.

2.4.1 NERC : PRC-002-1 분석 내용

R2 : 지역 신뢰도기구는 고장 기록(fault recording)에 대한 요구조건을 아래와 같이 규정함

R2.2.2 최소 샘플링 주기 : 16samples /cycle

R3 : 지역 신뢰도기구는 동적 외란 기록(Dynamic Disturbance Recording, DDR)에 대한 설치위치 조건을 규정함

R3.2.2 각 장치들은 최소 960samples /s의 데이터 샘플링 속도를 가지고, 전기적 수치들을 최소 6회/s 마다 RMS 값으로 기록해야 함

2.4.2 NERC : PRC-002-NPCC-1 분석 내용

R6 : 송전사업자 및 발전사업자는 아래의 사양을 가지는 고장기록장치를 제공해야 함

R6.1 고장기록장치의 기록 지속 시간 : 최소 1초

R6.2 고장기록장치의 최소 기록 주기 : 16samples/cycle

R9 : 신뢰도기구는 다음과 같은 사양을 가진 DDR이 설치됨을 명시해야 함

R9.1 최소 기록시간 : 기동 이벤트 당 60초

R9.2 최소 샘플링 주기 : 960samples /s, 최소 데이터 저장 주기 : RMS값으로 초당 6개 데이터

2.4.3 계통현상 분석장치 운영기준 : 4.1항 분석 내용

“계통현상 분석장치 운영기준”에서 제시하고 있는 계통현상 감시·기록 장치의 샘플링 주기에 대한 요구조건은 다음과 같다.

- 계통현상 분석장치의 자료 연산 주기(Data Sampling) 및 파형 재생 저장 주기는 최소 1920Hz (32samples/ cycle) 이상의 성능을 구비하여야 한다.

2.5 계통현상 감시 · 기록 장치의 유지보수에 관한 요구조건

계통현상 감시·기록 장치의 유지보수에 대한 요구조건에 관해 해외 기준에서는 NERC의 PRC-002-NPCC-1에서 다루고 있고, 이에 상응하는 내용을 다루는 국내 기준은 “계통현상 분석장치 운영기준”이 있다. 상세한 유지보수에 대한 요구조건은 아래와 같다.

2.5.1 NERC : PRC-002-NPCC-1 분석 내용

R14: 송전 및 발전사업자는 아래 항목들을 포함하는 외란 감시장치(외란 감시의 목적만을 가지는 장치)의 유지 보수 및 시험계획을 수립해야 함

R14.1 유지보수 및 시험 간격

R14.2 유지보수 및 시험 절차 개요

R14.3 매 월 원격으로 기록 내용에 접속하는데 사용되는 통신채널 검사

R14.4 매 월 시각 동기 검사

R14.5 매 월 아날로그 수치(active analog quantities) 검사

R14.6 소프트웨어의 DDR과 DFR의 정정치 검사(주기 : 6년마다)

2.5.2 계통현상 분석장치 운영기준 : 4.3항 분석 내용

“계통현상 분석장치 운영기준”에서 제시하고 있는 계통현상 감시·기록 장치의 유지보수에 대한 요구조건은 다음과 같다.

4.3.1 전기사업자는 계통현상분석 장치의 이상 유·무를 주기적으로 점검하여 유지보수 한다.

4.3.2 점검주기는 1회/주 이상으로 하고, 점검표를 작성, 운영하며 세부사항은 전기사업자가 규정한다.

4.3.3 점검표는 계통현상분석 장치의 정상 동작여부, 출력물의 기록 상태 등 중점 점검항목을 선정, 관리한다.

4.3.4 기동 불량으로 고장분석에 지장을 초래하는 경우 또는 성능저하로 고장분석이 어려운 경우에는 계통현상 분석 장치를 대체한다.

2.6 계통현상 감시 · 기록 장치 취득 데이터 형식 및 보고에 관한 요구조건

계통현상 감시·기록 장치 취득 데이터의 형식 및 보고에 대한 요구조건에 관해 해외 기준에서는 NERC의 PRC- 002-1, PRC-002-NPCC-1에서 다루고 있고, 이에 상응하는 내용을 다루는 국내 기준은 “계통현상 분석장치 운영기준” 이 있다. 상세한 취득 데이터 형식 및 보고에 대한 요구조건은 아래와 같다.

2.6.1 NERC : PRC-002-1 분석 내용

R4 : 지역 신뢰도기구는 기기 실소유자가 외란 감시장치로부터 기록된 데이터를 보고하도록 요구조건을 규정해야 함. 외란 데이터 보고 시 요구조건은 아래의 사항들을 포함해야 함

R4.1 DME(Disturbance Monitoring Equipment)로부터 자료 취득이 필요한 이벤트 기준


R4.2 기록된 외란 데이터를 제공해야 하는 사업자 목록

- R4.3 데이터 요청에 대한 응답 시간 테이블
- R4.4 외란 데이터 보고 조항 : 일반 COMTRADE 분석 틀로 읽고 분석 및 조화가 가능한 형식
- R4.5 데이터 파일의 이름은 IEEE C37.232의 규정에 부합하도록 작성
- R4.6 데이터는 요구조건과 가이드라인을 만족해야 함
- R5 : 지역 신뢰도기구는 요구조건 승인한 후 30일 이내에 관련된 송전 사업자 및 발전 사업자에게 DME설치 및 외란 자료 보고서 등이 포함된 요구조건(개정사항 포함)을 제공해야 함
- 2.6.2 NERC : PRC-002-NPCC-1 분석 내용
- R15 : 각 신뢰도 기구, 송전 및 발전사업자는 요청 시 30일 이내에 데이터를 공유해야 함. 각 신뢰도 기구, 발전 및 송전 사업자는 다음과 같은 경우에 요청 접수 후 30일 이내에 기록된 외란 데이터를 제공해야 함
- R15.1 NERC, 지역 사업자(RE), 신뢰도기구
- R15.2 NPCC에 소속된 다른 송전 및 발전 사업자들로부터의 요청
- R16 : 각 신뢰도기구, 송전 및 발전사업자는 아래와 같은 형식으로 된 데이터 파일을 제출해야 함
- R16.1 데이터 파일은 최신 개정판 IEEE Standards C37.111에 따라COMTRADE 분석틀로 보고 읽고, 분석할 수 있어야 함
- R16.2 외란 데이터 파일은 최신 개정판 IEEE Standards C37.232를 준수하여 파일명을 사용해야 함
- R16.3 고장기록장치와 DDR 파일은 모든 감시 채널들을 포함해야 함. SOE 기록은 변전소 이름, 날짜, ms 단위의 시간, SOE 포인트 이름, 상태를 포함해야 함
- R17 : 각 신뢰도기구, 송전 및 발전사업자는 다음과 같은 DME의 데이터를 유지, 기록하고 지역 사업자가 요청 시 제공해야 함
- R17.1 DME 유형
- R17.2 장치의 제작사 및 모델
- R17.3 설치 위치
- R17.4 동작 상태
- R17.5 최종 시험 날짜

- R17.6 감시 요소
- R17.7 모든 확인된 채널
- R17.8 감시된 전기적 수치
- 2.6.3 계통현상 분석장치 운영기준 : 8.2항 분석 내용
“계통현상 분석장치 운영기준”에서 제시하고 있는 계통현상 감시·기록 장치의 취득 데이터 보고에 대한 요구조건은 다음과 같다.
- 8.2.1 전기사업자는 통지대상 고장분석 자료를 전력거래소에 제공하여야 한다.
- 8.2.2 통지대상
 - 가. 계통현상분석 장치의 출력물
 - 나. 보호장치 내 고장기록 자료
 - 다. 발전기 부속 기록장치 응답 자료(유효전력, 무효전력, 주파수, 여자전압, 단자전압 등 계통현상 분석에 필요한 자료)
 - 라. 기타 전력거래소에서 요청하는 고장분석 자료
- 8.2.3 자동 통지
신속한 고장상황 파악 및 전력설비 복구에 활용하기 위해 계통현상분석 장치 또는 보호장치 등 자동취득이 가능한 고장 Data는 FRAS(Fault Data Remote Acquisition System)를 통해 전력거래소에 자동 송부하여야 한다.
- 8.2.4 수동 통지
자동취득 기능이 없는 계통현상 분석장치, 보호장치 및 발전기 부속 기록장치 등의 고장 Data는 자동 송부 프로그램을 이용하여 가능한 한 신속하게 관련 자료를 전력거래소에 송부하여야 한다.

3. 결론

본 고에서 살펴본 바에 따르면, 계통현상 감시·기록 장치에 관련된 국내외 기준이 다소 차이가 있음을 알 수 있다. 특히, 국내에서는 F/R형과 PQVF형 두 가지 형태의 계통현상 감시·기록 장치를 설치하여 운영하면서 여기에 적합한 운영 기준을 시행하고 있는 반면에 해외의 신뢰도 기준(NERC와 PJM)에서는 계통현상 감시·기록 장치에 관한 내용을 SOE 기록 (Sequence of Event Recording), 고장 기록(Fault Recording), 동적 외란 기록(Dynamic Disturbance Recording)으로 구분하여 기준

으로 제시하고 있다는 것이 가장 큰 차이점이다. 이는 IEEE에서 제시하고 있는 계통현상 감시·기록 장치의 분류를 따르고 있는 것으로써 국내 운영 중인 계통현상 감시·기록 장치 현황과는 상이한 부분이다. 따라서 계통현상 감시·기록 장치와 관련하여 국내 실정에 적합한 신뢰도 기준을 개발하기 위해서는 이와 같은 국내 기준 현황과 해외 기준 현황 간의 차이점을 인지할 필요성이 있다. 그리하여 단순히 해외의 기준을 차용하는 것이 아니라, 해외 신뢰도 기준의 깊이를 참고하면서 국내 신뢰도 기준이 상대적으로 미비한 부분을 수정 및 보완하는 방식으로 새로운 신뢰도 기준을 개발한다면 선진국과 대등한 수준을 갖추고 국내 전력계통 실정에 적합한 신뢰도 기준 개발이 가능할 것으로 생각된다. 

참 고 문 헌

- [1] 손승현, 엄형선, 김철환, “전력계통 외란 감시기록 장치 기술동향 및 전망”, 한국조명·전기설비학회 조명·전기설비, 제29권, 제3호, 2015.5
- [2] NERC, “Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America”, 2013
- [3] PJM Relay Subcommittee, “Protective Relaying Philosophy and Design Standards”, 2003
- [4] 한국전력거래소, “계통현상 분석장치 운영기준”, 2008
- [5] 한국전력거래소, “전력시장 운영규칙”, 2013