

**Державне підприємство
«НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УКРЕНЕРГО»**

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

**ЗАГАЛЬНІ ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ
ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ПІДСТАНЦІЙ 220–750 кВ ОЕС УКРАЇНИ**

СОУ НЕК 35.101:2018

**Київ
2018**

Сторінок 41 Сторінка II	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	ДП «НЕК «Укренерго»
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: ДП «НЕК «Укренерго»
- 2 РОЗРОБЛЕНО: ДП «НЕК «Укренерго»
- 3 РОЗРОБНИКИ: М. Портянкін, О. Храпатий, С. Величко,
О. Лелека, В. Васильченко
- 4 ВНЕСЕНО: Департамент впровадження та супроводу
технологічних систем та обліку
ДП «НЕК «Укренерго»
О. Храпатий
- 5 ПОГОДЖЕНО: Заступник директора – операційний директор
ДП «НЕК «Укренерго»
О. Брехт
- Начальник
виробничо-технічного відділу
ДП «НЕК «Укренерго»
В. Московчук
- Директор з юридичного забезпечення
М. Юрков
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ ДП «НЕК «Укренерго»
від 25. 09. 2018 р. № 482
- 7 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ
- 8 ТЕРМІН ПЕРЕВІРКИ: 2023 р.

Право власності на цей документ належить ДП «НЕК «Укренерго».

© ДП «НЕК «Укренерго», 2018



НАКАЗ

25 09 2018

Київ

№ 482

Про затвердження стандарту підприємства
«Загальні технічні вимоги до автоматизованих
систем керування технологічними процесами
підстанцій 220 – 750 кВ ОЕС України»

З метою впровадження основних вимог до технічних рішень та функцій автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220 – 750 кВ ОЕС України для забезпечення відповідності міжнародним стандартам

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити та ввести в дію стандарт підприємства «Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220 – 750 кВ ОЕС України» (далі – Стандарт), що додається.

2. Установити, що строк дії Стандарту становить 5 (п'ять) років з дати підписання цього наказу.

3. Заступникам директора, директорам за напрямками, начальникам структурних підрозділів апарату управління ДП «НЕК «Укренерго» та керівникам відокремлених підрозділів:

3.1. Прийняти до керівництва в роботі, забезпечити виконання Стандарту та внести зміни до розпорядчих документів відповідно до його вимог.

3.2. Подати до виробничо-технічного відділу (Московчук В.П.) заявки щодо необхідної кількості примірників Стандарту для забезпечення виробничих потреб.

Термін – до 01.10.2018

4. Виконуючому обов'язки виконавчого директора НПЦР ОЕС України Ходаківському А.М.:

4.1. Забезпечити виготовлення оригінал-макета Стандарту та передачу його до Укренергосервісу.

4.2. Організувати розміщення тексту Стандарту на офіційному сайті ДП «НЕК «Укренерго».

5. Начальнику виробничо-технічного відділу Московчуку В.П. забезпечити внесення Стандарту до реєстру чинних стандартів ДП «НЕК «Укренерго».

6. Виконуючому обов'язки директора Укренергосервісу Скрипнику О.І. забезпечити виготовлення замовленої кількості примірників Стандарту та видачу їх зі складу Укренергосервісу.

7. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника директора – операційного директора Брехта О.О.

Т.в.о. директора

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'V.V. Kovalchuk', written over a horizontal line.

В.В.Ковальчук

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка v
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

ЗМІСТ

	С.
Вступ	VII
1 Сфера застосування	1
2 Нормативні посилання.....	1
3 Позначки та скорочення.....	4
4 ЦІЛІ ТА ПРИЗНАЧЕННЯ АСК ТП.....	6
5 КЛАСИФІКАЦІЯ ОБ’ЄКТІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	6
5.1 Підстанції із застарілим обладнанням	7
5.2 Реконструйовані підстанції	7
5.3 АСК ТП нових підстанцій.....	8
6 СТРУКТУРА АСК ТП.....	9
7 ФУНКЦІЇ АСК ТП	10
7.1 Взаємодія з терміналами РЗА	10
7.2 Взаємодія з реєстраторами подій	11
7.3 Керування.....	11
7.4 Збір та обробка даних вимірювань	12
7.5 Діагностика основного обладнання	12
7.6 Діагностика мережевого обладнання та пристроїв синхронізації часу.....	13
7.7 Самодіагностика складових АСК ТП	13
7.8 Збір даних метеорологічних підсистем.....	14
7.9 Збір даних із систем протипожежного захисту.....	14
7.10 Збір даних із системи охорони підстанції та технологічного відеоспостереження.....	14
7.11 Загальні функції та робота з НДІ	14
7.11.1 Підстанції, на яких є RTU або шлюз	14
7.11.2 Підстанції із АСК ТП SCADA	15
7.11.3 Робота з НДІ	16
7.11.4 Передача отриманих даних на верхній рівень.....	17
7.11.5 Забезпечення захисту від кібернетичних загроз та антивірусної безпеки АСК ТП	17
7.12 Взаємодія із суміжними системами	17
7.13 Визначення місць пошкодження ЛЕП	18
8 АПАРАТНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	18
8.1 Вимоги до терміналів РЗА та контролерів керування.....	19
8.2 Вимоги до RTU для збору інформації.....	19
8.3 Вимоги до мережевого обладнання	20
8.4 Вимоги до комп’ютерного обладнання	21
9 ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	21
9.1 Вимоги до ПЗ терміналів РЗА та контролерів керування.....	21
9.2 Вимоги до ПЗ RTU для збору інформації	22
9.3 Вимоги до ПЗ мережевого обладнання.....	22
9.4 Вимоги до ПЗ SCADA.....	22

Сторінок 41 Сторінка VI	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

10 ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	23
10.1 Перелік форм звітності	23
10.2 Визначення переліку сигналів	24
11 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	25
12 ПРОЕКТ ТА ДОКУМЕНТАЦІЯ	25
12.1 Вимоги до комплексу проектних робіт	26
12.1.1 Загальносистемні рішення	26
12.1.2 Технічне забезпечення	27
12.1.3 Інформаційне забезпечення	27
12.1.4 Математичне забезпечення	27
12.1.5 Розрахунок надійності функцій.....	27
13 ВИМОГИ ДО ПЕРСОНАЛУ	28
14 ВИМОГИ ОХОРОНИ ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЇ.....	29
15 ПІДГОТОВКА ОБ’ЄКТА ТА ВИПРОБУВАННЯ	30
Додаток А БІБЛІОГРАФІЯ	33

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	Сторінок 41 Сторінка VII
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

ВСТУП

Ці «Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСК ТП) підстанцій 220 – 750 кВ ОЕС України» (далі – Загальні технічні вимоги) створено як документ з описом основних вимог до технічних рішень та функцій АСК ТП з урахуванням наявності на підстанціях ДП «НЕК «Укренерго» різноманітних технічних засобів розробки та виробництва різних часів, починаючи з програмно-апаратних комплексів Радянського Союзу, закінчуючи сучасними пристроями та системами виробництва різних світових виробників.

У зв'язку з тим, що темпи модернізації ОЕС України зростають, ОЕС України має приєднатися до ОЕС країн Європи, з'являються нові вимоги до технічної політики ДП «НЕК «Укренерго» в цілому, та до автоматизованої системи диспетчерського керування енергосистеми та АСК ТП підстанцій, як її складових частин.

АСК ТП підприємства має відповідати вимогам до енергосистем Європи, розуміючи при цьому, що етапи модернізації АСК ТП мають включати в себе період, в якому застаріле обладнання до моменту заміни сучасним має бути адаптоване до часткового використання як складова частина АСК ТП, що модернізується. При цьому потрібен функціонально-вартісний аналіз технічних рішень щодо паралельного використання застарілого обладнання до моменту його заміни. Його необхідно проводити починаючи з рівня «завдання на проектування» та до кожного з проектних рішень включно. Основним критерієм для АСК ТП підстанцій з застарілим обладнанням є видача мінімально необхідної кількості інформації та реалізації функцій керування з метою забезпечення роботи сучасних засобів диспетчерського керування ОЕС України в цілому, якнайменш, достатніх для створення та функціонування математичної моделі енергосистеми. При цьому створення складових частин має підвищувати оперативну керованість енергосистемою в цілому або її складовими частинами.

Цей стандарт дає стислий перелік умов та ідей щодо структури та функцій АСК ТП підстанцій для забезпечення відповідності до міжнародних вимог, сумісності з новими програмно-апаратними засобами, що використовуються, та тими, що будуть впроваджуватись найближчим часом.

Цей стандарт визначає технічні вимоги до засобів забезпечення інформаційних потоків та функцій їх обробки, що:

- впливають на прийняття рішень щодо оперативного керування підстанціями та мережами у момент виникнення будь-яких подій;
- впливають на формування рішень щодо оперативного керування мережами та підстанціями внаслідок таких подій.

Він не містить вимог до інших потоків інформації, таких як, наприклад:

- передача даних, що не стосуються оперативного керування;
- архівних даних;
- даних, що використовуються у задачах статичних розрахунків;
- даних, призначених для аналізу подій, що не впливають на дії оперативного персоналу, що пов'язані безпосередньо з цими подіями та їх наслідками;
- статичних даних, таких як бази даних нормативно-довідкової інформації, документи щодо планування оглядів та ремонтів, опису систем, налаштувань, різноманітної документації, документообігу і т. ін.

Сторінок 41 Сторінка VIII	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	ДП «НЕК «Укренерго»
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

Такі інформаційні потоки мають передаватися в межах корпоративної мережі ДП «НЕК «Укренерго».

Загальні технічні вимоги можуть бути змінені та доповнені. Зміни та доповнення мають оформлюватись шляхом збору інформації для коригування, видавання окремих змін та доповнень, створення нової редакції документа при наявності багатьох коригувань до існуючої версії документа.

Загальні технічні вимоги мають визначити тільки ті обов'язкові вимоги до АСК ТП, що не регламентовані діючими стандартами та підлягають визначенню для формування Технічної політики та забезпечення уніфікації.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 1
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

**Державне підприємство
«НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УКРЕНЕРГО»**

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

**ЗАГАЛЬНІ ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ
КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ
ПІДСТАНЦІЙ 220–750 КВ ОЕС УКРАЇНИ**

Чинний від 2018-09-25

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

Загальні технічні вимоги встановлюють єдині вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій ДП «НЕК «Укренерго».

Загальні технічні вимоги поширюються на існуючі підстанції та на ті, що мають будуватися.

Основні/типові технічні рішення визначаються цим стандартом. Технічне рішення щодо структури системи для кожного з типів підстанцій мають визначатися на рівні технічного завдання/вимог на реконструкцію/технічне переоснащення АСК ТП та на рівні проекту.

Обсяг реконструкцій або параметри нових АСК ТП визначаються у кожному конкретному випадку залежно від віку та типу основного обладнання, його технічного стану та планів з реконструкції підстанцій.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цих Загальних технічних вимогах є посилання на такі нормативні документи:
ДСТУ 2465-94 Сумісність технічних засобів електромагнітна. Стійкість до магнітних полів частоти мережі. Технічні вимоги і методи випробувань

ДСТУ 2709-94 Метрологія. Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення

ДСТУ 3680-98 (ГОСТ 30586-98) Сумісність технічних засобів електромагнітна. Стійкість до дії грозових розрядів. Методи захисту

ДСТУ Б А.2.4-10:2009 Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів

ДСТУ IEC 60870-2-2:2005 Пристрої та системи телемеханіки. Частина 2. Умови експлуатації. Розділ 2. Умови навколишнього середовища (кліматичні, механічні та інші неелектричні чинники) (IEC 60870-2-2:1996, IDT)

ДСТУ IEC 60870-4:2005 Пристрої та системи телемеханіки. Частина 4. Вимоги до робочих характеристик (IEC 60870-4:1990, IDT)

ДСТУ IEC 60870-5-101:2014 Пристрої та системи телемеханіки. Частина 5-101. Протоколи передавання. Додатковий стандарт щодо основних завдань телемеханіки (IEC 60870-5-101:2003, IDT)

ДСТУ IEC 60870-5-104 Пристрої та системи телемеханіки. Частина 5-104. Протоколи передавання. Доступ до мережі згідно з IEC 60870-5-101 із використанням стандартних профілів передавання даних (IEC 60870-5-104:2006, IDT)

ДСТУ IEC/TR 61850-1:2013 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 1. Вступ і огляд (IEC/TR 61850-1:2003, IDT)

ДСТУ IEC/TS 61850-2:2013 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 2. Словник термінів (IEC/TS 61850-2:2003, IDT)

Сторінок 41 Сторінка 2	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

ДСТУ ІЕС 61850-3:2013 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 3. Загальні технічні вимоги (ІЕС 61850-3:2002, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-4:2013 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 4. Керування системою і проектуванням (ІЕС 61850-4:2002, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-5:2014 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 5. Технічні вимоги до функцій і моделей приладів (ІЕС 61850-5:2003, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-6:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 6. Мова опису конфігурації для комунікації інтелектуальних електронних пристроїв на електричних підстанціях (ІЕС 61850-6:2009, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-7-1:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-1. Базова комунікаційна структура. Принципи та моделі (ІЕС 61850-7-1:2011, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-7-2:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-2. Базова інформаційна та комунікаційна структура. Абстрактний інтерфейс комунікаційного сервісу (ACSI) (ІЕС 61850-7-2:2010, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-7-3:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-3. Базова комунікаційна структура. Класи загальних даних (ІЕС 61850-7-3:2010, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-7-4:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-4. Базова комунікаційна структура. Сумісні класи логічних вузлів та класи даних (ІЕС 61850-7-4:2010, IDT)

ДСТУ EN 61850-7-410:2016 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-410. Базова комунікаційна структура. Гідроелектростанції. Комунікації для моніторингу та керування (EN 61850-7-410:2013, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-7-420:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-420. Базова комунікаційна структура. Логічні вузли розподілених енергетичних ресурсів (ІЕС 61850-7-420:2009, IDT)

ДСТУ ІЕС/TR 61850-7-510:2016 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-510. Базова комунікаційна структура. Гідроелектростанції. Концепція моделювання та настанови (ІЕС/TR 61850-7-510:2012, IDT)

ДСТУ ІЕС/TS 61850-80-1:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 80-1. Настанова щодо обміну інформацією від моделі бази даних CDC, використовуючи ІЕС 60870-5-101 або ІЕС 60870-5-104 (ІЕС/TS 61850-80-1:2008, IDT)

ДСТУ ІЕС TR 61850-80-3:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 80-3. Відображення у веб-протоколи. Вимоги та технічні рішення (ІЕС TR 61850-80-3:2015, IDT)

ДСТУ ІЕС TS 61850-80-4:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 80-4. Перехід від об'єктної моделі COSEM (ІЕС 62056) до моделі даних ІЕС 61850 (ІЕС TS 61850-80-4:2016, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-8-1:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 8-1. Визначене відображення комунікаційних сервісів. Відображення відповідно до специфікації виробничих повідомлень (ISO 9506-1 і ISO 9506-2) та ISO/ІЕС 8802-3 (ІЕС 61850-8-1:2011, IDT)

ДСТУ ІЕС 61850-9-2:2014 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 9-2. Визначене відображення комунікаційних сервісів (SCSM). Вибіркові значення згідно з ISO/ІЕС 8802-3 (ІЕС 61850-9-2:2011, IDT)

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 3
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

ДСТУ IEC/IEEE 61850-9-3:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 9-3. Профіль протоколу точного часу для автоматизації енергосистем (IEC/IEEE 61850-9-3:2016, IDT)

ДСТУ IEC/TR 61850-90-1:2013м Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-1. Використання IEC 61850 для комунікації між підстанціями (IEC/TR 61850-90-1:2010, IDT)

ДСТУ IEC TR 61850-90-2:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-2. Використовування протоколу IEC 61850 для комунікацій між підстанціями та центрами керування (IEC TR 61850-90-2:2016, IDT)

ДСТУ IEC TR 61850-90-3:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-3. Використовування протоколу IEC 61850 для моніторингу стану, діагностування та аналізування (IEC TR 61850-90-3:2016, IDT)

ДСТУ IEC/TR 61850-90-4:2016 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-4. Настанови щодо мережних технологій (IEC/TR 61850-90-4:2013, IDT)

ДСТУ IEC/TR 61850-90-5:2014 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-5. Застосування IEC 61850 для передавання синхронізованої інформації відповідно до IEEE C 37.118 (IEC/TR 61850-90-5:2012, IDT)

ДСТУ IEC TR 61850-90-12:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 90-12. Настанови щодо розроблення глобальної мережі (WAN) (IEC TR 61850-90-12:2015, IDT)

ДСТУ IEC 61850-10:2014 Комунікаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 10. Випробовування на сумісність (IEC 61850-10:2005, IDT)

ДСТУ IEC/TS 62351 (усі частини) Керування енергетичними системами та пов'язаний з ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій (IEC/TS 62351, IDT)

НПАОП 0.00-4.15-98 Положення про розробку інструкцій з охорони праці

НПАОП 0.00-6.03-93 Про порядок опрацювання і затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві

ГОСТ 4.148-85 Система показателей качества продукции. Устройства комплектные низковольтные. Номенклатура показателей

ГОСТ 8.401–80 ГСИ. Классы точности средств измерения. Общие требования

ГОСТ 12.2.007.0-75. ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.3-75. ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности

ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.602-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

Сторінок 41 Сторінка 4	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	ДП «НЕК «Укренерго»
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

РД 34.03.702-86 Інструкція щодо надання першої допомоги потерпілим у зв'язку з нещасними випадками при обслуговуванні енергетичного обладнання
ГОСТ 34.602-89 Техническое задание на создание автоматизированной системы

РД 34.35.120-90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35 – 1150 кВ

РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов

3 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цих Загальних технічних вимогах застосовано такі позначки та скорочення:

- АСДК – Автоматизована система диспетчерського керування
- АСОЕ – Автоматизована система обліку електроенергії
- АРМ – Автоматизоване робоче місце
- АСК ТП – Автоматизована система керування технологічними процесами
- БД – База даних
- ДСТУ – Державний стандарт України
- ЗВТ – Засоби вимірювальної техніки
- ЗІП – Запасні частини, інструменти, приладдя
- ЛЕП – Лінія електропередачі
- НДІ – Нормативно-довідкова інформація
- НЕК – Національна енергетична компанія
- ОЕС – Об'єднана енергетична система
- ПЗ – Програмне забезпечення
- ПС – Підстанція
- ПТК – Програмно-технічний комплекс
- РЕЦ – Районні експлуатаційні центри
- РЗА – Релейний захист і автоматика
- СМПР – Система моніторингу перехідних режимів
- API – Application Programming Interface
(Прикладний програмний інтерфейс)
- COMTRADE – Common Format for TRansient Data Exchange
- FTP – File Transfer Protocol
(Протокол передачі файлів)
- GPS – Global Positioning System
(Система глобального позиціонування)
- HSR – High-availability Seamless Redundancy
(Безперервне резервування високої працездатності)

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 5
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

- IEC – International Electrotechnical Commission
(Міжнародна електротехнічна комісія)
- IED – Intelligent Electronic Device
Інтелектуальний електронний пристрій
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
(Інститут інженерів з електротехніки та електроніки)
- IP – Internet Protocol
(Інтернет-протокол)
- MTBF – Mean time between failures
(Середній наробіток між відмовами)
- NTP – Network Time Protocol
(Мережевий протокол часу)
- ODBC – Open Database Connectivity
(Відкритий інтерфейс доступу до баз даних)
- OPC – OLE for Process Control, Object-Linking and Embedding for Process Control
(Зв'язування та впровадження об'єктів для керування процесом)
- PLC – Programmable Logic Controller
(Програмований логічний контролер)
- PRP – Parallel Redundancy Protocol
(Протокол паралельного резервування)
- PTP – Precision Time Protocol
(Протокол точного часу)
- RTU – Remote Terminal Unit
(Віддалений контрольований пункт)
- SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition
(Спостереження, керування та отримання даних)
- SNMP – Simple Network Management Protocol
(Простий протокол керування мережею)
- SNTP – Simple Network Time Protocol
(Простий мережевий протокол часу)
- SQL – Structured Query Language
(Мова структурованих запитів)
- TCP – Transmission Communication Protocol
(Протокол керування передачею)
- VLAN – Virtual Local Area Network
(Віртуальна локальна комп'ютерна мережа)
- XML – eXtensible Markup Language
(Розширювана мова розмітки)

Сторінок 41 Сторінка 6	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

4 ЦІЛІ ТА ПРИЗНАЧЕННЯ АСК ТП

Цілі впровадження нової та реконструкція існуючої АСК ТП:

- підвищення надійності та автоматизація керування обладнанням підстанцій та мереж;
- зниження аварійності обладнання підстанцій;
- зниження вартості витрат на обслуговування обладнання підстанцій;
- забезпечення своєчасного аналізу аварійних подій та покращення реакції обслуговуючого персоналу, зменшення часу відновлення обладнання та мереж після відмов та аварій;
- зменшення кількості персоналу підстанцій;
- зменшення часу, що витрачається на оперативні перемикання;
- збільшення кількості та покращення якості інформації, що отримується диспетчерами та використовується для оперативного керування обладнанням підстанцій та мережами;
- підвищення строку використання обладнання підстанцій та мереж шляхом оптимізації їх використання та своєчасної діагностики;
- забезпечення єдиного точного часу усіх складових частин АСК ТП та реєстрації подій у єдиному часі, ведення журналів подій з єдиним астрономічним часом;
- скорочення впливу людського фактора на керування обладнанням підстанцій та мереж;
- створення можливості для забезпечення інформацією єдиної бази даних реального часу (псевдо-реального часу) для працездатності розрахункових математичних задач, що є основою для програмних пакетів планування перемикань, оптимізації роботи мережі, планування навантаження та генерації, інших задач, у тому числі для Енергоринку;
- забезпечення кібернетичної безпеки та антивірусного захисту інформації АСК ТП та АСДК.

5 КЛАСИФІКАЦІЯ ОБ'ЄКТІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

Підстанції як об'єкти автоматизації умовно можна розділити на такі типи:

- підстанції із застарілим основним обладнанням, електромеханічними пристроями захисту, з яких неможливо отримати повну інформацію про події без технічного переоснащення цього обладнання;
- частково реконструйовані (або такі, що будуть частково реконструйовані) підстанції з частиною обладнання, що можна віднести до попереднього підпункту, та частиною із сучасним обладнанням, що укомплектоване новим сучасним комутаційним обладнанням, мікропроцесорними терміналами РЗА і вимірювальними приладами, що мають стандартні інтерфейси для передачі даних, а також протоколи обміну, які повністю відповідають міжнародним стандартам;
- реконструйовані підстанції (або ті, що знаходяться у стадії реконструкції) з новим обладнанням, мікропроцесорними терміналами РЗА, вимірювальними приладами з новими засобами АСК ТП, що побудовані на базі міжнародних стандартів IEC 61850, 60870, DNP 3.0 та подібних;
- підстанції, що мають бути збудовані.

Мінімальний перелік функцій, які має виконувати АСК ТП підстанцій визначається на рівні технічних вимог та проекту відповідно до цього стандарту. Обсяг функцій АСК ТП кожного типу підстанції має відповідати можливостям обладнання підстанції та бути технічно і економічно обґрунтованим.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 7
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

5.1 Підстанції із застарілим обладнанням

Основною метою впровадження або реконструкції АСК ТП таких підстанцій є видача мінімально достатнього обсягу інформації для використання на рівні баз даних реального часу математичних моделей. Керування комутаційними апаратами слід реалізовувати у проектних рішеннях з обґрунтуванням доцільності, базуючись на аналізі існуючого стану комутаційних апаратів та пристроїв РЗА, можливості безпечної видачі команд з точки зору надійності їх виконання і з обов'язковим урахуванням усіх необхідних блокувань.

Проекти АСК ТП таких підстанцій мають містити технічні рішення щодо підключення сигналів в існуючих панелях, встановлення реле-повторювачів, прокладку кабелів і т. ін. Кошториси мають містити повний обсяг робіт, що мають бути виконані для забезпечення працездатності системи.

Як обладнання АСК ТП в таких випадках слід використовувати програмовані контролери RTU, апаратна частина яких відповідає вимогам IEC з електромагнітної сумісності, та які мають відповідати стандарту ДСТУ IEC 61850-8-1 та підтримувати передачу даних в ДП «НЕК «Укренерго» за допомогою протоколу IEC 60870-5-104 як клієнт, ДСТУ IEC 60870, Modbus, DNP 3.0 та інших на прийом та передачу інформації. Відповідність стандарту IEC 61850-8-1 має бути підтверджена сертифікатами КЕМА або іншими лабораторіями, що сертифіковані КЕМА.

Усе мікропроцесорне обладнання, що підключається до локальної мережі, включаючи пристрої РЗ та ПА, пристрої РАП, РМУ, вимірювальні пристрої, RTU та ін. для забезпечення належного рівня кібербезпеки мають постачатись з останньою версією апаратного та програмного (firmware) забезпечення. Також для моніторингу встановленого обладнання має використовуватися протокол SNMP v3.

Усе нове обладнання, що встановлюється, повинно відповідати вимогам п. 5.3 (АСК ТП нових підстанцій) для забезпечення подальшої гармонічної інтеграції в АСК ТП після повної реконструкції.

Синхронізацію часу має бути виконано з використанням протоколу РТРv2 (IEEE 1588-2008) для пристроїв польового рівня, пристроїв релейного захисту і автоматики, реєстраторів аварійних подій, пристроїв РМУ та інших, що потребують високої точності синхронізації часу (1 мкс). Інші пристрої для синхронізації часу можуть використовувати протокол SNTP (NTP).

Після повної або часткової реконструкції підстанції RTU може бути використано як засіб збору резервної та загально-підстанційної інформації.

Як реєстратори аварійних подій та приладів збору аналогових даних мають використовуватися пристрої з можливістю активації функції РМУ з підтримкою стандартів ДСТУ IEC 61850-8-1 (отримання GOOSE повідомлень) та С37.118. У разі необхідності можливо встановлення спеціального ПЗ для збору даних з вищевказаних пристроїв РМУ. Таким чином ці пристрої дають можливість організації WAMS без залучення додаткового обладнання.

5.2 Реконструйовані підстанції

На підстанціях з реконструйованим (частково реконструйованим) основним обладнанням та обладнанням РЗА необхідно проводити обстеження об'єктів з приводу:

– відповідності існуючих технічних завдань та проектів існуючих АСК ТП вимогам щодо: достатності інформації, що передається (визначається проектом для кожної ПС окремо), надійності функцій та апаратного забезпечення згідно з існуючими стандартами та вимогами цього стандарту, для чого має бути приведений розрахунок надійності функцій та систем (докладніше див. п. 12.1.5);

Сторінок 41 Сторінка 8	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

– відповідності апаратного забезпечення стандартам електромагнітної сумісності;

– сумісності протоколів передачі даних та інтерфейсів з прийнятими міжнародними стандартами.

Результатом обстеження має бути висновок про можливість використання існуючих АСК ТП, необхідність їх технічного переоснащення або виключення/ заміни частини обладнання. Всі необхідні зміни в АСК ТП мають бути економічно обґрунтовані та мають стати частинами нових проектів у рамках створення єдиної системи керування ДП «НЕК «Укренерго».

Усе мікропроцесорне обладнання, що підключається до локальної мережі, включаючи пристрої РЗ та ПА, пристрої РАП, РМУ, вимірювальні пристрої, RTU та ін. для забезпечення належного рівня кібербезпеки мають постачатись з останньою версією апаратного та програмного (firmware) забезпечення. Також, для моніторингу встановленого обладнання має використовуватися протокол SNMP v3.

У якості реєстраторів аварійних подій та приладів збору аналогових даних мають використовуватись пристрої з можливістю активації функції РМУ з підтримкою стандартів ДСТУ ІЕС 61850-8-1 (отримання GOOSE повідомлень) та С37.118. У разі необхідності, можливо встановлення спеціального ПЗ для збору даних з вищевказаних пристроїв РМУ. Таким чином ці пристрої дають можливість організації WAMS без залучення додаткового обладнання.

Усе нове обладнання, що встановлюється, повинно відповідати вимогам п. 5.3 (АСК ТП нових підстанцій) для забезпечення подальшої гармонічної інтеграції в АСК ТП після повної реконструкції.

5.3 АСК ТП нових підстанцій

АСК ТП нових підстанцій має проектуватися на основі обладнання відповідно до діючих українських та міжнародних стандартів. Всі програмно-технічні засоби мають підтримувати протоколи обміну даними, згідно з стандартом ДСТУ ІЕС 61850-8-1 без залучення додаткових засобів, тобто всі програмовані пристрої мають бути призначені для роботи за стандартом ДСТУ ІЕС 61850-8-1. Відповідність вищевказаному стандарту має бути підтверджена сертифікатами КЕМА або іншими лабораторіями, що сертифіковані КЕМА. Всі пристрої, що підключаються до локальних мереж, мають бути сертифіковані згідно з ДСТУ ІЕС 61850-8-1.

Усе мікропроцесорне обладнання, що підключається до локальної мережі, включаючи пристрої РЗ та ПА, пристрої РАП, РМУ, вимірювальні пристрої, RTU та ін. для забезпечення належного рівня кібербезпеки мають постачатись з останньою версією апаратного та програмного (firmware) забезпечення.

Основними джерелами інформації для АСК ТП нових підстанцій є термінали РЗА, спеціалізовані контролери для керування комутаційним обладнанням, RTU, вимірювальні пристрої, контролери шаф живлення, мережеве обладнання.

Синхронізацію часу на нових підстанціях має бути виконано з використанням протоколу РТРv2 (IEEE 1588-2008) для пристроїв польового рівня, пристроїв релейного захисту і автоматики, реєстраторів аварійних подій, пристроїв РМУ та інших, що потребують високої точності синхронізації часу (1 мкс). Інші пристрої для синхронізації часу можуть використовувати протокол SNTP (NTP).

Як реєстратори використовуються термінали РЗА та контролери керування основним обладнанням.

Як реєстратори аварійних подій та приладів збору аналогових даних мають використовуватись пристрої з можливістю активації функції РМУ з підтримкою стандартів ДСТУ ІЕС 61850-8-1 (отримання GOOSE повідомлень) та С37.118. У разі необхідності можливе встановлення спеціального ПЗ для збору даних з вищевказаних

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 9
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

пристроїв РМУ. Таким чином ці пристрої дають можливість організації WAMS без залучення додаткового обладнання. Для забезпечення «безшовного» резервування мережі передачі даних слід використовувати IEC 62439-3 Parallel Redundancy Protocol (PRP) або High-availability Seamless Redundancy (HSR).

Для пристроїв, що виконують некритичні до затримок часу функції допускається застосування Rapid spanning tree protocol (IEEE 802.1w-2001 та/або IEEE 802.1D-2004).

6 СТРУКТУРА АСК ТП

Структура АСК ТП визначається проектним рішенням залежно від функцій, що виконуються системою, а також видів та топології розташування основного обладнання та обладнання АСК ТП відповідно до вимог IEC 61850. Використання у проекті інших стандартів має бути економічно та технічно обґрунтоване.

Загальні вимоги до структури системи:

6.1 АСК ТП повинна містити в собі обладнання для приєднання до вторинних кіл підстанції, телекомунікаційне обладнання для передачі даних за межі підстанції по, якнайменше, двох незалежних каналах зв'язку. Організація сегмента спеціалізованої мережі для підключення терміналів РЗА, вимірювальних пристроїв, інших мікропроцесорних пристроїв підстанції визначається проектом. Основний і резервні канали зв'язку повинні мати достатню пропускну здатність для роботи засобів АСК ТП.

6.2 При встановленні RTU на заміну застарілих засобів ТМ, RTU повинно бути включене до локальної мережі передачі даних з організацією АРМ. Об'єм інформації, що відображається на АРМ, тобто мнемосхем підстанції, журналів подій та аварій, архівних даних вимірів, діагностики системи визначається проектом.

6.3 У системах, що містять вже встановлені мікропроцесорні пристрої, RTU виконує функції збору телесигналів та телевимірів, керування шляхом підключення до терміналів РЗ та ПА. У разі, коли вже встановлені пристрої РЗ та ПА не підтримують протокол IEC 61850-8-1, можливе використання для зв'язку з ними інших сучасних стандартних міжнародних протоколів. При цьому перевага надається протоколам, що використовують транспортний рівень IP-пакетів для передачі інформації (IEC 60870-5-104, у разі неможливості – Modbus TCP).

6.4 Системи, що мають SCADA, що встановлюються на підстанціях з реконструйованим обладнанням, мають базуватися на протоколі IEC 61850-8-1. Наявність інших протоколів може обґрунтовуватись необхідністю підключення пристроїв, що вже встановлені, для отримання інформації з них.

6.5 АСК ТП нових підстанцій слід проектувати із застосуванням лише пристроїв, функціонування яких ґрунтоване на стандарті IEC 61850-8-1.

6.6 На підстанціях необхідно використання двох комплектів серверів, один комплект (основний та резервний) під сервери АСК ТП, інший комплект (основний та резервний) під неоперативні технологічні задачі (облік електроенергії, діагностування первинного обладнання, функцій моніторингу тощо) що мають реалізовуватися за допомогою віртуалізації.

6.7 Заборонено використовувати АРМ та сервери для розділення мереж.

6.8 Відповідно до стандарту IEC 62351-8 усі мікропроцесорні пристрої, комутаційна та комп'ютерна техніка, прикладне програмне забезпечення на ПС мають підтримувати централізовану базу користувачів з функціями адміністрування.

Сторінок 41 Сторінка 10	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

7 ФУНКЦІЇ АСК ТП

АСК ТП має виконувати такі функції:

- збору та обробки даних терміналів РЗА;
- збору даних з реєстраторів подій;
- керування;
- збору та обробки даних вимірювань;
- діагностики основного обладнання;
- діагностики мережевого обладнання та пристроїв синхронізації часу;
- самодіагностики складових частин АСК ТП;
- система синхронізованих векторних вимірювань PMU з передачею даних в централізовану систему WAMS;
- збору даних з метеорологічних систем;
- графічне та текстове відображення інформації стану та зміни режимів роботи систем протипожежного захисту, моніторинг функцій систем а також устаткування, що не входить до складу зазначених систем, але пов'язане із забезпеченням безпеки людей на об'єкті;
- збору даних з системи охорони підстанції та технологічного відеоспостереження;
- передачі отриманих даних на верхній рівень;
- забезпечення захисту АСК ТП від кібернетичних загроз та антивірусної безпеки;
- взаємодія із суміжними системами;
- визначення місць пошкодження ЛЕП.

7.1 Взаємодія з терміналами РЗА

Функція збору та обробки даних з терміналів РЗА має виконувати такі основні функції:

- отримання даних з пристроїв у стандартних протоколах обміну даними про пуски та роботу РЗА;
- отримання даних про встановлені уставки/групи уставок;
- отримання даних про стан релейного захисту (спрацювання захисних функцій терміналів, несправність терміналу чи окремих функцій захисту терміналів або їх блокування);
- отримання даних про стан вимірювальних пристроїв;
- отримання даних про стан та роботу допоміжних систем;
- передача та відображення даних щодо місця пошкодження на ЛЕП;
- отримання даних поточних вимірів;
- постійне отримання даних самодіагностики системи;
- автоматизація процесу отримання даних реєстрації аварійних подій (осцилограм) для подальшого аналізу у спеціалізованих програмних пакетах.

АСК ТП на підстанціях повинно мати у своєму складі програмне забезпечення (ПЗ) інженера РЗА з функціями програмування та завдання уставок РЗА, налагоджування функцій РЗА з передачі даних до верхнього рівня (наприклад ІЕС 61850-8-1). Версії ПЗ для налагоджування терміналів РЗА мають бути сумісні з версіями ПЗ терміналів, або має бути забезпечена можливість оновлення програмного забезпечення терміналів без звертання до третіх джерел у момент появи такої необхідності. Перелік версій ПЗ терміналів та кодів замовлень має бути переданий підрозділу ДП «НЕК «Укренерго» з обслуговування АСК ТП. Повний пакет ПЗ, що містить всі необхідні оновлення, має бути переданий підрозділу ДП «НЕК «Укренерго» у момент постачання ПЗ для налагоджування терміналів.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 11
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

7.2 Взаємодія з реєстраторами подій

При наявності встановлених реєстраторів подій АСК ТП може включати функції автоматизованого збору подій та осцилограм, у форматі IEEE С37.111, з реєстраторів, якщо реєстратори мають можливість передачі даних у стандартних протоколах обміну даними (ДСТУ ІЕС 61850-8-1). Подальший аналіз осцилограм має бути забезпечений функціями АСК ТП або спеціалізованим ПЗ, встановленим на ПС або в ДП «НЕК «Укренерго». Необхідність встановлення вищевказаного ПЗ вирішується на стадії підготовки ТЗ для кожної ПС окремо. Реєстратори, що не мають можливості передачі даних у стандартних протоколах обміну даними, не розглядаються в рамках АСК ТП. Додаткові доробки таких пристроїв не мають розглядатися у проектах АСК ТП.

На нових та модернізованих підстанціях функцію реєстрації аварійних подій можуть виконувати окремі пристрої. Також ці пристрої можуть використовуватися для контрольного фіксування спрацювань пристроїв РЗА. Реєстратори, що не відповідають вимогам ДСТУ ІЕС 61850-8-1 у частині передачі даних у реальному режимі часу; РТРv2 (IEEE 1588-2008) в частині синхронізації та ДСТУ ІЕС 61850-9-2 в частині прийому цифрових потоків інформації, встановлюватися не можуть.

7.3 Керування

Для організації керування комутаційними апаратами мають використовуватися спеціалізовані контролери та RTU. Контролери мають підтримувати стандартні протоколи обміну. Для підстанцій з встановленими RTU можливе використання протоколів ІЕС 60870-5-101/104, DNP 3.0. Для нових підстанцій обов'язкове використання контролерів, що відповідають ДСТУ ІЕС 61850.

Для забезпечення керування необхідна реалізація таких функцій:

- контроль стану комутаційного обладнання та відображення стану схеми підстанції у реальному часі із затримкою відображення сигналів на моніторах або на диспетчерських щитах не більше 1 с;
- моніторинг технологічних параметрів, вимірювань та розрахункових параметрів у реальному часі;
- перемикання груп уставок оператором дистанційно;
- контроль виходу значень технологічних параметрів за допустимі межі;
- діагностика параметрів основного обладнання, що можуть впливати на функції керування або їх наслідки;
- урахування усіх можливих блокувань на рівні спеціалізованого контролера приєднання:
 - блокування положенням інших комутаційних апаратів;
 - блокування сигналами стану основного обладнання (наприклад, несправність обладнання або передаварійний стан);
 - блокування ключами дозволу або заборони операцій;
 - блокування при наявності неякісної інформації, виходу за межі технологічних параметрів;
 - блокування керування за допомогою електромеханічних ключів, що розташовані на панелях, програмуванням внутрішніх логічних ключів локального/дистанційного керування контролерів;
 - блокування функцій керування (захвату та утримання функції на деякий час якимось місцем керування) на рівні апарату, комірки і таке інше, як це передбачено ІЕС 61850;
 - блокування, що обчислюються при реалізації топології мережі;
 - авторизація користувача для видачі команди керування;

Сторінок 41 Сторінка 12	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

- видача команд керування із обов'язковим підтвердженням операцій;
- контроль виконання команд керування;
- запис всіх подій, що пов'язані з керуванням, в журнали подій, аварій, архіви.

Для створення алгоритмів необхідно мати можливість використання спеціалізованого редактора з таким функціоналом, як мінімум:

- наявність спеціалізованого редактора автоматичних послідовностей перемикачів;
- налагоджування/редагування автоматичних послідовностей перемикачів диспетчером/технологом без спеціалізованих знань програмування;
- фіксація моментів створення та редагування автоматичних послідовностей перемикачів у журналі подій з указанням імені користувача, що створює алгоритми та редагує;
- створення автоматичних послідовностей перемикачів шляхом виконання послідовності команд у режимі імітації керування підстанцією з наступним редагуванням умов, логіки, послідовностей та блокувань;
- покрокова реалізація автоматичних послідовностей перемикачів з підтвердженням кожної команди або фіксації стану інформації, що оновлюється;
- реалізація послідовностей перемикачів в автоматичному режимі;
- реалізація автоматичних послідовностей перемикачів з установленням позначок зупинки з подальшим продовженням за командою;
- регламентація доступу до виконання автоматичних послідовностей перемикачів.

7.4 Збір та обробка даних вимірювань

Для контролю стану технологічних параметрів підстанції та електричної мережі, АСК ТП може використовувати таку інформацію:

- вимірювання – технологічні параметри вимірювань з приладів, що сертифіковані належним чином як ЗВТ;
- індикаційні параметри – аналогові параметри з інших приладів, включаючи реєстратори, пристрої РЗА, контролери керування та інші.

Вимірювання та індикаційні параметри мають контролюватися за якістю згідно із стандартами IEC 61850, 60870, а також мати допустимі межі – попереджувальну та аварійну сигналізацію. Має бути реалізована функція реєстрації таких параметрів у журналах подій та аварій з позначками часу виходу сигналів з меж та повернення в межі.

Вимірювані параметри мають архівуватись з періодичністю не менше 2 с та зберігатись в архівах.

7.5 Діагностика основного обладнання

Функції діагностики основного обладнання повинні включати в себе:

- збір сигналів з технологічних контролерів про стан основного обладнання;
- збір сигналів про стан вимірювальних приладів;
- моніторинг стану ключів: керування, перемикачів груп уставок та інших;
- збір даних про ресурс основного обладнання для розрахунку остаточного ресурсу;
- розрахункові задачі щодо оцінки стану основного обладнання;
- відображення аварійної та попереджувальної інформації про стан обладнання.

Як джерела інформації для систем діагностики основного обладнання можуть використовуватись термінали РЗА, контролери основного обладнання, шаф живлення і т. ін. Розрахункові задачі можуть бути реалізовані як засобами АСК ТП підстанції,

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	Сторінок 41 Сторінка 13
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

так і контролерами. Створення спеціальних АСК ТП для діагностики обладнання з функцією підсистем не допускається. Обмін інформацією з такими підсистемами можливо виконувати на базі протоколів, що використовують транспортний рівень IP-пакетів для передачі інформації (IEC 61850, IEC 60870-5-104, у разі неможливості – Modbus TCP) для включення в мережу АСК ТП підстанції.

При наявності функцій оцінки остаточного ресурсу комутаційних апаратів в пристроях РЗА, контролерах, діагностики акумуляторної батареї контролером шаф власних потреб, реалізація таких функцій обов'язкова.

7.6 Діагностика мережевого обладнання та пристроїв синхронізації часу

АСК ТП підстанцій має включати в себе систему діагностики стану мережевого обладнання АСК ТП та магістрального мережевого обладнання з обов'язковою фіксацією ненормальних та аварійних режимів роботи компонентів, засоби швидкого з'ясування причин збоїв в обладнанні АСК ТП, РЗА, контролерів, інших компонентів.

Як основний стандарт моніторингу стану мережевого обладнання слід використовувати протокол SNMP з обов'язковим обмеженням прав доступу до параметрів.

АСК ТП має включати в себе структурну схему мережевого обладнання з виведенням такої інформації, у реальному часі:

- топологічні з'єднання мережевих компонентів;
- актуальний стан та характеристики портів мережевого обладнання;
- стан та характеристики портів приєднаного обладнання;
- автоматичний моніторинг нормальної і аварійної роботи систем із записом у журналах подій та аварій.

Користувачі системи, що мають відповідні права, повинні вносити зміни до структури системи мережі відповідно до її фактичних змін. Факти зміни мають фіксуватися у відповідних журналах та відображатися на схемах.

Можливе використання інформації про місця пошкодження мережевих кабелів, якщо мережеве обладнання має такі функції.

Для забезпечення синхронізації часу на підстанціях лише з встановленим RTU можуть використовуватися протоколи обміну даними IEC 60870-5 та пристрої GPS.

Підстанції з існуючими мікропроцесорними терміналами РЗА та іншими подібними пристроями повинні мати у своєму складі пристрої GPS для синхронізації часу. Допускається використання протоколів NTP, SNTP, PTP та PTPv2.

Як основний стандарт синхронізації часу слід використовувати PTPv2.

У разі необхідності в межах підстанції допускається використання мережевих пристроїв у ролі серверів часу, що синхронізують час своїм підмережам, а джерелом часу для себе використовують пристрій GPS. Такі можливості визначаються проектом.

7.7 Самодіагностика складових АСК ТП

Для забезпечення надійності цілодобової роботи АСК ТП та своєчасного прийняття рішень диспетчером всі інтелектуальні електричні пристрої повинні передавати інформацію про свій стан. Перелік сигналів, що передаються, має бути наведений у проектній документації. Інформація, що впливає на рішення оператора та обслуговуючого персоналу має бути мінімально достатньою.

До переліку сигналів мають бути включені сигнали про стан каналів зв'язку, обладнання зв'язку, стан та несправність вторинних кіл інтелектуальних датчиків телеметрії (вимірювальних контролерів).

Передача сигналів самодіагностики має виконуватися з використанням тих самих каналів зв'язку, що використовуються для передачі основної інформації.

Сторінок 41 Сторінка 14	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

Для моніторингу стану встановленого обладнання має використовуватися протокол SNMP v3.

7.8 Збір даних метеорологічних підсистем

Перелік даних з метеорологічних підсистем визначається відповідно до діючих норм та технічного завдання на проектування підстанції. Для збору даних можливо використання стандартних протоколів обміну даними, що використовують транспортний рівень IP-пакетів (IEC 61850, IEC 60870, Modbus TCP, DNP 3.0 TCP і т. п.).

7.9 Збір даних із систем протипожежного захисту

Панелі керування протипожежних систем мають бути підключені до АСК ТП за протоколами передачі даних, що використовують транспортний рівень IP-пакетів (наприклад, IEC 60870, Modbus TCP). Перелік даних, що передаються, визначається проектом.

7.10 Збір даних із системи охорони підстанції та технологічного відеоспостереження

Для забезпечення своєчасного реагування на події, пов'язані з порушенням регламентів виконання робіт, несанкціонованого проникнення на територію підстанцій, приміщень, до окремих шаф тощо, необхідно включити до АСК ТП передачу даних з охоронної системи.

Така інформація може передаватися за протоколами обміну даними, наприклад Modbus TCP, IEC 60870, DNP 3.0 чи іншим міжнародним протоколом, або шляхом підключення сенсорів руху, кінцевих вимикачів, безпосередньо до спеціалізованого контролера, або до RTU у виконанні АСК ТП для підстанцій із застарілим обладнанням.

АСК ТП повинна підтримувати інформацію системи технологічного відеонагляду в обсязі, що визначається проектом.

Системи охоронного відеонагляду не входять до складу АСК ТП.

7.11 Загальні функції та робота з НДІ

7.11.1 Підстанції, на яких є RTU або шлюз

До загальних функцій АСК ТП підстанцій встановлені тільки RTU та АРМ відносяться:

- моніторинг загально-підстанційної інформації;
- зберігання інформації на час відсутності каналу зв'язку для передачі даних після його появи;
- зберігання інформації у контролерах протягом двох циклів архівування;
- моніторинг стану контролерів;
- організація робочого місця чергового диспетчера на базі АРМ, приєднаного до контролера.

Під моніторингом загально-підстанційної інформації слід розуміти передачу стану ключів на панелях РЗА, контролю за деякими колами, контролю за станом оперативного живлення і таке інше, що відноситься до оперативного керування безпосередньо, а також необхідної інформації, що має непряме відношення до АСК ТП, але є необхідною для контролю за важливими процесами та прийняттям вірних швидких адміністративних та технічних рішень. Перелік таких сигналів визначається проектом.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	Сторінок 41 Сторінка 15
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

Якщо контролер має можливість архівування інформації за деякий проміжок часу, що співмірний з часом виконання відновлювальних робіт на підстанції після аварії, то така функція має бути реалізована.

Моніторинг стану контролера та його компонентів має бути реалізований таким чином, щоб доступ до інформації був забезпечений використанням загальнодоступних програмних та технічних засобів (наприклад, ноутбука без спеціального програмного забезпечення). Функція повинна видавати інформацію про стан апаратних компонентів контролера, стан та діагностичну інформацію каналів зв'язку, каналів дискретного та аналогового вводу/виводу інформації, даних, що отримуються та передаються контролером по каналах зв'язку. Така функція може використовуватись для тестування контролерів, вторинних кіл, проходження сигналів, при налагоджуванні.

При наявності можливості організації робочого місця, наприклад, на базі WEB-технології або інших загальнодоступних програмних засобів, необхідність у такому робочому стаціонарному місці (АРМ або панель оператора) або у підключенні ноутбука для проведення робіт, перемикаць визначається проектом.

Таке робоче місце повинно відображати як мінімум:

- діагностичну інформацію по силовому обладнанню ПС та ВП ПС в об'ємах, указаних в технічному завданні;
- однолінійну схему підстанції;
- діагностичну інформацію по програмно-оперативному комплексу АСК ТП в таблично-текстовому вигляді та на блок-схемі структури АСК ТП ПС;
- журнали подій та аварій;
- архіви вимірів.

За наявністю можливості контролера, відображати інформацію у графічному вигляді: таблиць, графіків, схем т. ін.

Можлива видача команд керування через такий АРМ. При наявності функції керування обов'язковою є авторизація оператора, термін дії якої закінчується через певний час, достатній для керування та у випадку відключення комп'ютера від контролера. Команди керування та автентифікації користувача з правами керування мають заноситися у журнал подій. У випадку керування необхідна реалізація функції «вибір-керування з підтвердженням», згідно з IEC 61850 або IEC 60870 із «захопленням» комутаційного апарату при виборі і, при цьому, блокуванням керування з інших джерел видачі команд до моменту керування або скасування вибору комутаційного апарату.

При проектуванні слід віддавати перевагу контролерам, що виконують всі попередні функції, або мають можливість їх використання у разі необхідності. Остаточний вибір типу контролера є проектним рішенням, яке мусить мати обґрунтування вибору апаратної частини контролера та його функціональних складових, що використовуються.

Зазначене рішення використовується як перехідний етап або тимчасове рішення до створення повноцінної АСК ТП ПС.

7.11.2 Підстанції із АСК ТП SCADA

Перелік основних функцій АСК ТП з програмним забезпеченням SCADA:

- збір даних з пристроїв, встановлених на підстанціях з використанням міжнародних стандартних протоколів обміну даними;
- обробка даних у реальному часі, у тому числі: масштабування, обчислення, обробка лімітів;
- архівування циклічних даних, створення різних «агрегатних» архівів з різними термінами зберігання даних;
- збереження спорадичних даних за заданий період часу;

Сторінок 41 Сторінка 16	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

- експорт архівних циклічних та спорадичних даних у реляційні бази даних та у файли простих форматів типу CSV та/або XML;
- відображення графіків (діаграм) за архівними даними та за даними реального часу, експорт графіків за точками у текстовому форматі та у вигляді графічних файлів;
- створення звітів за даними реального часу, архівними даними;
- відображення мнемосхем підстанцій та вимірів з автоматичним фарбуванням шин залежно від положення комутаційних апаратів та топології схеми підстанції;
- можливість забезпечення виводу обладнання з експлуатації та вводу в експлуатацію, тобто блокування виводу подій певних пристроїв до журналу аварій та заміни його вимірів у розрахунках, балансах та мнемосхемах на виміри з іншого пристрою;
- можливість відображення встановлених переносних заземлювачів у визначених місцях, врахування їх положення при фарбуванні шин;
- можливість відображення встановлених плакатів на мнемосхемі підстанцій з коментарями і записом їх до журналу подій;
- відображення інформації з ознаками якості згідно з IEC 61850, IEC 60870, DNP 3.0;
- можливість використання режиму симуляції стану точок вводу/виводу реального часу та забезпечення маніпуляцій з ними;
- забезпечення розподілу прав користування;
- функції самодіагностики стану протоколів обміну, бази даних, серверів, клієнтських місць з можливістю відображення їх параметрів та обов'язковим записом мінімального діагностичного набору параметрів, що визначається в ТЗ для кожної конкретної ПС, до журналів;
- ведення системного журналу з неможливістю редагування та записом до нього всіх подій, включно з подією операційної системи;
- обробка функцій керування згідно з алгоритмами протоколів обміну та стандартами (IEC 61850, IEC 60870, DNP 3.0, Modbus) з урахуванням блокувань, підтверджень та виведенням інформації про стан команд;
- можливість встановлення блокувань оператором з захистом паролем та записом в журнал з коментарями;
- можливість створення послідовностей команд з логічними умовами для наступного використання (послідовності перемикачів);
- можливість створення контекстних підказок та роботи з файлами допомоги для користувача системи;
- створення резервних копій і відновлення програми та баз даних у реальному часі без зупинки програмного забезпечення АСК ТП автоматично із заданою періодичністю або за командою персоналу ПС.

7.11.3 Робота з НДІ

В рамках АСК ТП за необхідністю може постачатися АРМ з програмним забезпеченням АСК ТП, що надає такі мінімальні можливості роботи з НДІ:

виведення на екран:

- довідкової інформації щодо основного обладнання підстанції;
- довідкової інформації про мережеве обладнання, схему його підключення;
- інструкцій з експлуатації, інших нормативних актів;
- редагування довідкової інформації про основне та мережеве обладнання.

Для отримання повної інформації про планування ремонтів, роботу із заявками, роботу з базами даних, які описують модель мережі для проведення розрахунків АСК ТП повинно мати можливості обміну даними з іншими програмами, наприклад, ODBC, OPC, різні API.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	Сторінок 41 Сторінка 17
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

7.11.4 Передача отриманих даних на верхній рівень

Передача даних з АСК ТП ПС на верхній рівень здійснюється за резервованим власним або орендованим каналом зв'язку з використанням протоколів, які базуються на TCP/IP чи UDP, а саме з підтримкою протоколів: IEC 60870-6 TASE.2/ICCP, IEC 60870-5-104 (IEC 61850-90-2), IEEE C37.118 (IEC 61850-90-5).

7.11.5 Забезпечення захисту від кібернетичних загроз та антивірусної безпеки АСК ТП

Інформаційна безпека АСК ТП має виконуватись згідно з вимогами IEC 62351, IEC 62443, серії стандартів ISO/IEC 27000.

При цьому необхідно забезпечити, як мінімум, такі види захистів:

- відокремлення мережі передачі даних АСК ТП від усіх інших за допомогою технології VLAN;
- відокремлення функції налаштування мережевого обладнання в окремий VLAN, з можливим доступом до нього лише зі спеціалізованих АРМ;
- відповідно до стандарту IEC 62351-8 усі мікропроцесорні пристрої, комутаційна та комп'ютерна техніка, прикладне програмне забезпечення на ПС мають підтримувати централізовану базу користувачів з функціями адміністрування;
- забезпечення різних рівнів доступу для різних користувачів та груп користувачів, як мінімум: на отримання інформації, на видачу команд керування, на зміну налаштувань та на зміну логіки роботи пристроїв;
- виконання функції Firewall на базі мережевого обладнання на всіх межах розмежування мережі/підмережі АСК ТП та інших мереж;
- шифрування трафіку за межами локальних мереж передачі даних;
- механічне блокування обладнання АСК ТП за допомогою шаф, що мають замки, ведення обліку доступу до обладнання з видачею ключів від шаф «під підпис»;
- дозвіл роботи в мережі тільки тих портів, що використовуються для технологічних цілей.

На АРМ та серверах проектами необхідно передбачити встановлення спеціального антивірусного програмного забезпечення, що працює за принципом «білого списку». Оновлення баз антивірусного ПЗ виконувати відповідно до рекомендацій виробника ПЗ АСК ТП.

Для забезпечення необхідного рівня надійності обладнання та кібернетичної безпеки необхідно розглядати можливість імплементації на ПС системи збору даних про версію апаратного та програмного забезпечення (firmware) з усіх мікропроцесорних пристроїв РЗ та ПА, мережевого обладнання та контролерів для подальшого виявлення уразливостей та забезпечення оновленнями.

Для запобігання розповсюдженню вірусів та несанкціонованому доступу на технологічних комп'ютерах, серверах, відповідно до діючої політики кібернетичної безпеки та внутрішніх документів ДП «НЕК «Укренерго», що регламентують права доступу персоналу, дозволяється заборона користувачам доступу до:

- USB, CDROM та інших носіїв інформації;
- підключення до нетехнологічних мереж АСК ТП;
- використання однієї/двох певних клавіатур;
- блокування запуску програмного забезпечення, що не використовується відповідно до прямого призначення комп'ютерів.

7.12 Взаємодія із суміжними системами

Для взаємодії з іншими системами АСК ТП, наприклад моніторинг обладнання ПС, АСОЕ, технологічний відеонагляд, залежно від своєї апаратної комплектації необхідно використовувати такі технології обміну даними, з урахуванням нижченаведеної пріоритетності:

Сторінок 41 Сторінка 18	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

- протоколи обміну даними IEC 61850, IEC 60870-5, DNP 3.0, Modbus TCP;
- на рівні SCADA – OPC, ODBC, можливо SQL – інтерфейси, API.

Для спрощення налаштувань різних систем необхідно мати можливість експорту налаштувань даних, що передаються, параметрів комунікаційного обладнання, налаштувань портів т. ін. у прості формати, наприклад XML, CSV і подібні, та імпорту з таких форматів.

Для підключення об'єктів альтернативної енергетики необхідно проектами передбачати можливість підключення контролерів протиаварійної автоматики, що працюють на видачу команд генеруючим станціям, у протоколах IEC 61850, IEC 60870-5-104.

7.13 Визначення місць пошкодження ЛЕП

Визначення місць пошкодження ЛЕП повинно базуватися на методах, алгоритмах та пристроях, які описані в стандарті IEEE Std C37.114-2014.

Зазначені пристрої повинні передавати інформацію в АСК ТП у вигляді вихідних даних та обчисленої інформації за протоколом IEC 61850. АСК ТП ПС має реєструвати таку інформацію в журналах подій та аварій із квітуванням з подальшою ретрансляцією на верхній рівень керування.

Для застарілих пристроїв, які не підтримують протокол IEC 61850, але підтримують IEEE C37.111 (чи IEC 60255-24 Ed.2), передача інформації здійснюється напряму на верхній рівень керування. У разі відсутності підтримки IEEE C37.111 у пристроїв – файли з даними передаються на верхній рівень, де проводиться конвертація у стандарт IEEE C37.111. У будь-якому випадку обчислена інформація, про вид та місце пошкодження повинна передаватися до SCADA верхнього рівня керування.

Якщо фіксуючі пристрої мають лише можливість передачі струмів короткого замикання та деяких інших параметрів з позначками часу, що вимірюється, необхідна реалізація розрахунків у АСК ТП ПС безпосередньо або централізована реалізація на верхньому рівні керування.

При наявності оперативного персоналу на підстанції, розрахункові функції мають виконуватись і представлятись автоматично відповідно до вимірних параметрів на серверах (SCADA) або робочих станціях без застосування додаткового апаратного забезпечення.

Якщо можливо, переходити на визначення місця пошкодження у централизованій SCADA верхнього рівня керування.

8 АПАРАТНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Передбачити на рівні підрозділів енергосистем забезпечення стендовим обладнанням відповідних підсистем та ЗІП для скорочення часу на відновлення роботи АСК ТП на об'єктах у разі їх виходу з ладу, проведення ремонтних та налагоджувальних робіт, покращення якості підготовки персоналу, що експлуатує АСК ТП.

Все обладнання АСК ТП повинно мати гарантоване живлення із двох незалежних джерел, одне з яких – джерело гарантованого живлення (пристрої АСК ТП, які знаходяться на ВРП, приєднуються до АБ через інвертори), для забезпечення живлення у випадку аварії. Тривалість живлення обладнання АСК ТП від акумуляторів має бути визначена проектом, але не має бути меншою, ніж тривалість живлення приводів комутаційних апаратів.

Всі нові пристрої АСК ТП, в тому числі і інтелектуальні датчики телеметрії (або вимірювальні контролери), мають підтримувати синхронізацію часу за стандартом РТР v2. Для цього на кожній підстанції необхідно встановити резервовані приймачі точного астрономічного часу.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 19
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

8.1 Вимоги до терміналів РЗА та контролерів керування

Контролери та термінали, що встановлюються у шафах на ВРУ, мають працювати у відповідних кліматичних умовах підстанції без додаткового підігріву або охолодження. Можливе встановлення малопотужного осушувача повітря з давачем вологості.

Термінали повинні мати вільно програмовану логіку з можливістю її налаштування інженерним персоналом замовника.

Для забезпечення ведення єдиного часу в системі пристрої РЗ та ПА, а також спеціалізовані контролери керування повинні підтримувати протокол RTPv2.

Для обміну даними між пристроями РЗ та ПА, а також спеціалізованими контролерами керування передачі даних на верхній рівень термінали повинні мати два оптичних порти для роботи з верхнім рівнем АСК ТП, а також окремий порт для налагоджування та діагностики терміналів за місцем встановлення. Для резервування мікропроцесорні термінали повинні підтримувати протокол IEC 62439-3 (PRP та/або HSR).

Термінали РЗА повинні видавати в SCADA (циклічно, спорадично, за запитом):

- поточні параметри стану дискретної та аналогової інформації;
- пуски та роботу РЗА;
- діагностичні сигнали;
- дані журналів подій;
- осцилограми у форматі C37.111 COMTRADE (IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems);
- конфігурацію та уставки.

Для передачі осцилограм з АСК ТП ПС до віддаленого диспетчерського центру можуть використовуватися такі протоколи: IEC 61850 та 608705104.

Для забезпечення надійності виконання функцій захистів та комунікацій параметр роботи на відмову терміналів повинен бути не менше ніж 100 000 годин.

Виробник терміналів РЗА та контролерів повинен видавати параметри роботи на відмову пристроїв для забезпечення розрахунку надійності функцій захистів та керування для забезпечення вимог РД 34.35.120. Термінали з невизначеними виробником параметрами роботи на відмову не можуть використовуватись на об'єктах ДП «НЕК «Укренерго».

Шафи керування та захистів ліній одного класу напруги, трансформаторів, створені для інших схожих призначень, мають бути уніфіковані.

8.2 Вимоги до RTU для збору інформації

Контролер RTU повинен бути відповідного виконання, сертифікований для роботи в умовах підстанції, розрахований на використання 24/7.

Вимоги до електробезпеки контролерів повинні відповідати ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.6-75 и ГОСТ 12.2.007.7-75. За типом захисту людини контролери повинні відноситися до ГОСТ 12.2.007.0-75, п. 2.1. Опор ізоляції кіл повинен бути не менше 1 МОМ. Пристрої повинні мати заземлення згідно ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.2.007.7-75.

Вимоги до пожежної безпеки мають відповідати ГОСТ 12.2.007.0-75.

Вимоги до електромагнітної сумісності повинні відповідати ДСТУ 3680-98 (ГОСТ 30586-98), ДСТУ 2465-94, IEC 60255-22-1-88, IEC 61850-3.

Температурний діапазон експлуатації пристроїв визначається проектувальником залежно від місця встановлення контролерів.

RTU повинен мати час роботи на відмову не менше 100 000 годин згідно з ГОСТ 4.148.-85, ГОСТ 27.003-90. Виробник терміналів РЗА та контролерів

Сторінок 41 Сторінка 20	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	ДП «НЕК «Укренерго»
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

повинен видавати параметри роботи на відмову пристроїв для забезпечення розрахунку надійності функцій РЗА та керування згідно з вимогами РД 34.35.120-90. RTU з невизначеними виробником параметрами роботи на відмову не можуть використовуватись на об'єктах ДП «НЕК «Укренерго».

Контролери повинні мати такі властивості:

- розподілену та масштабовану архітектуру з можливостями розширення модулів вводу/виводу дискретних/аналогових сигналів та збільшення кількості інтерфейсів зв'язку;

- обов'язково підтримувати протоколи обміну стандартів IEC 61850, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, а також за обґрунтованою необхідністю DNP 3.0, Modbus, інші протоколи обміну даними;

- підтримувати не менше 2-х Ethernet портів;

- СОМ-порти, при наявності, мають бути гальванічно ізольовані;

- модулі вводу дискретних сигналів повинні мати гальванічну розв'язку, модулі виводу дискретних сигналів можуть мати транзисторні виходи з обов'язковим використанням реле-повторювачів;

- модулі вводу/виводу повинні мати стандартні параметри сигналів, наприклад: 0..5мА, 0..20мА, 4..20мА, -5..0..+5мА, -20..0..+20мА для аналогових входів, 24-48 В DC та 220-250 В AC/DC для дискретних входів та виходів;

- можливості дистанційного моніторингу стану за допомогою протоколу SNMP, бажано останньої версії;

- можливість передачі даних до верхнього рівня не менш ніж у чотирьох незалежних напрямках;

- діагностичну інформацію про стан контролера, під'єднаних пристроїв, плат вводу/виводу, що доступна за місцем з підключеного ноутбука або дисплею, що входить до складу контролера, а також передавати таку інформацію на верхній рівень за стандартними міжнародними протоколами обміну;

- процесорні модулі мають підтримувати РТР, РТР v2, IEC 60870-5-101/104 для синхронізації часу.

8.3 Вимоги до мережевого обладнання

Комунікаційне обладнання для створення технологічної мережі має підтримувати порти TX та FX, багатомодове та одномодове волокно, бути сертифіковане для роботи з IEC 62439-3, IEC 61850-8-1 та у разі необхідності – IEC 61850-9-2. Відповідність вищевказаному стандарту має бути підтверджена сертифікатами КЕМА або іншими лабораторіями, що сертифіковані КЕМА.

Маршрутизатори мають підтримувати можливість налагоджування роботи за третім рівнем TCP моделі OSI, а також VLAN для забезпечення технологічного розподілу трафіка по мережах. Для створення кільцевих схем мереж необхідна підтримка RTSP, для резервування – IEC 62439-3 (PRP та/або HSR).

Для синхронізації часу мережеве обладнання має підтримувати протокол РТР v2. При цьому мережеві концентратори мають бути клієнтами серверів часу, так і серверами для своїх підмереж.

Мережеві пристрої повинні відповідати стандартам з умов експлуатації, живлення, електромагнітної сумісності тощо, на які посилається IEC 61850-3. Температурний діапазон експлуатації мережевого обладнання визначається проектом і залежить від місця встановлення комутаторів.

Діагностика комутаційного обладнання має проводитись використанням SNMP.

Налагоджування комутаторів може проводитись через спеціалізований WEB-інтерфейс, при цьому має бути можливість зміни параметрів використання термінального доступу. Повинна бути забезпечена можливість виключно локального

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 21
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

налагоджування мережевого обладнання через спеціально виділений порт на самому обладнанні.

Для розрахунку надійності виробник має надати параметри роботи на відмову.

8.4 Вимоги до комп'ютерного обладнання

Комп'ютерне обладнання має мати виконання, що відповідає умовам його експлуатації. Комп'ютерне обладнання, що виконує функції серверів, має бути в промисловому виконанні.

9 ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Все програмне забезпечення, що використовується для створення (проекування, налагоджування, тестування) АСК ТП, має бути ліцензійним.

Мова інтерфейсів програмного забезпечення обов'язково має бути українською, опціонально може бути додана російська та англійська.

Як базове програмне забезпечення для налагоджування пристроїв, технологічних функцій, SCADA необхідно використовувати професійні спеціалізовані та комерційні програмні продукти, що мають забезпечену в Україні технічну підтримку, постійно удосконалюються та оновлюються.

Як операційну систему для програм бажано використовувати широко поширені операційні системи для полегшення роботи та обслуговування АСК ТП. При використанні екзотичних операційних систем проектом необхідно передбачити заходи для забезпечення використання цих систем та навчання персоналу.

9.1 Вимоги до ПЗ терміналів РЗА та контролерів керування

Комплект ПЗ для налагоджування терміналів РЗА повинен виконувати такі основні функції:

- налагоджування вхідних та вихідних сигналів терміналів та логіки РЗА;
- завдання уставок РЗА та параметризації пристроїв РЗА;
- налагоджування комунікацій з пристроєм РЗА;
- налагоджування частини IEC 61850 пристрою;
- розділення прав доступу до функцій: читання даних, керування пристроєм/функціями, зміна уставок, зміна конфігурації (логіки);
- завантаження/зчитування налаштувань цілком у пристрої;
- завантаження/зчитування логіки, уставок та налаштувань пристроїв окремо;
- завантаження/зчитування налаштувань комунікацій пристроїв;
- читання осцилограм, збереження їх у форматі COMTRADE, читання журналів подій, системних журналів терміналів;
- запуск спеціальних тестових програм для діагностики пристроїв РЗА;
- перепрограмування внутрішнього ПЗ пристроїв;
- збереження налаштувань пристроїв.

Пакет ПЗ для програмування терміналів РЗА має експортувати дані згідно з IEC 61850 у форматі ICD для подальшого налагоджування інших пристроїв у спеціалізованих програмах для мережі IEC 61850, або мати таку програму у комплекті. Проект АСК ТП має містити вказівки щодо сумісності даних експорту із ПЗ програмування терміналів із ПЗ для налагоджування мережі IEC 61850 інших виробників, результати тестування (лабораторного) роботи з іншими пакетами програм у протоколі IEC 61850.

Забороняється використання апаратного та програмного забезпечення РЗА, АСК ТП без попереднього тестування комплексної сумісності всіх пристроїв та програм за запроєкованими протоколами обміну.

Сторінок 41 Сторінка 22	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

9.2 Вимоги до ПЗ RTU для збору інформації

Програмне забезпечення RTU має виконувати такий мінімальний набір функцій:

- створення бази даних реального часу контролера для роботи в стандартних протоколах обміну даними;
- налаштування модулів вводу/виводу;
- налаштування портів та протоколів передачі даних;
- можливість створення PLC програм для обробки даних реального часу, роботи з віртуальними даними, що передаються за протоколами обміну;
- можливість реалізації функцій керування, обробки, блокувань команд;
- налаштування блокувань команд керування комутаційним апаратом у момент вибору для керування з одного пріоритетного місця керування;
- створення конфігурацій для роботи з мережею IEC 61850 як клієнта, так і сервера, імпорт/експорт конфігурацій в ПЗ у форматі ICD для налаштування мережі IEC 61850;
- завантаження/читання конфігурацій контролерів;
- оновлення внутрішнього ПЗ RTU;
- здійснення діагностики RTU;
- налаштування архівів даних, можливості приєднання АРМ;
- налаштування прав доступу користувачів.

9.3 Вимоги до ПЗ мережевого обладнання

Мережеве обладнання та внутрішнє програмне забезпечення (firmware) мають бути сертифіковані на відповідність IEC 61850. Відповідність вищевказаному стандарту має бути підтверджена сертифікатами КЕМА або іншими лабораторіями, що сертифіковані КЕМА.

Програмне забезпечення для роботи з мережевим обладнанням повинно надавати можливості налаштування обладнання у повному обсязі функцій з можливістю збереження/відновлення налаштувань з регламентацією прав доступу на читання або зміну параметрів.

Для здійснення налаштувань/змін має бути можливість використання загальноновживаного ПЗ, такого, як terminal, telnet і таке інше.

У якості ПЗ для налаштування мережевого обладнання можливо використання вбудованих WEB-серверів як складових частин мережевого обладнання.

9.4 Вимоги до ПЗ SCADA

ПЗ SCADA повинна мати модульну структуру, а також можливості розширення функціонального складу, обсягів даних, що обробляються.

Перелік основних функцій, що має виконувати ПЗ SCADA:

- призначена для роботи 24/7;
- забезпечення автоматичного ведення баз даних, як реального часу, так і архівних, журналів аварій та подій із квітуванням сигналів;
- забезпечення можливості змін в архівній базі даних вимірів за наявності відповідного рівня доступу, з автоматичним перерахунком залежних параметрів якщо це можливо, за винятком журналів подій, аварій та системних повідомлень;
- забезпечення відображення схем, графіків, звітів, іншої інформації в обсягах, що визначаються технічним завданням та проектом;
- наявність модуля для відображення трендів-графіків у реальному часі;
- забезпечення можливості передачі команд керування та блокувань відповідно

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 23
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

до вимог IEC 61850, IEC 60870, інших протоколів обміну, що використовуються з підтримкою функції блокування комутаційного апарату від команд з інших джерел;

- наявність засобів діагностики інших пристроїв та самодіагностики;
- при наявності окремого АРМ інженера АСК ТП мати у комплекті (обов'язково для АСК ТП підстанцій) програмні засоби для налаштування додатків SCADA: редактори екранів, звітів, графіків, баз даних, налаштувань протоколів обміну даними, журналів, фарбування шин, інших функцій у повному обсязі;
- засоби розробки/налаштування прикладного програмного забезпечення повинні надавати можливість розробки та внесення змін без зупинки функціонування АСК ТП (без відключення SCADA);
- мати у комплекті засоби для розробки примітивів, наприклад, вимикача, роз'єднувача, інших необхідних нестандартних компонентів, що можуть мати вільну конфігурацію та приєднання до необмеженої кількості точок бази даних реального часу, даних-характеристик протоколів обміну даними (наприклад, показників якості даних), прив'язування до функцій динамічного фарбування шин;
- при наявності окремого АРМ інженера АСК ТП мати у комплекті редактор послідовностей операцій із врахуванням блокувань, що може використовуватися оператором;
- мати засоби налаштування багаторівневого доступу до функцій для різних користувачів;
- забезпечення додавання користувачів, груп користувачів у процесі експлуатації системи;
- забезпечення гарячого резервування серверів та розподіленої архітектури обробки даних;
- мати можливість відображення великої кількості графічних об'єктів на великих екранах (панелях) без затримки відображення змін на екранах;
- ПЗ має бути сертифіковане на відповідність IEC 61850, IEC 60870;
- ПЗ повинно підтримувати, як мінімум, стандарти OPC, ODBC, IEC 60870, IEC 61850, DNP 3.0, Modbus, SNMP, PTP, PTP v2, IEC 62439-3 (PRP та/або HSR).

10 ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Для уніфікації розробки програмного забезпечення дані реального часу повинні мати імена згідно із затвердженим кодифікатором сигналів.

Інформація про звітні форми, сигнали, налаштування систем має експортуватись в XML-формат для забезпечення можливості обробки іншими системами.

10.1 Перелік форм звітності

Для забезпечення виводу архівної інформації необхідно передбачати ведення журналів подій та аварій. Інформація повинна вибиратись з журналів як мінімум завданням таких параметрів: дат початку та закінчення вибірки, найменувань сигналів/фідерів/пристроїв, стану, також за специфічними параметрами, такими, як класи/групи аварій та подій, вимірювань та індикаційних параметрів. Для відображення звітів повинні використовуватись універсальні форми.

Для вимірювань та індикаційних параметрів звіти мають містити, як мінімум, такий набір даних:

- усереднені дані вимірів за кожну хвилину протягом години;
- усереднені дані за кожну годину протягом доби;
- усереднені дані за кожну добу протягом місяця;
- усереднені дані за кожний місяць протягом року.

Сторінок 41 Сторінка 24	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

Дані мають бути відображені у табличному та графічному вигляді. Для підстанції в цілому мають розраховуватися баланси потужностей, баланси струмів для контролю за якістю вимірів.

Термін зберігання даних має відповідати діючій нормативній документації.

Дані вимірів у реальному часі мають відображатися на графічних трендах з постійним оновленням.

Всі форми відображення повинні мати можливість експорту даних як у графічному, так і в текстовому форматі у вигляді, наприклад CSV-файлів.

Для можливості обробки даних іншими програмами база даних АСК ТП повинна мати функцію експорту даних у розповсюджені формати файлів баз даних.

10.2 Визначення переліку сигналів

Перелік сигналів на підстанціях з встановленими RTU для збору інформації має визначатися згідно з принципом необхідності та достатності, кількість сигналів має бути мінімально достатньою для відображення однолінійної схеми підстанції, набору вимірів – для задачі розрахунків математичної моделі мережі, сигналів спрацювання реле захистів – для мінімального інформаційного забезпечення диспетчера інформацією про технологічні процеси на підстанції.

Вимоги до мінімально обов'язкового об'єму телеінформації, що передається з підстанції на верхній рівень: положення всіх комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, заземлюючих ножів тощо), якщо вимикач має пофазне керування, то необхідно передавати положення кожної фази окремо; положення РПН та ТПР; виміри усіх електричних величин (електричний струм пофазно, активна та реактивна потужність зі всіх ЛЕП усіх класів напруги, що відходять від підстанції, з трансформаторів та автотрансформаторів з кожної сторони окремо; напруга на всіх системах та секціях шин усіх класів напруги та на всіх ЛЕП, що відходять від підстанції та обладнані трансформаторами напруги; частота).

На підстанціях із встановленими сучасними мікропроцесорними терміналами РЗА та контролерами керування необхідно формувати перелік сигналів для SCADA підстанції, виходячи з принципу отримання всієї істотної інформації, що обробляється пристроями РЗ та ПА, контролерами. До цієї інформації відносяться:

- сигнали пуску та спрацювання захистів, специфічних для окремих видів захистів сигналів;

- виміри струмів, напруг, активної, реактивної та повної потужностей пофазно, отримання з вимірювальних приладів усереднених значень струмів, напруг трьох фаз, сумарних пофазних значень активної, реактивної та повної потужностей трьох фаз;

- положення ключів керування, номери груп уставок;

- положення місця керування (Local/Remote);

- сигнали стану комутаційних апаратів;

- сигнали стану положення регулюючих пристроїв – РПН та інших;

- сигнали, що призводять до блокування керуванням комутаційними апаратами;

- сигнали стану основного обладнання, розрахункові дані про остаточний ресурс обладнання;

- сигнали стану вторинних кіл (наприклад, сигнали про стан автоматів, обриви вторинних кіл);

- сигнали діагностики пристроїв РЗ та ПА, контролерів, мережевих пристроїв;

- загальностанційні сигнали.

- SCADA підстанції повинна отримувати виміри зі всіх пристроїв РЗ та ПА, контролерів, та мати можливість заміни джерела вимірів (індикаційних параметрів)

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 25
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

для відображення на схемах на випадок виводу пристроїв РЗ та ПА, контролерів, та вимірювальних пристроїв з роботи.

На підстанціях, на яких введено дистанційне керування засобами АСК ТП, оператор повинен мати можливість дистанційного керування всім комутаційним обладнанням, в тому числі роз'єднувачами та заземлюючими ножами, а також положеннями РПН та ТПР.

Остаточний перелік сигналів визначається технічними завданнями та проектом.

11 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Склад і зміст робіт з метрологічного забезпечення АСК ТП на всіх стадіях розробки, впровадження та експлуатації повинні відповідати вимогам Закону України «Про метрологію і метрологічну діяльність», ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила».

Засоби вимірювальної техніки, які використовуються в АСК ТП, повинні бути внесені до Реєстру затверджених типів засобів вимірювальної техніки, що дозволені до застосування в Україні, або мати сертифікат відповідності, або відповідати вимогам технічних регламентів і бути повіреними.

Вимірювальні канали АСК ТП при проведенні дослідної експлуатації АСК ТП повинні пройти перевірку відповідно до розроблених програм і методик.

Проектна документація на АСК ТП повинна містити розділ «Метрологічне забезпечення», до складу якого повинні входити такі документи:

- перелік вимірювальних, керуючих та обчислювальних каналів з оцінкою їх точностних характеристик;

- перелік ЗВТ, що використовуються у технологічному циклі для контролю технологічних параметрів без оцінювання їх значень з нормованою похибкою (як індикатори), та перелік даних технологічних параметрів;

- розрахунок узагальнених метрологічних характеристик вимірювальних каналів за метрологічними характеристиками, зазначеними у паспорті або іншій нормативно-технічній документації на агрегатні засоби вимірювань, що входять у вимірювальний канал;

- методика перевірки вимірювальних каналів АСК ТП, затверджена згідно з чинним законодавством.

Вимоги до похибки каналів вимірювання основних технологічних параметрів повинні відповідати нормативним документам.

Точність при збереженні даних в архів (фіксації) має бути достатня для їх подальшого використання в розрахунках; величина квантування за рівнем, що визначає умови запису, має бути достатня для відтворення характеру процесу.

Дискретність часу реєстрації часу подій (у системі єдиного часу) повинна бути 1 мс.

12 ПРОЕКТ ТА ДОКУМЕНТАЦІЯ

Виконавець (постачальник) кожної підсистеми або проекту у складі АСК ТП повинен сформувати повний комплект технічної та експлуатаційної документації у складі, необхідному для проектування, монтажу, налагоджування, пуску, введення в експлуатацію, забезпечення належної експлуатації та технічного обслуговування обладнання ПТК.

Згідно з ГОСТ 34.602-89 та РД50-34.698-90 вимоги до документації регламентовано в таблиці 2 ГОСТ 34.201-89.

До документації необхідно додати сертифікати, які підтверджують характеристики АСК ТП згідно відповідним міжнародним стандартам. Надані сертифікати повинні бути отримані в акредитованих міжнародних установах, які мають право видавати зазначені сертифікати.

Сторінок 41 Сторінка 26	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

12.1 Вимоги до комплексу проектних робіт

Мінімальний перелік вхідних даних для розробки АСК ТП:

- плани підстанції;
- електрична частина проектів підстанції;
- проекти РЗА;
- проекти систем та засобів зв'язку;
- плани розташування диспетчерських пунктів, серверних, панелей, основного обладнання, панелей РЗА, систем живлення, іншого обладнання;
- проектна документація інших систем, що підлягають автоматизації, в частині інформаційного обміну;
- державні, галузеві та відомчі стандарти з проектування та будівництва АСК ТП, технічне завдання замовника.

Проект повинен включати в себе, як мінімум, таку інформацію:

- опис структурних та функціональних частин АСК ТП;
- опис загальносистемних рішень;
- опис технічного забезпечення з обов'язковим наведенням кодів замовлень контролерів та інших мікропроцесорних пристроїв, що постачаються окремо та у складі шаф;
- опис інформаційного забезпечення з обов'язковим переліком сигналів, що оброблюються АСК ТП, передаються в інші системи та отримуються із них;
- опис математичного забезпечення із алгоритмами обробки сигналів, розрахунків;
- специфікації програмного забезпечення усіх видів, що використовується.

12.1.1 Загальносистемні рішення

Обґрунтування АСК ТП.

Пояснювальна записка, що містить, як мінімум такі складові:

- загальні положення з описом мети, призначення та сфери використання АСК ТП з підтвердженням відповідності проектних рішень діючим нормативам, техніці безпеки і т. ін. згідно з діючими стандартами;

- основні технічні рішення з описом структури системи, засобів зв'язку компонентів системи, взаємозв'язків із суміжними системами, сумісності, рішень по режимах функціонування, діагностиці працездатності системи, обсягах, методах та послідовності обробки інформації, вхідних документах і повідомленнях, інших компонентах, рішення про склад програмних засобів, алгоритми, процедури, операції та методи;

- розрахунки надійності системи та її функцій згідно з вимогами РД 34.35.120-90. Розділ повинен містити розрахунки вірогідності безвідмовної роботи функцій, які виконуються декількома пристроями на основі показників безвідмовної роботи, що дають виробники обладнання, та топології апаратних та програмних засобів, що виконують функції (докладніше див. пп. 12.1.5);

- економічне обґрунтування вибору обладнання для забезпечення функцій та задач АСК ТП; обов'язково для обладнання, яке дублює функції іншого.

Структура функцій:

- елементи структури функцій АСК ТП (підсистем), автоматизовані та автоматичні функції, завдання, сукупність операцій, що виконуються;
- інформаційні зв'язки між елементами та іншими системами з описом змісту повідомлень та/або переліку та опису сигналів, що передаються;
- деталізовані схеми частин функцій.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	Сторінок 41 Сторінка 27
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

12.1.2 Технічне забезпечення

До складу документів повинна входити робоча документація згідно з А.2.4 «Система проектної документації для будівництва», як мінімум:

- плани розміщення та апаратури, кабельних трас, включно плани приміщень, що містять розміщення засобів технічного забезпечення, таких, як перетворювачі, пристрої АСК ТП (сервери, робочі станції, термінали РЗА, контролери, комунікаційне обладнання і т. ін.);
- схеми розміщення обладнання на панелях (у шафах);
- креслення загального вигляду шаф, панелей АСК ТП, включно з компоновкою та розміщенням пристроїв, елементів мнемосхем, специфікаціями з кодами замовлень;
- схеми з'єднань та підключень зовнішніх пристроїв;
- схеми принципів електричні;
- кабельні журнали;
- специфікації обладнання та матеріалів згідно з ДСТУ Б А.2.4-10;
- опитувальні листи та габаритні креслення відповідних видів обладнання та виробів;
- повна специфікація матеріалів та обладнання.

12.1.3 Інформаційне забезпечення

До інформаційного забезпечення мають входити, як мінімум:

- перелік вхідних та аналогових сигналів з найменуванням, діапазону виміру, вимог до точності та періодичності опитування, типу сигналу, адреси пристрою та сигналу, протоколу обміну даними;
 - дискретні сигнали з найменуванням, розрядністю, періодичністю отримання, типу, адреси пристрою та сигналу, протоколу обміну даними.
- Перелік вихідних сигналів має включати в себе найменування, кількість знаків, тип, кодове позначення сигналу, дані про протокол обміну або вказання звіту, схеми, повідомлення і т. ін., що використовують сигнали;
- Опис інформаційної бази даних має містити, як мінімум:
- логічну структуру даних (імен);
 - фізичну структуру (для БД) відповідно до програми, що обробляє дані;
 - організацію ведення інформаційної бази;
 - структури архівних даних;
 - перелік подій, аварій та повідомлень з логікою формування сигналів, пріоритетами, повідомленнями;
 - опис даних з кожного пристрою (термінали РЗА, контролери, мережеве обладнання і т. ін.).

12.1.4 Математичне забезпечення

Математичне забезпечення повинно включати, як мінімум:

- опис первинної (масштабування, діапазони, перетворення даних і т. ін.) обробки сигналів та розрахункових параметрів;
- опис логіки блокувань та керування;
- опис реалізації функцій керування програмами (схемами, звітами, архівами, експортом даних і т. ін.).

12.1.5 Розрахунок надійності функцій

Проектні рішення мають містити розрахунок надійності підсистем, АСК ТП підстанції в цілому. Основною метою розрахунку є отримання вірогідності відмови системи/підсистем (MTBF) та відповідність РД 34.35.120-90.

Для розрахунків мають бути використані дані виробників обладнання з напрацювання приладів, що використовуються, на відмову. Для розрахунку

Сторінок 41 Сторінка 28	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	ДП «НЕК «Укренерго»
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

необхідно використовувати параметри MTBF однієї методики (Telcordia, Mil-HNDBK 217F, IEC 60605-4 і т. ін.), рекомендується використовувати MTBF по MIL-HDBK-217F, що дає песимістичні параметри напрацювання на відмову та більше використовується для розрахунків надійності АСК ТП.

Експлуатаційні параметри проєктованих АСКТП повинні бути не гірше, ніж наведені в табл. 12.1.5.1.

Таблиця 12.1.5.1

Експлуатаційний параметр	Клас згідно з ДСТУ IEC 60870-4	Значення параметра
Середній наробіток між відмовами (Mean Time Between Failures, MTBF)	R3	≥ 8760 год
Експлуатаційна готовність (Availability, A)	A3	≥ 99,95 %
Середній час до відновлення працездатності (Mean Time to Restoration, MTTR)	M4	≤ 6 год
Середня тривалість ремонту (Repair Time, RT)	RT4	≤ 24 год
Імовірність появи прихованої помилки (residual Information Error probability, IE)	I3	≤ 10-14
Відокремлювальна здатність (Separation Capability, SP)	SP3	≤ 5 мс
Роздільна здатність за часом (Time Resolution, TR)	TR4	≤ 1 мс
Загальна похибка (Overall Error, E)	A4	≤ 0,5 %
	Ax*	

*Окремо унормовується і застосовується до цифрових вхідних величин у разі їх наявності.

При розрахунках слід враховувати надійність роботи живлення, вторинних кіл з усіма підключеними пристроями, котушок керування основним комутаційним обладнанням, пристроїв РЗА та АСК ТП, мережі, промислових комп'ютерів, АРМ і т. ін.

При тому, що різні методи розрахунку MTBF при різних тестових параметрах дають різні результати на напрацювання на відмову, розрахунки мають теоретичний характер, але сприяють створенню найбільш оптимальної структури АСК ТП, оптимізації використання вторинних кіл та зменшенню кількості обладнання при зберіганні надійності та спрощенні обслуговування АСК ТП та РЗА.

13 ВИМОГИ ДО ПЕРСОНАЛУ

Організація, чисельність, режим роботи та підпорядкування персоналу, що обслуговує комплекс АСК ТП ПС, визначається діючими нормативами чисельності промислово-виробничого персоналу для обслуговування магістральних і міждержавних електричних мереж та штатним розписом, вимогами проєкту до експлуатації АСК ТП.

Персонал, що обслуговує АСК ТП, повинен мати відповідний кваліфікаційний рівень та пройти спеціалізоване навчання з обладнання всіх складових АСК ТП в сертифікованих навчальних центрах відповідних виробників підсистем з підтвердженням (сертифікацією) отриманих знань. Постачальники (виробники) підсистем повинні організувати навчання персоналу, що обслуговує АСК ТП. Обсяг навчання повинен забезпечити персонал знаннями та практичними навиками для подальшої самостійної експлуатації елементів системи.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 29
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

В підрозділі, що обслуговує АСК ТП, повинна зберігатись повна технічна та експлуатаційна документація для всіх елементів системи.

Користувачами системи є оперативний персонал, персонал технічних, експлуатаційних та ремонтних підрозділів (служб), технічне керівництво.

Кожен з користувачів повинен бути зареєстрований в системі з відповідним рівнем прав та повноважень для роботи з АСК ТП відповідно до посадової інструкції.

В проектній документації необхідно надати розрахунки чисельності, вимоги до кваліфікації персоналу, який обслуговує АСК ТП, а також рекомендації щодо термінів, об'ємів і умов проведення технічного обслуговування АСК ТП.

Для оперативного персоналу повинні бути розроблені інструкції з порядку дій при поточній експлуатації АСК ТП ПС та при ліквідації аварійних ситуацій для забезпечення безперервної роботи системи.

14 ВИМОГИ ОХОРОНИ ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЇ

Робота з охорони праці на енергооб'єктах повинна проводитися в строгій відповідності з Кодексом законів України про працю, Законом України «Про охорону праці» та іншими нормативно-правовими актами.

На кожному енергооб'єкті, в кожному структурному підрозділі і на робочому місці повинні бути створені умови праці відповідно до вимог нормативних актів, а також забезпечено дотримання прав працівників, гарантованих законодавством про охорону праці.

Уся робота з охорони праці повинна бути спрямована на створення системи організаційних заходів і технічних засобів, призначених для запобігання впливу на працівників небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Проекти АСК ТП мають відповідати діючим нормам з охорони праці та мати, при необхідності, опис спеціальних засобів з охорони праці, що безпосередньо пов'язані з реалізацією АСК ТП.

На енергооб'єктах повинні бути розроблені і затверджені інструкції з охорони праці для всіх працівників виробничих професій, а також на окремі види робіт (роботи на висоті, монтажні, ремонтні тощо) згідно з вимогами НД НПАОП 0.00-4.15-98 і НПАОП 0.00-6.03-93 «Про порядок опрацювання і затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві».

Під час виконання будівельно-монтажних, налагоджувальних і ремонтних робіт на одному і тому ж устаткуванні або споруді одночасно декількома організаціями за договорами з енергооб'єктом, керівництво цеху (дільниці) спільно з керівництвом підрядних організацій повинно розробити спільний графік робіт і план узгоджених заходів з охорони праці, виробничої санітарії, радіаційної і вибухопожежобезпеки, які враховують взаємодію експлуатаційного, будівельно-монтажного, налагоджувального та ремонтного персоналу.

Весь персонал повинен бути практично навчений способам надання першої долікарської допомоги потерпілим при нещасних випадках безпосередньо на місці події згідно з вимогами НАОП 1.1.10-5.05 «Інструкція щодо надання першої допомоги потерпілим у зв'язку з нещасними випадками при обслуговуванні енергетичного обладнання». Перевірка знань інструкції повинна проводитись під час первинної та періодичної перевірки знань з охорони праці. Щорічно, із застосуванням сучасних тренажерів, повинно проводитись навчання персоналу для підтримання навичок з надання першої долікарської допомоги.

Персонал, згідно з типовими нормами безплатної видачі, повинен бути забезпечений спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту, мийними засобами залежно від характеру виконуваних робіт і зобов'язаний ними користуватись під час роботи.

Сторінок 41 Сторінка 30	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України	ДП «НЕК «Укренерго»
СОУ НЕК 35.101:2018		
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

Природоохоронна діяльність при впровадженні АСК ТП здійснюється згідно з діючими нормативними документами.

15 ПІДГОТОВКА ОБ'ЄКТА ТА ВИПРОБУВАННЯ

До приймання АСК ТП до експлуатації має бути, як мінімум:

- закінчено будівельні, монтажні та опоряджувальні роботи в частині споруд, що призначені для АСК ТП;
- закінчено будівництво кабельного господарства, захисних та спеціальних споруд, електричного живлення технічних засобів АСК ТП відповідно до робочої документації;
- здійснено приймання технічних засобів АСК ТП із забезпеченням вимог документації, транспортування та зберігання на майданчику Замовника;
- забезпечено захист технічних засобів АСК ТП від псування та несанкціонованого доступу;
- закінчено будівельні, монтажні та налагоджувальні роботи з улаштування систем протипожежного захисту відповідно до проектної документації, а на діючих об'єктах ці системи знаходяться в справному стані.

До завершення монтажних та налагоджувальних робіт АСК ТП експлуатаційний персонал замовника має бути укомплектований та має пройти спеціальне навчання.

За узгодженою програмою і методикою випробувань на відповідність вимогам контракту, проекту та дійсному технічному завданню, прийманню підлягають технічні засоби ПТК, базове та прикладне програмне забезпечення, АСК ТП в цілому.

Всі види випробувань проводяться приймальною комісією, що організовується та затверджується замовником. До складу комісії повинні бути включені повноважні представники-управителі замовника, розробника, постачальника та проектувальника.

Технічне і технологічне забезпечення та керівництво випробуваннями АСК ТП на об'єкті здійснює замовник.

Перед випробуваннями АСК ТП має бути представлена у складі, як мінімум:

- технічного завдання на АСК ТП;
- проекту АСК ТП;
- змонтованого та налагодженого АСК ТП у складі апаратного та програмного забезпечення;
- експлуатаційної документації у повному обсязі;
- ЗІП.

Перед випробувальними іспитами має бути проведене навчання експлуатаційного персоналу замовника.

За результатами випробувань складаються акти про відповідність окремих підсистем, функцій і АСК ТП в цілому дійсному технічному завданню, проектній документації та їх готовності до передачі в експлуатацію.

Перед прийманням АСК ТП мають бути визначені:

- види, склад, обсяг і методи випробувань системи та її складових частин;
- загальні вимоги до приймання робіт за стадіями (перелік підприємств і організацій, які беруть участь у випробуваннях, місце і терміни їх проведення), порядок погодження та затвердження приймальної документації;
- статус приймальної комісії (державна, міжвідомча, відомча).

Випробування системи АСК ТП в цілому може бути розділено на випробування окремих її частин і підсистем згідно з проектом за узгодженням із замовником.

Для приймання системи в промислову експлуатацію повинен бути виданий наказ, у якому повинно бути визначено склад комісії і порядок приймання робіт. До складу комісії повинні ввійти представники замовника, розробника та інших зацікавлених організацій.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 31
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

При вводі системи АСК ТП в дію відповідно до ГОСТ 34.603-92 повинно бути проведено такі види випробувань:

- попередні випробування і введення в дослідну експлуатацію;
- дослідна експлуатація;
- приймально-здавальні випробування і введення в постійну експлуатацію.

Програми і методики випробувань (попередніх, приймальних в дослідну експлуатацію, приймальних в промислову експлуатацію та інших за необхідністю) повинні бути розроблені розробником згідно з РД 50-34.698-90 та ГОСТ 34.603-92.

Метою проведення попередніх випробувань є перевірка відповідності основних функцій системи (підсистеми) технічному завданню та проекту і визначення можливості прийняття в дослідну експлуатацію. Попередні випробування повинні проводитись на об'єкті замовника за погодженими програмою та методикою. Результати попередніх випробувань повинні оформлятися протоколами. За результатами попередніх випробувань повинен складатись акт про прийняття системи (підсистеми) в дослідну експлуатацію.

Основною метою дослідної експлуатації є визначення експлуатаційних характеристик технічних і програмних засобів системи (підсистеми) і перевірка їх відповідності вимогам проекту та технічного завдання, а також вивчення персоналом замовника експлуатаційної документації та отримання необхідних навичок з експлуатації системи. Виявлені недоліки повинні записуватись в журнал дослідної експлуатації.

За результатами дослідної експлуатації повинні бути усунені виявлені недоліки і скоригована (в разі необхідності) експлуатаційна документація.

Рекомендована тривалість дослідної експлуатації не менше 1 місяця.

Метою проведення приймально-здавальних випробувань є оцінка якості дослідної експлуатації і вирішення питання про можливість прийняття системи в промислову експлуатацію.

Приймально-здавальні випробування проводяться на об'єктах замовника за погодженими програмою та методикою.

Результати приймально-здавальних випробувань повинні оформлятися протоколами. За результатами приймально-здавальних випробувань повинен складатись акт прийому-передачі системи в промислову експлуатацію.

Мінімальна програма випробувань АСК ТП має включати в себе перевірку:

– живлення пристроїв АСК ТП та зв'язку, що використовуються для передачі інформації АСК ТП, від двох незалежних джерел, переключення живлення з одного джерела на інше, часу живлення від акумуляторної батареї;

– роботи всіх алгоритмів керування АСК ТП;

– синхронізації часу всіх компонентів АСК ТП;

– проходження всіх сигналів керування (за виключенням деяких сигналів, які не можна перевірити, наприклад, збій процесора, внутрішні помилки, помилки програмної апаратної частин пристроїв), блокувань, телесигналізації та вимірів в межах АСК ТП та із суміжними системами:

– правильність значень сигналів, якість сигналів, міток часу, розрахункових параметрів;

– правильність обробки невірних значень, виходів значень вимірів за допустимі межі;

– відображення компонентів/схем залежно від значень сигналів, внесення подій до журналів з коректними підписами, архіви;

– перевірка коректності роботи функцій екранів, схем, таблиць;

– перевірка блокувань при управлінні, перевірка коректності роботи команд керування з усіх рівнів керування;

– перевірка правильності роботи систем автентифікації та розподілення прав користувачів в частині доступу до даних та видачі команд керування;

Сторінок 41 Сторінка 32	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	ДП «НЕК «Укренерго»
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

- перевірка реєстрації аварійних подій в системі, квітування, запису всіх подій до журналів;
- коректності роботи архівів, видачі графіків та звітів;
- правильності роботи всіх механізмів резервування (пристроїв, локальних сегментів мережі, серверів тощо);
- інформаційної безпеки у повному обсязі її реалізації з відповідною перевіркою каналів зв'язку;
- роботи всіх АРМ;
- метрологічних характеристик каналів вимірювання.

ДП «НЕК «Укренерго»	Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ ОЕС України СОУ НЕК 35.101:2018	Сторінок 41 Сторінка 33
Розробник – ДП «НЕК «Укренерго»		

Додаток А
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1 IEC 60255 (усі частини) Electrical Relays (Реле вимірювальне і захисне обладнання)

2 IEC 60870-5-103 Companion standard for the informative interface of protection equipment (Пристрої та системи телемеханіки. Частина 5-103: Протоколи передачі - Супровідний стандарт інформаційного інтерфейсу захисту обладнання)

3 IEC 60870-6-503:2014 Telecontrol equipment and systems - Part 6-503: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - TASE.2 Services and protocol (Обладнання та системи телемеханіки. Частина 6-503: Протоколи телеконференції, сумісні із стандартами ISO та рекомендаціями ITU-T - TASE.2 . Сервіси та протокол)

4 IEC 62056 Electricity metering Data exchange for meter reading, tariff and load control (Вимірювання електроенергії – обмін даними для вимірювання лічильників, регулювання тарифів та навантаження. Відкритий протокол, відповідно до стандарту IEC 62056 (DLMS/COSEM)

5 IEC/TR 62357-1:2016 Power systems management and associated information exchange - Part 1: Reference architecture (Управління системами живлення та пов'язаний з ними обмін інформацією. Частина 1. Довідкова архітектура)

6 IEC 62439-3:2016 Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR) (Промислові комунікаційні мережі. Автоматизовані мережі з високою робочою доступністю. Частина 3. Протокол паралельного резервування (PRP) та доступність до резервування (HSR)

7 IEEE Std C37.111-2013 (IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04) - IEEE/IEC Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems (Реле електричні. Частина 24. Загальний формат для обміну транзитними даними (COMTRADE) в електричних мережах)

8 IEEE Std C37.114-2014 (Revision of IEEE Std C37.114-2004) - IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines (Керівництво для визначення місця розташування короткого замикання на лінії передачі і розподілу змінного струму)