

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»

(повне найменування закладу вищої освіти)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматичної, електроніки та телекомунікацій
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему **Розроблення автоматизованої системи електропостачання
споживачів Полтавської області**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Педан М.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Трет'як А.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Янченко Р.А.

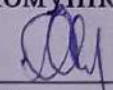
(прізвище та ініціали)

Полтава - 2023 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
автоматики, електроніки та
телекомунікацій


О.В. Шефер
“ 04 ” 09 2023 р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Педану Максиму Олександровичу

1. Тема проекту (роботи) **«Розроблення автоматизованої системи електропостачання споживачів Полтавської області»**
керівник проекту (роботи) **Трет'як Андрій Валерійович к.т.н., доцент**
затверджена наказом вищого навчального закладу від “04” 09 2023 року № 986-П9
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 13.12.2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технологічна документація та Схеми нормального режиму ПС «Красногорівка 110/35/10 кВ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз технологічного об'єкта управління та системи що пропонується. Дослідження основних технологічних та загальносистемних функцій АСУ ТП. Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):

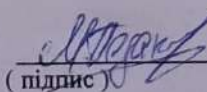
- 1) Схема нормального режиму ПС Красногорівка 110/35/10 кВ
- 2) Титульний слайд
- 3) Актуальність роботи
- 4) Мета роботи
- 5) Елементи системи
- 6) Приклад промислової робочої станції оператора
- 7) Вигляд програми SCADA
- 8) Економічна частина
- 9) Вистовки

6. Дата видачі завдання 02.10.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Примітка
1	Аналіз технологічного об'єкта управління та системи що пропонується	18.10.23		30%	СНР
2	Дослідження основних технологічних та загальносистемних функцій АСУ ТП	21.11.23		60%	
3	Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС	13.12.23		100%	

Магістрант


(підпис)

Педан М.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Трет'як А.В.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 Аналіз технологічного об'єкта управління та системи що пропонується.....	9
1.1 Програмно-технічні засоби нижнього рівня.....	12
1.2 Програмно-технічні засоби середнього рівня.....	13
1.3 Програмно-технічні засоби верхнього рівня.....	16
Висновки за розділом.....	18
2 Дослідження основних технологічних та загальносистемних функцій АСУ ТП.....	19
2.1 Елементи системи.....	20
2.2 Сервер ВУ SCADA.....	24
2.3 Методика випробувань запропонованої системи.....	37
2.4 Технічні вимоги до АСУ ТП.....	39
2.5 Технологічні функції АСУ ТП.....	51
2.6 Загальносистемні функції АСУ ТП.....	58
2.7 Суміжні засоби системи контролю та управління підстанцією.....	62
2.8 Розрахунок ліній 0,4 кВ.....	63
Висновки за розділом.....	72
3 Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС.....	74
3.1 Капітальні вкладення.....	74
3.2 Річні експлуатаційні витрати.....	75

3.3 Оцінка ефективності проекту щодо впровадження АСУ ТП.....	78
Висновки за розділом.....	79
ВИСНОВКИ	81
Список використаних джерел	

Вступ

На сьогоднішній день одним з основних технічних рішень щодо питання підвищення надійності електропостачання, швидкості та безпомилковості дій персоналу, покращення контролю над технологічним процесом є впровадження автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП).

АСУ підстанції створюється з метою забезпечити комплексну автоматизацію технологічних процесів, що призводить до підвищення ефективності та надійності роботи обладнання.

Поставлена мета досягається за рахунок:

- подання персоналу більш повної, достовірної інформації про роботі обладнання;
- Спрощення експлуатації засобів автоматизації підстанції;
- Суттєвого скорочення пристроїв та зменшення кількості відмов засобів автоматизації підстанції.

Розробка АСУ ТП передбачає вирішення наступних завдань:

1. Аналіз технологічного об'єкта управління та пропонованої системи;
2. Дослідження основних загальносистемних та технологічних функцій АСУ ТП;
3. Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП.

Для вирішення першого завдання передбачається складання характеристики об'єкта автоматизації, а також опис складу та структури системи.

Засоби АСУ ТП мають забезпечувати реалізацію широкого набору різних функцій, з урахуванням принципів проектування АСУ для високовольтних підстанцій (ПС) Ці функції вирішуються шляхом використання програмного забезпечення, що постачається у складі комплексу, що є базою для створення АСУ ТП.

Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на підстанції є комплексним аналізом організаційних, технічних та економічних характеристик проектного рішення.

Основним елементом впровадження під час реалізації АСУ ТП є автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

«Система АСКОЕ ПС призначається для здійснення автоматизації процесу комерційного обліку електроенергії та потужності, а також для контролю розподілу та споживання електроенергії та потужності, проходить через усі приєднання підстанції з метою отримання на всіх рівнях управління точної, достовірної та легітимної інформації».

Створення системи АСКОЕ ПС передбачає виконання наступного обсягу робіт:

- розробка, погодження та затвердження технічно-робочого проекту;
- постачання обладнання та програмного забезпечення;
- монтаж обладнання на об'єкті;
- пуско-налагоджувальні роботи;
- налагодження технічних та програмних засобів АСКОЕ;
- конфігурація, програмування лічильників, пристроїв збору та передачі даних (ПЗПД) та ін обладнання;
- ревізія інформаційно-вимірювального комплексу (ІВК);
- попередні випробування;
- досвідчена експлуатація системи;
- затвердження типу АПС як одиничного екземпляра засобів вимірювань (СІ):
 - розробка програми та методики випробувань з метою затвердження типу СІ;
 - Проведення випробування з метою затвердження типу СІ;
 - внесення АСКОЕ до Держреєстру СІ;
- створення Методики виконання вимірів:

- розробка та узгодження технічного завдання (ТЗ);

- метрологічна перевірка вимірювальних каналів АСКОЕ;
- проведення приймальних випробувань системи, здавання комплексу в постійну експлуатацію.

Монтаж та налагодження обладнання має проводити кваліфікований персонал. Рівень підготовки монтажників відповідно до «Правил техніки безпеки з влаштування та експлуатації електроустановок на напругу до 1000В» має бути не нижче 3 кваліфікаційної групи з електробезпеки, а також їм мають бути надані відповідні захисні засоби.

Впровадження АСУ на підстанції дозволить модернізувати підстанцію та оснастити об'єкт управління мікропроцесорними пристроями захисту та автоматики, об'єднання різних засобів автоматизації в єдину інформаційну та керуючу систему.

1. Аналіз технологічного об'єкта управління та системи що пропонується.

До складу компонентів технологічного об'єкта управління (ТОУ), охоплюваних АСУ ТП знижувальної ПС Красногорівка 110/35/10, входить силове обладнання ВРП 110 кВ, КРП 35 кВ, ЗРП-10 кВ, ЩВП-0,4 кВ, обладнання системи оперативного щита постійного струму (ЩПС) і т.п., допоміжне обладнання ПС.

Таким чином, до складу ТОУ входить таке основне електротехнічне обладнання:

- трифазні автотрансформатори 110/35/10 кВ;
- трансформатор власних потреб 10/0,4 кВ;
- Обладнання ВРП 110 кВ:
 - вимикач 8 шт.;
 - роз'єднувач з одним заземлюючим ножем 12 шт.;
 - роз'єднувач із двома заземлюючими ножами 11 шт.;
- Обладнання КРП 35 кВ:
 - вимикач 24 шт.;
 - Роз'єднувач DS ES 48шт.;
 - роз'єднувач HSES 30 шт.;
- Обладнання ЗРП 10 кВ:
 - вимикач 2 шт.;
 - обладнання ЩВП 0,4 та ЩПС;
- Інженерні системи.

До керованих засобами АСУ ТП елементів підстанції відносяться:

- силові вимикачі 110 кВ;
- силові вимикачі 35 кВ;
- лінійні роз'єднувачі та заземлюючі ножі 110 кВ;
- Роз'єднувачі та заземлюючі ножі 35 кВ;
- РПН автотрансформаторів 110/35/10 кВ;
- Вимикачі 10 кВ;
- Ввідні та секційні автоматичні вимикачі.

«Крім того, керованими елементами суміжних систем РЗА та ПА підстанції, для яких також передбачається можливість управління з допомогою засобів АСУ ТП є мікропроцесорні пристрої зазначених систем щодо забезпечення можливості зміни елементів конфігурування та уставок (груп уставок)».

У перспективі підстанція має експлуатуватися без постійного обслуговуючого персоналу на об'єкті (на перших етапах експлуатації – з постійним чергуванням оперативного персоналу).

У режимі, що не обслуговується, присутність на ПС персоналу - оперативновидної бригади (ОВБ) – потрібна при:

- аваріях та надзвичайних ситуаціях, для їх виявлення та подальшого усунення;
- проведення ремонтних робіт та введення в експлуатацію відремонтованого обладнання;
- технічне обслуговування відповідно до графіка (планове);
- Позапланове технічне обслуговування.

Для забезпечення можливості роботи ПС без присутності оперативного персоналу при проектуванні АСУ ТП береться до уваги наступне:

- системи інформаційного обміну повинні мати підвищену надійність;
- наявність можливості здійснення контролю та тестування, як силового електрообладнання, так і програмно-технічних засобів систем управління (АСУ ТП, РЗА), а також можливість дистанційного керування (Телеуправління) режимами ПС;
- Забезпечення можливості дистанційного управління технологічними процесами на підстанції;
- можливість реалізації пожежної сигналізації, системи доступу на територію та приміщення, моніторингу метеоданих та температури в приміщеннях для стеження за станом приміщень, будівель, споруд та території ПС.

«АСУ ТП будується як єдина, інтегрована, ієрархічна, розподілена людино-машинна система, що працює в темпі перебігу технологічного процесу, оснащена засобами управління, збору, обробки, відображення, реєстрації, зберігання та передачі інформації.

У Системі виділяється три рівні програмно-технічних засобів (ПТЗ): нижній (польовий), середній та верхній.

До нижнього (польового) рівня відносяться всі пристрої, пов'язані з об'єктом управління та забезпечення збору даних та передачі керуючих сигналів, необхідні роботи всієї системи у штатному режимі.

В якості ПТЗ нижнього рівня використовується набір локальних мікропроцесорних пристроїв (контролерів), у тому числі: пристроїв вимірювання, сигналізації та управління, що підключаються до промислових мереж передачі».

«Середній рівень утворюють пристрої концентрації, обробки та передачі інформації від пристроїв нижнього рівня на верхній рівень та від верхнього рівня на нижній.

До верхнього рівня відносяться засоби передачі, зберігання, накопичення та подання інформації, а також засоби локальної обчислювальної мережі, що об'єднує робочі станції системи».

1.1 Програмно-технічні засоби нижнього рівня

До нижнього (польового) рівня відносяться всі пристрої, які безпосередньо пов'язані з об'єктом управління. Нижній рівень запропонованої Системи будується на базі наступних пристроїв:

1) Пристрої, що входять до складу системи:

- контролер приєднання SPRECON-E-C;
- лічильники електричної енергії Satec PM 175.

2) ПТС суміжних підсистем (загалом):

- релейного захисту, автоматики та управління (РЗА);
- протиаварійної автоматики (ПА);
- комерційного контролю та обліку електроенергії;
- моніторингу та діагностики (авто)трансформаторного обладнання;
- інженерні та допоміжні системи, у тому числі технологічне та охоронне відеоспостереження та ін.

У складі проектованої системи всі пристрої, що використовуються виконують такі функції:

- прийом та обробка аналогової інформації;
- прийом та обробка інформації про функціонування обладнання ПС;

- моніторинг режиму в даний момент часу та стану комутаційних апаратів та допоміжного обладнання;
- автоматизоване керування комутаційними апаратами підстанції;
- надання доступу до пристроїв релейного захисту та забезпечення можливості зміни уставок терміналів;
- різні види сигналізації;
- збереження інформації про аварійні ситуації з можливістю записи осцилограм для проведення подальшого аналізу інженерними службами РЗА;
- постійний контроль параметрів електроустаткування (комутаційних апаратів, автотрансформаторів);
- технічний облік електроенергії, розрахунок балансів;
- контроль якості електроенергії;
- визначення місця пошкодження на ПЛ - ЗМУ (засобами МП пристроїв РЗА та АСУТП);
- передача даних між рівнями ієрархії управління режимами та експлуатацією ЕП.

1.2 Програмно-технічні засоби середнього рівня

До складу засобів середнього рівня входять пристрої передачі інформації між нижнім та верхнім рівнем ієрархії; пристрої, що забезпечують синхронізацію компонентів системи; пристрої передачі даних до інших систем. До таких пристроїв належать:

- функціональні контролери, що забезпечують зв'язок із пристроями нижнього рівня (РЗіА);
- контролер SPRECON-E-C;

- обладнання, що відноситься до низового обладнання технологічного ЛОМ (Локально обчислювальна мережа);
- Обладнанням системи єдиного часу.

Функціональний контролер (концентратор)

Як функціональний контролер використовується контролер виробництва ТОВ «Енергопроматоматизація». Цей контролер використовується для забезпечення зв'язку з пристроями нижнього рівня, а також виконує обробку даних та передає дані на сервер АСУ ТП підстанції. У ФК є восьмиканальна плата, що забезпечує потрібне кількість каналів зв'язку. Для зв'язку використовуються інтерфейси RS-485/232, Ethernet і т.д. Лінії зв'язку виконуються з оптоволокна та «крученої» пари. Кількість каналів зв'язку, що одночасно обслуговуються, безпосередньо залежить від ступеня завантаження контролера. Пристрої середнього рівня виконані на базі контролерів промислового виконання, що підвищує надійність. У як операційна система використовується система QNX, яка є системою реального часу.

Сервер ТМ

Сервер ТМ є станційним контролером SPRECON-E-C, оснащений апаратним забезпеченням (комплект комунікаційних плат та ін) та спеціалізованим програмним забезпеченням.

Програмне забезпечення контролера SPRECON-E-C дозволяє здійснити:

- 1) Збір інформації в частковому обсязі з пристроїв нижнього та середнього рівнів АСУТП підстанції за протоколом МЕК 60870-5-104;
- 2) Передання даних на верхній рівень з використанням протоколу МЕК 60870-5-104 для основних каналів та МЕК 60870-5-101 для резервних каналів.

Необхідний для передачі обсяг інформації затверджується відповідними службами і є список сигналів.

Низове обладнання технологічної локальної обчислювальної мережі (ЛОМ) АСУ ТП

Технологічна обчислювальна мережа АСУ ТП проектується принципом кільцевої топології. Лінії зв'язку виконуються з використанням оптоволокна марки 100 Base-FX. У складі мережі також використовуються спеціальні комутатори. Побудова мережі за кільцевим принципом дозволяє підвищити стійкість системи до відмов окремих елементів (комутаторів) або обрив лінії зв'язку між ними.

Обладнання системи єдиного часу (СЄЧ)

На території підстанції встановлюються 2 GPS-приймачі, на базі яких будується система єдиного часу СЄЧ АСУ ТП використовується для точної синхронізації часу пристроїв нижнього рівня з еталонним (астрономічним) часом.

Для синхронізації серверів SCADA, АРМ операторів, а також контролерів Sprecher SPRECON-E-C використовується ЛОМ АСУ ТП.

Синхронізація здійснюється за протоколом NTP. Цей протокол здатний забезпечити точність синхронізації не більше 1 мс.

Для синхронізації серверів SCADA, АРМ операторів використовується протокол NTP або MEK 870-5-105, що дозволяє досягти точності синхронізації не більше 50-100 мс.

Інші пристрої та підсистеми, у разі неможливості синхронізації по виділеній шині або мережі Ethernet, синхронізуються по послідовним портам через сервери. Такий спосіб дозволяє забезпечити точність синхронізації не

більше 50-500 мс. За наявності технічної можливості пристрою синхронізуються через виділену шину.

1.3 Програмно-технічні засоби верхнього рівня

Верхній рівень системи представлений сервером системи та автоматизованими робочими місцями (АРМ).

Сервер ВУ

У складі пропонованої АСУ ТП передбачається постачання сервера SCADA системи SCADA. Сервер здійснює збір, обробку інформації,

її збереження в архівах та відправлення її на АРМ операторів для надання користувачам Системи. «Сервер ВУ-представлений дубльованим Сервером бази даних, на якому концентрується вся інформація від концентраторів середнього рівня, охоплюючи всі параметри нормального режиму, які надходять з контролерів SPRECON-E-C, технічного обліку електричної енергії, мікропроцесорних захистів».

Автоматизовані робочі місця персоналу (АРМ), обслуговуючого систему

«Місцерозташування автоматизованих робочих місць визначаються потребами підстанції та розташовуються залежно від топології ЛОМ енергооб'єкта. На підстанції у явному вигляді передбачені такі види АРМ:

- АРМ ОП (оперативного персоналу);
- АРМ інженера служби РЗА, суміщений з АРМ інженера служби АСУ».

Основні вимоги до АРМ:

- «Користувач СКАДА системи повинен мати доступ до оперативної інформації, що дозволяє якісно та кількісно оцінити стан об'єкта чи підсистеми.
- Виведення кількісної інформації під час аварії або зміни режиму повинен виконуватися на вимогу, поданням одноразового сигналу (натискання кнопкою) з будь-якої відеоформи.
- Візуалізація даних повинна проводитись з використанням усіх сучасних засобів відображення (зміна колірної гами, висновок інформації у графічній, табличній та узагальненій формі, використання об'ємних зображень, використання аудіозасобів і т.д.).
- Система повинна забезпечувати можливість модифікації відеоформ користувачем простими засобами, самостійно без зміни та переробки програмного забезпечення.
- У системі має бути повністю виключено "нав'язування" кількісної інформації, тобто відбувається автоматична блокування спливаючих меню, автоматична зміна відеокадрів по подій тощо.
- Несанкціонований доступ до робочої станції та системи відображення має бути заборонено системою паролів».

ВИСНОВКИ

Засоби АСУ ТП повинні забезпечувати реалізацію системи контролю та управління підстанції, яка вирішує завдання управління, контролю, вимірювань та діагностики з передачею інформації до центру управління мережами (ЦУМ).

При цьому засоби АСУ ТП підстанції виконуватимуть функції традиційних пристроїв телемеханіки.

Програмно-технічні засоби, що входять до складу АСУ ТП ПС 110/35/10 кВ, повинні бути серійними, уніфікованими з терміном служби не менше 12 років «за умови проведення необхідних технічних заходів щодо обслуговування кожного компонента та системи в цілому».

Середній термін служби МП терміналів захисту та автоматики повинен бути не менше 20 років.

Розробка ПТК повинна здійснюватись на основі та з урахуванням положень та вимог, що діють нині стандартів, норм, правил та інших НТД.

2 Дослідження основних технологічних та загальносистемних функцій АСУ ТП

Функції АСУ ТП поділяються на технологічні та загальносистемні. Відмова хоча б однієї з основних функцій суттєво ускладнює експлуатацію обладнання ПС.

"Рішення про розподіл функцій залежить від конкретних вимог до проекту та ефективності використання апаратного та ресурсного забезпечення програмними модулями".

Електрична підстанція є важливою частиною електричної системи. З появою перегулювання в електроенергетиці важливість автоматизації підстанцій ще більше зросла і стала необхідністю сучасної електромережі наступного покоління. Автоматизація підстанції також представляє великий інтерес як нова проблема для дослідників та науковців у всьому світі через правильну експлуатацію, технічне обслуговування та аналіз потоку навантаження в сучасній енергетичній промисловості.

«Інформація про існуючі умови різних обладнання на підстанції дає чітку картину стану її компонентів. Крім того, інформація про напрям потоку електроенергії допоможе провайдеру електропостачання краще контролювати цю підстанцію. Хоча можна контролювати стан обладнання в підстанції вручну, людські помилки та швидкість реакції системи стають вирішальними факторами під час створення успішної системи моніторингу. Щоб зменшити ці обмеження та покращити комунікаційні та комп'ютерні технології, технічне обслуговування підстанції на основі умов стає можливим за допомогою онлайн-вимірювальних приладів. Таким чином, потрібно виміряти інформацію про робочий рівень напруги, величину потоку струму і напрям потоку потужності в різних вузлах шин, частоті живлення і т. д., щоб передавати і зберігати в центральному місці, щоб їх віддалений моніторинг та

аналіз. Крім того, аналіз тенденцій виконується з використанням вищезгаданих збережених даних для кращого планування та розширення підстанції. Аналіз потоку навантаження допомагає реалізації працездатності вузлів, і будь-який несправний вузол, якщо він виникає, може бути ізольований від ланцюга, щоб підтримувати безперебійне харчування в зоні безпеки».

«З досягненнями електронних та програмних технологій системи диспетчерського контролю та збору даних широко використовуються в автоматизації промислових установок. Він забезпечує ефективний інструмент для моніторингу та управління обладнанням у виробничих процесах у режимі онлайн. АСУТП завжди включає кілька функцій, наприклад, виявлення сигналу, контроль, людино-машинний інтерфейс, управління і мережеву взаємодію».

«В останні роки, що знижують підстанції (ЗП) забезпечуються обладнанням, яке дозволяє повністю керувати ними. Це особливо корисно не тільки для цілей контролю та планування, але також для виявлення помилкових вимірів, які можуть негативно вплинути на продуктивність ЗП».

2.1 Елементи системи

Контролер приєднання SPRECON-E-C

«Платформа SPRECON-E-C, будучи багатифункціональним пристроєм автоматики, може застосовуватися як контролер приєднання, комунікаційний сервер чи пристрій телемеханіки. Завдяки модульній структурі конфігурація пристрою може бути гнучкою та адаптована до різних застосувань. Пристрій підтримує всі основні протоколи інформаційного обміну, завдяки чому легко здійснює інтеграцію різних пристроїв сторонніх виробників. SPRECON-E-C має вільно програмовану логіку, що дозволяє виконувати практично будь-які

функції контролю та управління. Пристрої супроводжуються єдиним об'єктно-орієнтованим інженерним інструментарієм для конфігурування системи. Крім того, можна здійснити встановлення панелі керування з монохромним або кольоровим графічним дисплеєм».

Основні функції контролера SPRECON-E-C:

- Збір дискретних (24 В, 220 В) та аналогових (4-20 мА) сигналів;
- Формування команд управління комутаційними апаратами; формування дискретних вихідних сигналів для ланцюгів блокування та сигналізації;
- визначення та розрахунок електричних величин за допомогою підключення до вимірювальних ТТ та ТН на пряму;
- технічний облік електроенергії;
- «управління обладнанням за місцем за допомогою стаціонарної або переносної панелі керування з монохромним або кольоровим дисплеєм»;
- візуалізація стану аварійно-попереджувальних сигналів на панелі сигналізації (опціонально);
- логічні блокування (локальні, централізовані або розподілені);
- Виконання послідовностей перемикачів;
- «конфігуровані функції логічного оброблення сигналів»;
- вільно програмована логіка відповідно до стандарту МЭК 61131;
- Контроль синхронізму (опціонально);
- файлообмін даними з ієрархічно вищими та нижчими пристроями за допомогою синхронних та асинхронних послідовних портів та мережі Ethernet;
- зведення подій до архіву»;

- точна (до 1 мс) синхронізація часу (NTP, GPS, IRIG-B або по протоколу MEK 60870-5-10x);

- Автоматична самодіагностика;

- віддалене параметрування та обслуговування.

Основні протоколи обміну інформацією, що підтримуються контролером SPRECON-E-C: MEK 60870-5-104, MEK 61850, MEK 60870-5-101, ПЕК 60870-5-103, Modbus, RP570, SPA-bus, DNP 3.0. Можлива реалізація додаткових чи нестандартних протоколів.

Панель керування SPRECON-E-C

Панель управління (рисунок 1) забезпечує можливість локального контролю та управління обладнанням відповідного приєднання або електроустановки. Вона може приєднуватись прямо до контролера SPRECON-E-C або встановлюватися на дверях шаф на відстані до 15 м/1500 м. Інтерфейс користувача панелі управління україніфікований.



Рисунок 1 - Панель керування контролера SPRECON-E-C:

1 - Світлодіоди стану (Готовність, Зв'язок, Місцеве управління);

2 – Клавiші навігації; 3 - функціональні вільно конфігуровані

клавiші; 4 - Клавiші керування («I» – команда включення, «O» – команда відключення, "E" - команда підтвердження); 5 - Вільно конфігурований ключ (місцеве/дистанційне/обхід блокування); 6 – Графічний дисплей; 7 - Панель для маркування, що виготовляється за технічними умовами замовника; 8 - Світлодіоди стану, що вільно конфігуруються, і сигналізації

2.1.2 Багатофункціональні лічильники електроенергії Satec PM175

Прилад серії PM175 (малюнок 2) є компактним, багатофункціональним трифазним лічильником та аналізатором якості електричної енергії змінного струму, спеціально розробленим для задоволення вимог широкого спектру користувачів від розробників електричних панелей до операторів підстанцій.



Рисунок 2 – Зовнішній вигляд приладу Satec PM175

Прилад забезпечує трифазні вимірювання параметрів електроенергії, включаючи показники якості, у розподільчих енергосистемах, моніторинг зовнішніх подій, взаємодія із зовнішнім обладнанням через контакти реле, швидкодіючий та довгостроковий запис у самому приладі вимірюваних параметрів та форми хвилі, а також подій та статистики відповідно до стандартів: EN50160, ГОСТ 32144-2013 включаючи флікер та інтергармоніки.

Трирядковий LED дисплей забезпечує зручне читання даних з приладу. Модуль дисплея може видалятися на відстань до 1000 метрів від приладу (за відстані більше 3 метрів потрібно додаткове джерело живлення). Також можливе встановлення графічного дисплея RGM180.

Два порти зв'язку дозволяють локальне та віддалене автоматичне читання даних із приладу та його установки через канал зв'язку, а також із використанням програми збирання даних. Є різні опції віддаленого зв'язку з приладом, включаючи телефонні лінії, локальну мережу та Інтернет.

2.2 Сервер ВУ SCADA

Апаратне забезпечення серверного рівня АСУ ТП

«Верхній (операторський) рівень АСУ ТП реалізується на базі комп'ютерів промислового виконання.

Промислове виконання забезпечує підвищений рівень захисту від впливу вібрацій, пилу, вологи та інших несприятливих факторів.

Як правило, станція забезпечується декількома широкоекранними моніторами, функціональною клавіатурою та необхідними мережевими адаптерами для підключення до мереж верхнього рівня (наприклад, на базі Industrial Ethernet). Станція оператора дещо відрізняється від звичних для

офісних комп'ютерів, перш за все, своїм виконанням експлуатаційними характеристиками».

На малюнку 3 зображено робочу станцію оператора системи SIMATIC PCS7 виробництва Siemens, що володіє такими технічними характеристиками:

- Основний обчислювальний процесор: Intel Pentium 4, 3.4 ГГц;
- оперативна пам'ять типу: DDR2 SDRAM об'ємом 4 ГБ;
- материнська плата на основі чіпсету 945G;
- Вінчестер з інтерфейсом Serial ATA-RAID 1/2 та загальним обсягом 120ГБ;
- Ступінь захисту від зовнішніх впливів: IP 31;
- Температура довкілля під час експлуатації: 5 – 45 °С;
- Вологість у приміщенні: 5 – 95 % (без утворення конденсату);
- Операційна система, що встановлюється на робочу станцію: Windows XP Professional/2003 Server.

Системний блок як правило монтується в стійку, що замикається для кращої захищеності та запобігання несанкціонованому доступу.



Рисунок 3 – Приклад промислової робочої станції оператора

2.2.1 Програмне забезпечення серверного рівня АСУ ТП

«На станції оператора встановлюється програмний пакет візуалізації технологічного процесу (SCADA). Більшість пакетів візуалізації працюють під управлінням операційних систем сімейства Windows».

ПЗ візуалізації служить на вирішення таких задач:

1. Відтворення даних у графічному вигляді (мнемосхеми);
2. Індикація порушення нормального режиму роботи устаткування;
3. Зведення до архіву інформації про перебіг технологічного процесу;
4. Забезпечення доступного контролю оператором над об'єктами управління;

5. Управління доступом та фіксування операцій, що виконуються диспетчером;

6. Автоматизоване формування звітних протоколів за певний проміжок часу.

2.2.3 Автоматизовані робочі місця (АРМ) персоналу

Види АРМ в АСУ ТП підстанції

Автоматизоване робоче місце персоналу (АРМ) є сукупність програмно-технічних засобів та обчислювальної техніки та складається з одного або декількох комп'ютерів, а також включає в себе периферійні пристрої.

Для АСУ ТП підстанції 110/35/10 кВ передбачені такі види АРМ, що розміщуються на самій підстанції:

- «АРМ оперативного персоналу – АРМ ОП;
- АРМ інженера служби РЗА та інженера служби АСУ».

АРМ відеоспостереження не входить до обсягу постачання по справжній пропозиції.

ПТК АСУ ТП дозволяє організувати оперативно-диспетчерське та диспетчерсько-технологічне управління підстанцією з АРМ, розміщених у віддалених пунктах, з передачею інформації та команд управління з стандартним міжнародним протоколам. Винятком є забезпечення прямого доступу до МП пристроїв РЗА на підстанції з автоматизованих робочих місць служб РЗА (вимагає окремого каналу зв'язку).

АРМ оперативного персоналу

На АРМ під час роботи ПС в режимі, що не обслуговується, передбачені:
2 взаєморезервуючих робочих станції моніторингу та оперативного

управління комутаційними апаратами; монітор системи відеоспостереження; кольоровий струменевий принтер (формат А3).

З робочої станції АРМ ВП можливе виконання перемикання груп вставок МП пристроїв РЗА, а також введення прискорень резервних захистів.

Передбачено захист від несанкціонованого використання АРМ ОП.

Використання мнемосхем та відеокадрів сприяє підвищенню ефективності моніторингу, за рахунок оперативного відтворення даних про поточний режим роботи обладнання АСУ ТП.

Екрани процесу відображають:

- ведення поточного режиму:
 - контроль виникнення технологічних порушень;
 - контроль відхилень параметрів режиму від заданих значень;
 - контроль відхилень від нормальної схеми;
 - контроль відхилень від диспетчерського графіка;
 - контроль та реалізація завдань засобів системної та протиаварійної автоматики;
- ведення мнемосхеми;
 - завдання стану комутаційних апаратів, у тому числі виведених у ремонт;
 - завдання значень параметрів режиму;
 - ліквідація технологічних порушень та відновлення нормального режиму;
 - управління обладнанням;
 - підготовка режиму для виконання робіт;

- контроль ремонтів обладнання.

«Інформація подається у вигляді однолінійних мнемосхем, забезпечуючи при цьому:

- візуалізацію технологічних об'єктів, фактичних параметрів та сигналів, що надходять до системи контролю та управління;

- навігацію по відеокадрах за принципом «від загального до приватного» та навпаки;

- відображення попереджувальних та аварійних сигналів, а також наявність можливості квітування цих сигналів;

- відображення неготовності апаратури до керування та втрати достовірності інформації (у тому числі - щодо положення комутаційної апаратури);

- підтримку діалогу для виконання функцій управління з відображенням інформації у відповідь, що надходить від керованого об'єкта ».

Вигляд мнемосимволів та їх забарвлення, а також кількість відображуваних параметрів на фрагментах та їх форми визначаються при робочому проектуванні системи.

Надається можливість роздрукування екранних форм на принтері з фіксацією часу друку.

Крім відображення даних про поточний режим роботи обладнання АСУ ТП є можливість виклику на екран архівної інформації та її обробки з фільтрацією за передбаченими ознаками.

Все обладнання АРМ ОП розраховане на цілодобову експлуатацію.

Приклади мнемосхем АРМ ОП (екранних та звітних форм) наведено на малюнках.

Отчет за период времени с 06.12.2003 по 09.12.2003 по устройствам Экра				09.12.2003 10:14:21
Названия устройств	Состояние	Количество срабатываний	%	
Экра				
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Неисправность блока	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Реле подтверждения отключения (РПО)	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Реле подтверждения включения (РПВ)	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Авария - индикация	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Контрольный выход	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Неисправность блока	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Реле подтверждения отключения (РПО)	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Реле подтверждения включения (РПВ)	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Авария - индикация	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 1С Я-1 Б.32704 Контрольный выход	Выкл	1	6,67	
Итого по устройству Экра		75	100,00	

Рисунок 4 – Приклад звітної форми

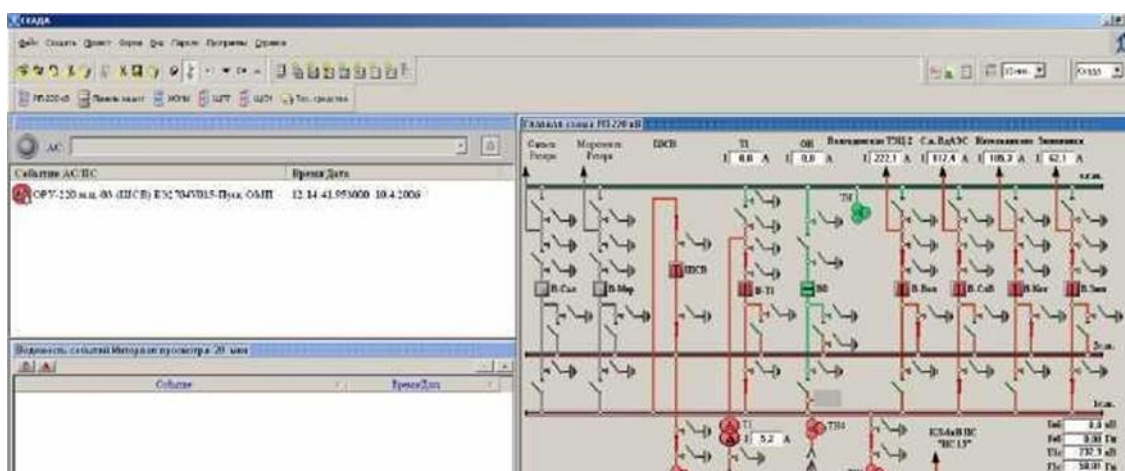


Рисунок 5 - Приклад екранної форми

АРМ інженера служби РЗА

Основне завдання АРМ РЗА - робота з МП пристроями РЗА, РАС, ПА у режимі «online», ретроспективний аналіз отриманої аварійної інформації.

АРМ інженера РЗА включає одну робочу станцію: стаціонарний комп'ютер, постійно підключений до ЛОМ ПТК та терміналів РЗА, РАС.

В рамках єдиного інтерфейсу внутрішньосистемних комунікацій між компонентами системи забезпечено регламентований доступ до МП пристроїв РЗА та відповідним контролерам АСУТП з автоматизованих робочих місць, як оперативного персоналу, так і інженера-релейника (служби РЗА).

З АРМ інженера-релейника за допомогою спеціального що поставляється інструментарію системи управління «СКАДА-РЗА» забезпечуються наступні функції щодо інтеграції з пристроями МП РЗА, РАС:

- «Дистанційний перегляд конфігурації, уставок, станів дискретних входів/виходів, діагностичних параметрів МП пристроїв РЗА та ПА;

- дистанційна зміна як окремих уставок, так і активної групи уставок пристроїв МП РЗА у діалоговому режимі;

- зчитування подій та осцилограм з МП пристроїв РЗА та РАС в ручному та автоматичному режимі;

- видача лічених осцилограм у форматі COMTRADE з метою їхнього подальшої обробки;

- доступ до архіву вже лічених осцилограм та подій для ретроспективний аналіз;

- відображення стану окремих функцій захисту;

- управління поточною (оперативною) базою даних (структура БД, атрибути всіх аналогових та дискретних сигналів: ідентифікатори, типи, ознаки, апертури, уставки, масштаби, тексти повідомлень тощо);

- підготовка та коригування мнемосхем (з прив'язкою до сигналів, анімацією тощо);

- конфігурування ЛОМ (призначення властивостей абонентів мережі - АРМ /шлюзи/контролери; структурування мереж, визначення прав користувачів - паролі/функції);

- розробка форм звітів та протоколів;

- підготовка технологічних програм управління;

- завантаження, підготовка, налагодження та оновлення програм АРМ, контролерів та ін.»;
- діагностика контролерів, АРМ та ін. (статусна інформація, коди помилок, стан входів/виходів);
- перенесення архівної інформації на довгострокові носії;
- періодичне створення резервних копій основних файлів АСУТП (база даних по сигналах, системні файли, контролерні програми та т.п.);
- діагностика та налаштування ПТС системи єдиного часу (ПЕВ).

Доступ інженера-релейника до МП пристроїв РЗА ПС незалежний від стану інших компонентів АСУ, що дозволяє підвищити надійність системи управління. Інженер-релейник може змінювати настройки уставок, проводити аналіз осцилограм та аварійних подій.

Відображувані на АРМ оперативного персоналу служби РЗА екрани процесу містять мнемокадри, що забезпечують доступ до МП терміналів РЗА та аварійним МП реєстраторам (за їх наявності). Приклади мнемосхем АРМ РЗА наведено малюнку 5.

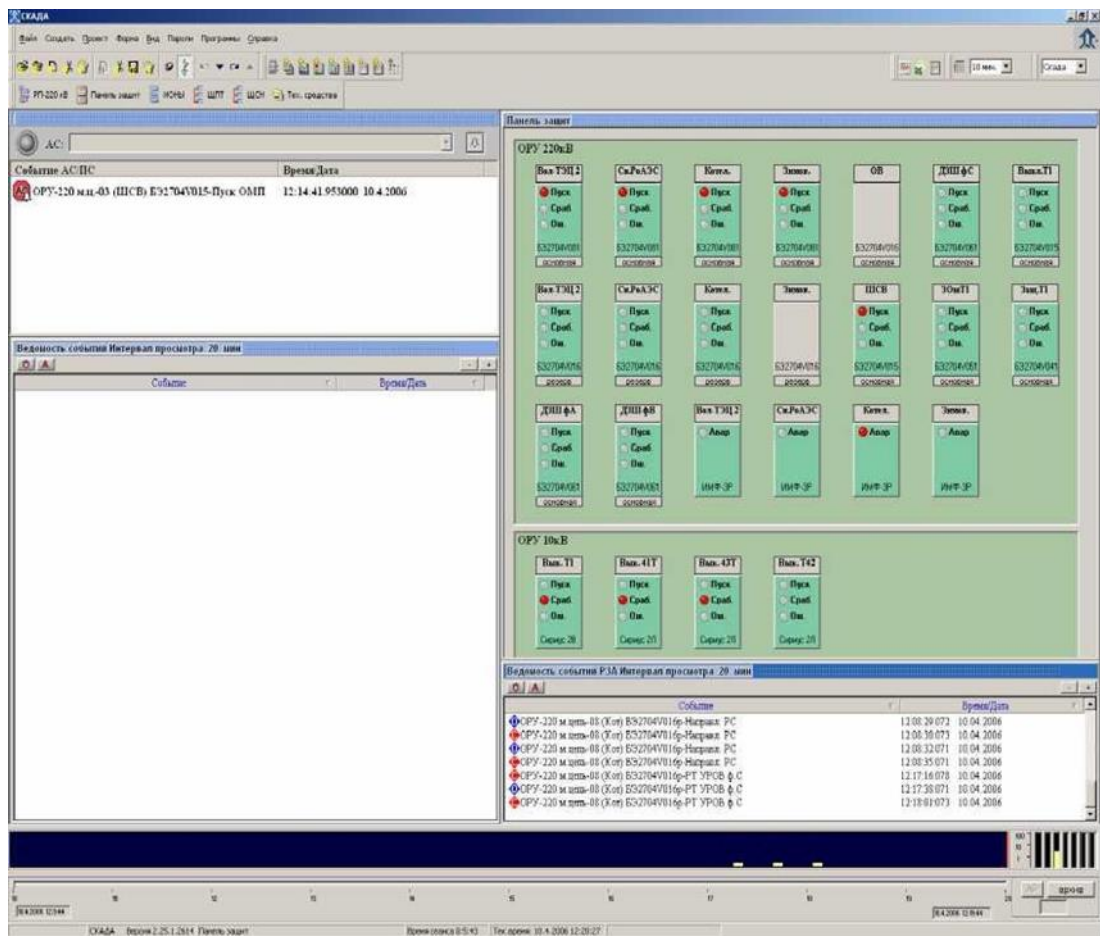


Рисунок 6 – Приклад мнемосхеми

У процесі аналізу осцилограм на АРМ забезпечується можливість:

- отримання вже попередньо обробленої інформації із Сервера системи у вигляді єдиного, аварійного процесу;
- повного доступу до архівної інформації на сервері;
- вибору аварійної інформації за шаблонами;
- об'єднання в одній аварії до 1000 осцилограм аварійних процесів;
- відображення на осцилограмі послідовності спрацьовування захистів комутаційної апаратури та інших дискретних сигналів, що мають місце у загальному архіві АСУ ТП;
- спільне відображення графіків аналогових та дискретних величин, у тому числі від різних приєднань, на одній осцилограмі;

- автоматичного розбиття по кадрах за заздалегідь заданим користувачем критеріям (в один кадр потрапляє інформація від фізично пов'язаних величин, наприклад, 3 фази струмів і 3 фази напруг за приєднанням);
- режиму прокручування осцилограм;
- наявності оглядового кадру, що дозволяє здійснювати експрес-аналіз всього аварійного процесу та швидко переміщатися по аварії;
- зміни масштабу по осях X, Y графіків;
- виділення кольору кривих та маркування точок;
- визначення амплітудних та діючих значень струмів та напруги, а також вимірювання часових інтервалів;
- побудови векторних діаграм;
- спектрального аналізу;
- фільтрація U, I «за першою гармонікою»;
- збереження отриманої інформації в локальному архіві на АРМ і служби РЗА та АСУ для довготривалого зберігання або обміну інформацією між службами ПС;
- документування отриманої інформації;
- організація передачі отриманої інформації на верхній рівень.

Приклади мнемосхем підсистеми обробки осцилограм ЦРА

наведено на малюнках.



Рисунок 7 – Приклад мнемосхеми із графіками

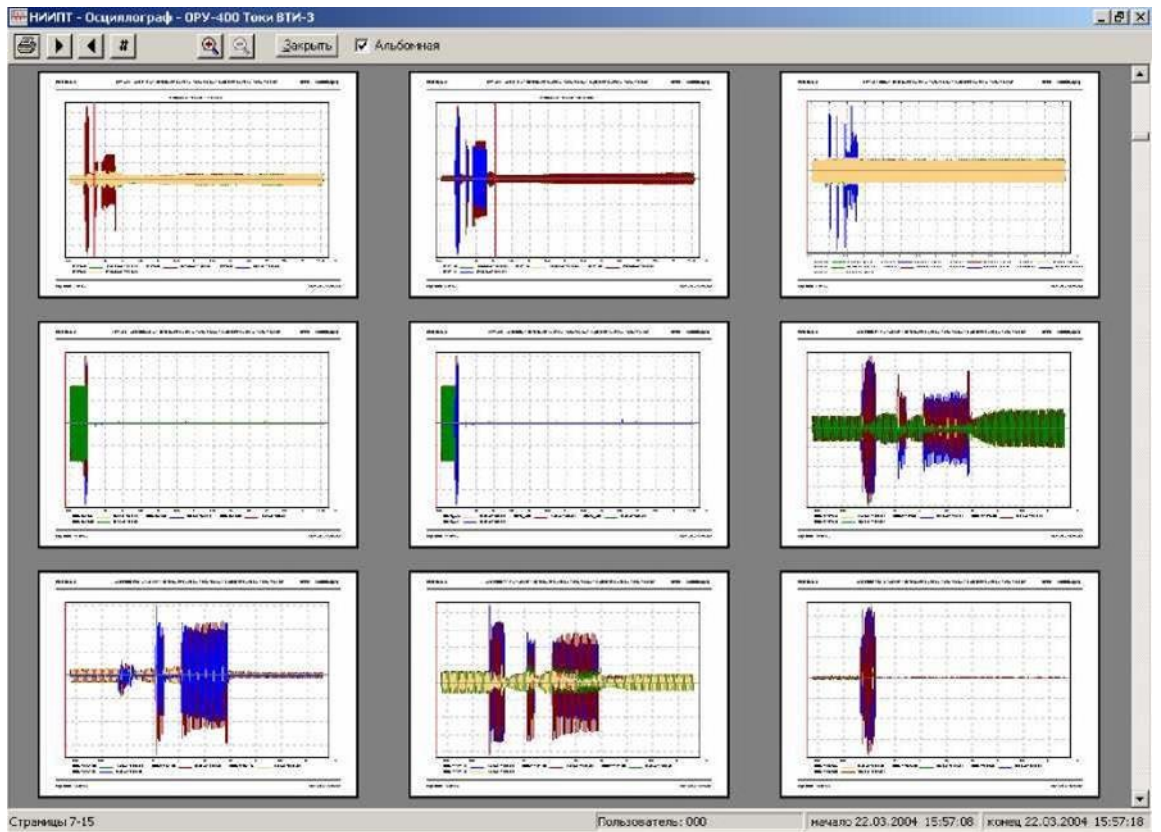


Рисунок 8 - Приклад мнемосхеми з осцилограмами

АРМ інженера служби АСУ

«АРМ інженера служби АСУ, суміщений з АРМ інженера служби РЗА та призначений для виконання інструментальних, налагоджувальних та діагностичних функцій стосовно ПТС АСУ ТП».

Для організації АРМ інженера служби АСУ передбачено два комп'ютера (робочі станції): стаціонарний та переносний. «До складу функцій, що реалізуються в АРМ інженера служби АСУ, входять:

- управління поточною (оперативною) базою даних (структура БД, атрибути всіх аналогових та дискретних сигналів: ідентифікатори, типи, ознаки, апертури, уставки, масштаби, тексти повідомлень тощо);

- підготовка та коригування мнемосхем (з прив'язкою до сигналів, анімацією тощо);

- конфігурування ЛОМ (призначення властивостей абонентів мережі - АРМ/шлюзи/контролери; структурування мереж, визначення прав користувачів - паролі/функції);

- розробка форм звітів та протоколів;

- підготовка технологічних програм управління;

- завантаження, підготовка, налагодження та оновлення програм АРМ, контролерів та ін.»;

- діагностика контролерів, АРМ та ін. (статусна інформація, коди помилок, стан входів/виходів);

- Перенесення архівної інформації на довгострокові носії;

- періодичне створення резервних копій основних файлів АСУТП;

- діагностика та налаштування ПТС системи єдиного часу (СЄЧ);

- відображення (та сигналізація) результатів діагностики компонентів ПТК АСУТП.

2.3 Методика випробувань запропонованої системи

«У процесі проектування пристрою потрібно визначити докладний план тестування. План тестування містить вимоги, що ґрунтуються на специфікації тестованого пристрою, список необхідного обладнання для тестової обстановки, опис усіх запланованих тестів та очікуваних результатів тестування. Як вхідні дані в кожній фазі ми використовуємо план тестування, як вихід з кожного етапу, ми отримуємо звіт про результати тестування, що позитивно завершилися, і той, де ми повинні повторити випробування або звіт про помилку. Якщо деякі вимоги не пройшли тестування, важливо використовувати систему у вигляді проблема/питання - система стеження, через яку інженер-випробувач повідомляє, що помилка була знайдена».

Залежно від цього, здійснюється ПКІ чи ПТП тестування, звіт про помилку скеровується вивчення чи групі розробників (у разі тестування ПКІ), чи виробничої групі (до технік ПТП).

Коли відповідна група виправляє помилку, вона повідомляє, що помилку виправлено, потім інженер-випробувач повторює етап, на якому він виявив помилку і через що були припинені випробування.

Тестування обладнання

Перша фаза полягає у вивченні правильності апаратного пристрою. Огляд демонстраційної монтажною схеми, з'єднань у ній, змонтованих електронних компонентів, виявлення, перевірка та виправлення помилок, які могли статися під час виготовлення.

Зібрані демонстраційні монтажні схеми тестуються на наявність електричного з'єднання та нескінченний опір у різних вузлах.

Наступний етап - це монтаж (пайка), де використовуються оптичні випробування та рентгенівське випромінювання, щоб перевірити, чи є потрібні компоненти у потрібному місці, і чи є вони правильно зорієнтованими, або є погані пайки, замикання тощо.

Тестування функціональності

Друга фаза – це тестування програмного забезпечення пристрою. Після звіту з тестування обладнання, зазначеного позитивно, ми приступаємо до перевірки працездатності пристрою. Складність цієї фази залежить від конструкції пристрою.

Тестування функціональності визначається як діяльність, що проводиться, щоб оцінити якість обладнання та програмного забезпечення системи, для їх поліпшення, через виявлення недоліків і помилок. План тестування на даному етапі містить вимоги, які підготовлені відповідно до специфікацій пристрою, опис тестового середовища, яке моделюватиме реалістичне робоче середовище ІУ, докладні інструкції ходу тестування, які передбачають всі функції, що підтримуються ІУ та передбачуваний результат тесту. Залежно від призначення пристрою визначатиметься прийнятне відхилення щодо результату тесту.

Навантажувальне тестування

Навантаження тестування - це третя фаза. Метою цієї фази є перевірка стійкості системи, коли навколишні та інші умови відрізняються від номінальних, що визначаються специфікацією пристрою. Ця фаза передбачає тестування поза нормальної роботи, часто навмисне заподіяння виходу пристрою з ладу, на користь результатів тестування. План тестування визначає середовище, в якому пристрої повинні бути випробувані, умови довкілля, тривалість випробування, залежно від призначення пристрою та очікуваних тестових результатів.

Тестування надійності

Заключна фаза тестування пристрою полягає у вивченні роботи у понад номінальних умовах та наслідків таких ситуацій, при неправильному використанні пристрою. Тестування надійності визначається як ступінь, у якому система чи компонент можуть нормально функціонувати в екстремальних умовах.

Зміст цих тестів визначається відповідно до аналізу ризиків та наслідків використання ІУ у середовищі за межами заданих умов (РВАВ) - режим відмови та аналізу впливу).

План тестування визначає середовище, в якому пристрої повинні бути випробувані, умови довкілля, тривалість випробування, залежно від призначення пристрою та очікуваних результатів.

Залежно від призначення пристрою, найекстремальніші та найнесподіваніші ситуації, в яких ОП може виявитися, вже були припущені, наприклад, падіння пристрою, проливання рідин, швидке охолодження або нагрівання пристрою тощо.

2.4 Технічні вимоги до АСУ ТП

Вимоги до автоматизованих робочих місць (АРМ) персоналу

Автоматизоване робоче місце є автоматизованим програмно-технічним комплексом, оснащеним персональним комп'ютером і периферійними пристроями.

В АСУ ТП ПС мають бути передбачені такі АРМ, що розміщуються на самій підстанції:

- АРМ оперативного персоналу.
- АРМ інженера служби АСУ/РЗА.

- АРМ адміністратора ССПТІ.

«Кожне АРМ має спеціалізуватися під виділені завдання та мати відповідний інтерфейс (мнемокадри, система меню, мнемосимволи, способи групування інформації тощо) та спеціалізоване програмне забезпечення. Встановлення на перерахованих АРМ сторонніх програм, що не передбачені постачальником ПТК, забороняється»

Вимоги до АРМ оперативного персоналу

«У складі АРМ ОП, що розміщується на підстанції і є основним робочим місцем чергового оператора (при роботі ПС в режимі, що обслуговується) або персоналу ОВБ (у перспективі - при роботі ПС в необслуговуваному режимі), повинні бути передбачені дві взаєморезервні робочі станції моніторингу та управління з ідентичними функціональними можливостями».

Робочі станції АРМ ОП мають забезпечувати можливість:

- контролю оперативної схеми та стану обладнання.

- управління комутаційними апаратами.

- контролю стану пристроїв управління (РЗА, ПА, ПТК та ін.) та локальних мереж передачі даних.

- Перемикання груп уставок МП пристроїв РЗА, введення прискорень резервних захистів та інших функцій.

- Доступу до інформації аварійних режимів (подій та осцилограм).

Місце розташування (установки) робочих станцій визначається під час проектування з урахуванням того, що крім робочих станцій на робочому місці диспетчерів ОП розміщуються обладнання, що не входить до постачання АСУ ТП:

- Засоби підстанційного зв'язку;

- Засоби диспетчерського зв'язку.

Повинен бути передбачений захист для запобігання несанкціонованому використанню робочих станцій АРМ ОП.

Для оперативного відображення інформації повинні використовуватися екрани процесу (мнемосхеми, відеокадри), вміст яких має визначатися на стадії розробки документації.

Екрани процесу повинні відображати:

- поточний режим та стан головної електричної схеми ПС;
- стан основного та допоміжного електрообладнання;
- поточний режим та стан схем ВПР 110кВ та КРП 35кВ;
- поточний режим та стан схем ЗРП 10 кВ, а також схем ЩВН та ЩПТ;
- Стан пристроїв систем РЗА, ПА;
- Стан коштів АСУ ТП.

«Інформація має подаватися у вигляді однолінійних мнемосхем, забезпечуючи при цьому:

- візуалізацію технологічних об'єктів, фактичних параметрів та сигналів, що надходять у систему контролю та управління;
- навігацію по відеокадрах за принципом "від загального до приватного" і навпаки;
- відображення попереджувальних та аварійних сигналів, а також наявність можливості квітування цих сигналів »;
- індикація втрати контролю за управлінням апаратурою та достовірністю даних про режим роботи комутаційної апаратури;
- забезпечення обміну інформацією при здійсненні управління.

Візуалізація інформації має здійснюватися за допомогою анімованих мнемосимволів на мнемокадрах. Вибір мнемосхеми та фрагмента здійснюється оператором.

Ступінь подробиці зображень комутаційної апаратури та елементів схеми, вид мнемосимволів та їх забарвлення, а також кількість параметрів, що відображаються на фрагментах та їх форми визначаються при робочому проектуванні системи.

Має бути можливість роздруківки мнемосхем (на принтері) з фіксацією часу.

Крім поточної оперативної інформації, має бути можливість виклику на екран архівної інформації та її обробки з фільтрацією за заданими ознаками.

Текстова інформація на мнемокадрах та меню має бути українською мовою.

Все обладнання АРМ ОП має бути розраховане на цілодобову експлуатацію.

Необхідно передбачити для АРМ ОП кольоровий струменевий принтер формату А3.

Вимоги до АРМ інженера служби РЗА АСУ ТП

Основне завдання АРМ служби РЗА - робота з МП пристроями РЗА, ПА, РАС у режимі on-line, а також ретроспективний аналіз отриманої аварійної інформації.

АРМ інженера РЗА повинен включати стаціонарну робочу станцію, постійно підключену до ЛВС ПТК і терміналів РЗА (в загальному випадку);

Програмні засоби, у тому числі спеціальне «інструментальне» програмне забезпечення, що постачаються в комплекті ПТС АСУ ТП, повинні забезпечувати:

- дистанційний перегляд конфігурації, уставок, станів дискретних входів/виходів, діагностичних параметрів МП пристроїв захисту;
- дистанційна зміна як окремих уставок, так і активної групи уставок пристроїв МП пристроїв захисту у діалоговому режимі;
- «зчитування подій та осцилограм з МП пристроїв та спеціалізованих реєстраторів та зберігання їх у стандартному форматі COMTRADE з метою їх подальшої обробки»;
- доступ до аварійної інформації (осцилограми та події) для ретроспективного аналізу чи передачі на верхні рівні управління;
- відображення стану окремих функцій захисту.

«Екрани процесу, що відображаються на робочих станціях АРМ служби РЗА, повинні містити мнемокадри, що забезпечують доступ до МП терміналів.

РЗА та аварійним МП реєстраторам. Повинна бути передбачена можливість виведення на друк результатів аналізу (осцилограм, переліку подій та ін.).

При обробці та відображенні осцилограм на АРМ інженера-релейника повинна забезпечуватися можливість»:

- суміщення на одній осцилограмі графіків аналогових та дискретних величин, у тому числі аналогових та дискретних сигналів від різних приєднань;
- режиму прокручування осцилограм;

- зміни масштабу по осях X, Y графіків;
- можливості зміни кольору кривих та позначка точок маркерами;
- визначення амплітудних та діючих значень струмів та напруг, а також вимірювання часових інтервалів;
- побудови векторних діаграм.

Вимоги до АРМ інженера служби АСУ ТП ПС

«АРМ інженера АСУ призначений для виконання інструментальних, налагоджувальних та діагностичних функцій по відношенню до програмно-технічних засобів АСУ ТП».

АРМ інженера АСУ є стаціонарною робочою станцією.

«До складу функцій, що реалізуються за допомогою АРМ інженера АСУ, входять:

- керування поточною (оперативною) базою даних (структура БД, атрибути всіх аналогових та дискретних сигналів: ідентифікатори, типи, ознаки, апертури, уставки, масштаби, тексти повідомлень тощо);
- підготовка та коригування мнемосхем (включаючи прив'язку до сигналів, анімацію тощо)»;
- конфігурування ЛОМ;
- розробка форм звітів та протоколів;
- підготовка технологічних програм управління;
- «завантаження, підготовка, налагодження та оновлення програм (в АРМ, контролери, шлюзи та ін.)»;
- діагностика контролерів, АРМ та ін. (статусна інформація, коди помилок, стан входів/виходів);

- перенесення архівної інформації на довгострокові носії;
- періодичне створення резервних копій основних файлів АСУ ТП (база даних із сигналів, системні файли, контролерні програми тощо);
- діагностика та налаштування ПТС системи єдиного часу (СЄЧ);
- відображення (і сигналізація) результатів діагностики компонентів ПТК АСУ ТП;
- формування вихідних форм щодо отримання та аналізу складу та номенклатури контрольованих аналогових та дискретних сигналів, у тому числі, з можливістю фільтрації.

Шафи для МП пристроїв

МП пристрої АСУ ТП монтуються у шафах двостороннього обслуговування. Кількість органів ручного оперативного керування мінімальна.

У шафі передбачено лампу несправності.

У вихідних ланцюгах терміналів передбачені випробувальні рознімання для зручності їх виведення з роботи при технічному обслуговуванні.

Шафи забезпечені пристроями, що дозволяють мікропроцесорним пристроям витримати перерву в живленні до 0,5 с без перезавантаження.

Для заземлення корпусів терміналів, екранів кабелів та інших пристроїв усередині шафи використовується мідна шина.

Розміри шаф 2200 x 800 x 600мм (висота-ширина-глибина).

Пристрої верхнього рівня АСУТП

Усі АРМ оснащуються:

- моніторами з рідкокристалічними екранами з діагоналлю не менше 19”;

- пристроями для запису інформації (архівів) на оптоелектронні носії.

Усі АРМ мають USB 2.0.

Системні блоки робочих станцій АРМ ОП забезпечені додатковим відеовиходом.

Електроживлення пристроїв верхнього рівня

АРМ оснащуються UPS, які забезпечують електроживлення від власної АБ протягом не менше 60 хв.

З метою забезпечення достатньої надійності та живучості системи архітектура ПТК має гаряче резервування всіх елементів АСУ ТП (крім компонентів нижнього рівня).

Програмне забезпечення

Операційні системи пристроїв верхнього рівня ПТК задовольняють такі вимоги:

- висока продуктивність, підтримка багатозадачного режиму;
- високий ступінь стійкості та надійності;
- підтримка обмінів інформації по локальних мережах, що використовуються в ПТК;
- зручний та зрозумілий користувачеві графічний інтерфейс, простота та ефективність використання;
- можливість роботи з мультимедіа;
- можливість конфігурування під конкретні умови використання.

Основою прикладного програмного забезпечення верхнього рівня ПТК є SCADA-система.

Підстанційна локальна сітка

Для об'єднання МП-пристроїв у різних будівлях в єдину локальну мережу використовується оптоволоконний кабель.

Передача даних між пристроями в одному будинку здійснюється за допомогою інтерфейсу RS485 та RS232. Мережа виконується екранованим та оптоволоконним кабелями.

Передача даних між пристроями різних рівнів здійснюється за протоколом IEC 60870-5-104.

Прокладання кабелів ВОЛЗ здійснюється у підстанційних кабельних каналах. Мережеві кабелі, що прокладаються в приміщеннях, не поширюють горіння та не виділяють шкідливих газів.

Кабелі ВОЛЗ, що прокладаються поза та всередині приміщень, мають захист (просочення) від гризунів.

У частині надійності, живучості, перешкодозахищеності АСУ ТП, складу технічної та експлуатаційної документації, комплектності запасних частин, безпеки та екології система задовольняє технічним вимогам, викладеним у конкурсній документації.

Розміщення та експлуатація

У всіх приміщеннях, де розміщуються пристрої АСУ ТП, передбачено обладнання для контролю та забезпечення санкціонованого доступу. Приміщення обладнані контурами заземлення (PN та PE).

Встановлювані у зазначених приміщеннях пристрої мають допустимі норми за температурою та вологістю повітря, що становлять:

- за температурою повітря – від 5 до 55 °С;
- за вологістю повітря – від 5 до 75 % (без конденсації вологи).

Для контролю температури та вологості повітря у приміщенні ЩУ передбачаються відповідні датчики температури та вологості, сигнали від яких вводяться в АСУ ТП.

Вимоги до надійності та живучості ПТК АСУ ТП

Надійність АСУ ТП ПС має бути забезпечена:

- «вибором та розробкою сукупності технічних, програмних засобів, що мають необхідні показники надійності;
- визначенням регламенту обслуговування складових частин та системи в цілому;
- розподіленням управління та автономністю окремих модулів, дублюванням (гарячим резервуванням) основних компонентів;
- незалежністю виконання основних функцій модулів системи під час роботи в автономному режимі у разі відмови каналу зв'язку з сервером АСУ ТП;
- збереженням налаштування модулів системи при тимчасовій перерві живлення без додаткових операцій з боку персоналу під час перезапуску системи;
- автоматичною синхронізацією роботи модуля із системою після відновлення каналу зв'язку;
- автоматичним відновленням значень технологічних параметрів у базі даних процесу після перезапуску як окремих модулів, так і комплексу АСУ ТП ПС в цілому»;
- «можливістю виведення кожного окремого пристрою на ремонт з мінімальним обмеженням виконуваних функцій;
- стійкістю до відмов вхідних дискретних та аналогових сигналів.

При відмові будь-якої частини АСУ ТП ПС не повинно бути втрати функцій захисту, автоматики та ПА, хибних керуючих впливів, блокування незалежного (дистанційного та місцевого) управління комутаційними апаратами».

ПТС АСУ ТП повинні постійно, цілодобово працювати протягом затверджених термінів служби, які (при своєчасному технічному обслуговуванні) мають бути не меншими:

- 20 років – для пристроїв нижнього (польового) рівня системи;
- 15 років – для пристроїв середнього рівня системи;
- 10 років – для пристроїв верхнього рівня системи.

При цьому протягом усього зазначеного терміну служби всі вказані вище пристрої повинні задовольняти вимоги до багатоконпонентних, багатоканальних, ремонтпридатних і відновлюваних систем.

Вимоги щодо забезпечення надійності системи управління досягається за рахунок:

- вибору комплексу технічних елементів, які відповідають вимогам щодо показників надійності, а також дублювання та резервування;
- грамотне структурування (застосування розподіленого управління, незалежність компонентів тощо);
- відповідності необхідним регламентам щодо обслуговування технічних елементів.

Кількісні показники надійності повинні становити:

- середнє напрацювання на відмову кожного каналу для функцій АСУ ТП з інформаційних функцій – не менше 40000 годин;
- по керуючих функцій – не менше 50000 годин;

- період відновлення функціонування АСУ ТП у нормальному режимі в середньому – не більше ніж 0,5 години;
- коефіцієнт готовності – не менше 0,995;
- простий резервованого обладнання АСУ ТП повинен тривати не більше 8 годин, при цьому не повинен відбуватися частіше ніж 1 раз на рік.

Під час відмов в АСУ ТП не можуть бути допущені неправдиві спрацювання управлінських функцій над КА та РЗА. Також не може бути допущено помилкове спрацювання обладнання АСУ ТП при знятті та подачі постійного оперативного струму, при падінні напруги нижче 20%, а також при замиканні на землю в ланцюгах постійного оперативного струму.

Стійкість АСУ ТП до відмов вхідних дискретних та аналогових сигналів, що призводять до постійної генерації подій, має бути забезпечена без порушень нормального режиму роботи системного ПЗ.

Необхідно забезпечити такий механізм, який при повторному зборі даних під час перезапусків як кожного елемента, так і всієї системи цілком дозволить відтворити інформацію про технологічні характеристики та їх величини, з наступним фіксуванням в архіві системи.

«При відмови локальної мережі АСУ ТП її елементи мають функціонувати в автономному режимі. Після відновлення працездатності локальної мережі повинен автоматично відновлюватись обмін інформацією».

«Короткочасна та довготривала втрата живлення постійного оперативного струму не повинна призводити до незворотних наслідків як для системи в цілому, так і для окремих частин, (наприклад, підсистем реєстрації аварійних ситуацій та несправностей, архіву подій, тривоги та осцилограм, підсистем реєстрації та архівування аналогових параметрів і т.п.). Після

відновлення живлення оперативним постійним струмом система має продовжити свою роботу у нормальному режимі».

Система має нормально працювати при відхиленні оперативної напруги від номінальної у межах від +10% до -20%.

Пошкодження будь-якого компонента захисту або управління не повинно впливати на нормальне функціонування робочої ланки первинної мережі та на нормальне функціонування інших робочих компонентів, у тому числі не повинно виникати відмов та помилкових спрацьовувань.

Джерела безперебійного живлення повинні забезпечувати живлення АСУ ТП ПС на щонайменше 1 годину.

Середній час відновлення нормального режиму роботи окремого елемента системи не може перевищувати 8 годин (включаючи час локалізації проблеми з умовою наявності в запасі повного комплекту резервних пристроїв.

Усі компоненти АСУ ТП ПС повинні мати сертифікати якості та відповідності та задовольняти вимоги електромагнітної сумісності.

2.5 Технологічні функції АСУ ТП

Контроль поточного режиму та стану головної схеми підстанції

«Для оперативного персоналу підстанції передбачається автоматизоване робоче місце (АРМ), яке здійснює контроль за поточним режимом та станом головної схеми ПС».

У контроль поточного режиму входить:

- відстеження основних параметрів силового електроуstattкування ПС (напруга, потужність, частота);

- контроль стану комутаційних апаратів (КА) ПС: вимикачі, роз'єднувачі, ножі, що заземлюють;

- Контроль стану всього обладнання.

Інформація на АРМ відображається у вигляді динамічних мнемосхем та їх фрагментів.

На мнемосхемах відображаються:

- режимні параметри (струми, напруги, потужності тощо);
- положення та стан КА;
- положення викочування;
- встановлення переносних заземлень;
- втрата сигналу зв'язку з КА;
- наявність напруги на ділянках ліній і шин.

Оновлення інформації на мнемосхемах відбувається за зміни контрольованого параметра і становить 1-2 сек.

Автоматизоване керування комутаційними апаратами ПС 110/35/10 кВ

Система, що проектується, забезпечує доступ до оперативного управління КА (таблиця 1).

Таблиця 1 - Засоби управління комутаційними апаратами

	Місце управління	Нотатки
1	З АРМ оперативного персоналу на ПС 110 кВ	«Усі функції керування комутаційними апаратами реалізуються в повному обсязі. Є основним способом управління для чергового оперативного персоналу (при роботі ПС з постійним обслуговуючим персоналом) та для персоналу ОВБ (при роботі ПС без постійного обслуговуючого персоналу)»

Продовження таблиці 1

2	З контролерів АСУ ТП керування комутаційними апаратами на підстанції	Використовується лише за відмовою засобів верхнього та середнього рівнів ПТК АСУ ТП. Команди управління фіксуються у системі. Оперативне блокування роз'єднувачів виконується контролерами АСУ ТП нижнього рівня.
3	З шафи управління комутаційним апаратом та шафи приводу на ОРУ	Застосовується при обслуговуванні КА та при виході з ладу відповідних засобів управління АСУ ТП. Відповідні дії щодо здійснення управління реєструються в АСУ ТП.

При управлінні КА з АРМ забезпечується:

- вибіркове керування КА з індикацією зробленого вибору;
- можливість виведення всіх ланцюгів ТУ загальним ключем та окремо за КА;
- індикація невиконання команди;
- можливість скасування команди.

Передача команд управління виконується цифровими каналами зв'язку.

"Система проектується таким чином, щоб у перспективі при розвитку комплексу АСУ ТП була можливість організувати оперативно-диспетчерське управління КА ПС з віддаленого пункту управління".

Для виключення одночасного управління КА з кількох робочих місць передбачається блокування (програмне або апаратне).

Система управління роз'єднувачами і заземлюючими ножами включає оперативне блокування, що виконується засобами нижнього рівня АСУ ТП - контролерами SPRECON-E-C.

Передбачається програмне блокування залежно від таких умов:

- положення інших КА та заземлювальних пристроїв;
- наявність аварійних та/або попереджувальних сигналів;
- наявність напруги на шинах;
- встановлення переносних заземлень;
- наявність струму через приєднання.

Сигнали блокування перевіряються на достовірність. При виявленні недостовірності хоч одного сигналу управління забороняється.

Архіви АСУТП дозволяють фіксувати із зазначенням необхідної інформації всі дії персоналу з управління КА з АРМ.

На базі контролерів SPRECON-E-C та/або МП пристроїв РЗА реалізується передача команд управління від АРМ до виконавчих механізмів.

Пристрої SPRECON-E-C та РЗА мають дискретні виходи, що формують імпульсні команди (включити/вимкнути), розраховані на напругу 220В та струм 5А.

"Управляюча вимикачами автоматика встановлюється в шафах МП РЗ".

Час від часу послілки команди управління з АРМ оперативного персоналу до видачі в виконавчий орган, тобто. час видачі команд управління виконавчий орган становить 1-2 секунди. Якщо підтверджуючий сигнал про виконання команди відсутня, база даних системи реєструє цю подію.

Технологічна аварійна та попереджувальна сигналізація в АСУ ТП

«Технологічна сигналізація повідомляє оперативний персонал про виникнення порушень у технологічному процесі ПС».

При цьому забезпечуються:

- попереджувальна сигналізація про відхилення за встановлені межі та відновлення технологічних параметрів, зміні стану автоматичних пристроїв;
- «аварійна сигналізація при аварійних відхиленнях параметрів, спрацьовуванні пристроїв РЗА, аварійних та мимовільних (у тому числі неповнофазних) відключення вимикачів;
- сигналізація про дію блокувань, АВР джерел електроживлення, про зміну положення комутаційних апаратів, що відбувається без команд від оперативно-диспетчерського персоналу;
- сигналізація несправності технічних засобів АСУ ТП, відсутності електроживлення тощо».

Класифікація сигналів на аварійні та попереджувальні реалізується шляхом присвоєння сигналам різних типів тривоги.

«Спрацьовування аварійної та попереджувальної сигналізації відрізняються звуковими сигналами, які відображення на дисплеях - різними кольорами».

Поява та пропадання інформації про зазначені події фіксується в архівах SCADA. Квітування сигналу виконується з АРМ ОП, при цьому припиняється миготіння позначок сигналізації об'єкта.

Так само SCADA-система дозволяє задавати сигнали, що узагальнюють інформацію, що відноситься до одного приєднання, системи шин і т.д.

Передбачено можливість включення від АСУ ТП загальнопідстанційної звукової сигналізації (гучномовного зв'язку) при спрацьовуванні аварійної або попереджувальної сигналізації. Відповідні вимоги мають бути враховані під час проектування системи гучномовного зв'язку.

Передбачено можливість ручної перевірки пристроїв звукової сигналізації.

Контроль (моніторинг) стану електроустаткування ПС

Моніторинг стану електроустаткування має на увазі можливість відстеження основних характеристик обладнання.

До основних цілей моніторингу обладнання належить:

- визначення ненормальних режимів роботи та попередження аварійних ситуацій шляхом виведення обладнання з експлуатації;
- визначення фактичного стану обладнання для планування ТО та ТР;
- аналіз інформації для проведення повного обстеження обладнання;
- отримання точних даних про ненормальний режим роботи обладнання для оперативного виявлення причин відмови.

Моніторинг стану обладнання відбувається протягом певних проміжків часу для кожного окремо взятого обладнання

За допомогою АРМ оперативний персонал отримує від систем контролю інформацію про стан обладнання та інформацію про поточний режим роботи.

Отримана під час моніторингу інформація зберігається в архіві та може бути передана верхній рівень управління.

Контроль (моніторинг) вимикачів та роз'єднувачів, ГНН, трансформаторів струму, трансформаторів напруги

Для вимикачів здійснюються:

- пофазна оцінка ступеня комутаційного зносу за формулою $N=EnI$, де n - Число відключень при струмі I (ка);
- формування попереджувального сигналу про наближення вичерпання ресурсу.

Для роз'єднувачів здійснюється пофазний підрахунок кількості циклів "Включення/Відключення".

«Моніторинг (контроль) вимикачів та роз'єднувачів, ГНН, трансформаторів струму, трансформаторів напруги здійснюється засобами АСУ ТП за наявності відповідних датчиків».

Система збору та обробки інформації з маслonaповненого обладнання.

Система збору та обробки інформації з АТ-1, АТ-2 здійснюється за допомогою реєстрації в контролерах SPRECON-E-C основних параметрів, що характеризують поточний стан маслonaповненого обладнання, подальшим відображенням інформації на відповідних АРМ.

Система збору та обробки інформації з (авто) трансформаторного (АТ 1, АТ-2) обладнання засобами АСУ ТП входить до комплекту постачання цієї пропозиції.

«Система збору та обробки інформації з (авто)трансформаторного обладнання засобами АСУ ТП здійснюється за наявності відповідних датчиків».

Контроль якості електроенергії

На високовольтних шинах постійний моніторинг якості електроенергії забезпечується за допомогою певних датчиків та приладів. За допомогою

розрахунків, що виконуються на підставі миттєвих значень електричних параметрів, обчислюються різні параметри несинусоїдності.

Прилади (датчики) контролю якості сертифіковані та задовольняють вимогам ДСТУ 3466-96 «Якість електричної енергії».

Для проведення комплексного аналізу дані щодо якості електроенергії передаються в архів та на АРМ оперативного персоналу.

У системі передбачено таке:

- у разі невиконання заданих вимог у певний момент часу відбувається реєстрація цієї події із зазначенням відповідних параметрів;
- всі дані, зафіксовані в момент такої події, передаються на АРМ оперативного персоналу та супроводжуються сигналізацій;
- усі дані про показники якості електроенергії, зафіксовані за такої події, передаються в архів для подальшого зберігання.

2.6 Загальносистемні функції АСУ ТП

Синхронізація компонентів ПТК АСУ ТП

Під синхронізацією розуміється підстроювання локальних таймерів, наявних у мікропроцесорних компонентах ПТК (контролерів, терміналах РЗА, серверах, аварійних осцилографах, шлюзах тощо) відповідно до загальносистемного часу ПТК, а також підстроювання загальносистемного часу ПТК до астрономічного часу за супутниковим сигнали точного часу.

Мітка часу для подій надається в пристроях нижнього рівня (контролери, термінали РЗА тощо). При присвоєнні міток часу враховуються переходи на літній та зимовий час.

При цьому виконується:

- періодичне розсилання сигналів точного часу для всіх терміналів, що входять до складу ПТК;
- Підстроювання локального часу терміналів до загальносистемного часу;
- Контроль працездатності пристроїв системи єдиного часу.

Точність синхронізації всіх пристроїв, які відіграють роль пристроїв нижнього рівня АСУТП, у тому числі: пристроїв (контролерів) вимірювання, сигналізації та управління, МП пристроїв суміжних підсистем (РЗА, моніторингу та діагностики обладнання), не гірше 1 мс.

Висока точність прив'язування елементів ПТК АСУТП до астрономічного часу (1 мс) забезпечується завдяки застосуванню виділеної шини синхронізації (RS485/RS422, секундний/хвилинний імпульс або спеціалізований цифровий протокол синхронізації).

«Здійснюється самодіагностика ПТС синхронізації; при цьому сигнали несправності підсистеми в цілому та окремих пристроїв синхронізації кваліфікуються як тривоги з відповідним класом та формою обробки цього сигналу. Діагностична інформація про стан пристроїв системи єдиного часу надходить до архіву і відображається на АРМ служби АСУ».

Тестування та самодіагностика компонентів ПТК

У процесі роботи ПТК АСУТП відбувається постійна діагностика як окремих компонентів, і всієї системи загалом.

До обсягу діагностованих засобів входять: пристрої верхнього та нижнього рівнів, засоби комунікацій, програмне забезпечення.

Система включає журнал, що зберігає різну інформацію:

- Дані про функціонування системних компонентів;

- Інформацію про послідовність дій оперативного персоналу, а також дані про повноваження оператора.

- Відомості про стан обладнання та ПЗ у всіх можливих режимах роботи.

Пристрій для збереження даних журналу виконується незалежним від наявності зовнішньої напруги та дозволяє зберігати інформацію не менше 45 діб. Зміна інформації у журналі не допускається.

Усі компоненти ПТК підлягають автоматичній діагностиці.

Усі підсистеми, що входять до АСУ ТП, мають можливість твори самостійної діагностики. Інформація про результати діагностики передаються до бази даних ПТК для подальшого аналізу

Глибина самодіагностики ПТК АСУ ТП - до змінного пристрою (блоку, модуля). У ПТК передбачено резервування компонентів. Вихід з ладу одного з компонентів не призводить до порушення нормальної роботи комплексу, при цьому інформація, отримана в ході діагностики, передається в ПТК.

Діагностична інформація подається на АРМ служби АСУ в вигляді кадрів, з розміщеними на них графічними позначеннями реальних пристроїв ПТК. Також на відеокадрах позначені лінії зв'язку пристроїв. Інформація про втрату зв'язку та вихід з ладу обладнання реєструється в архів з тимчасовою відміткою і видається на АРМ як повідомлення.

Передбачено можливість перегляду поточних активних підключень до сервера системи із зазначенням імені комп'ютера-клієнта (ІР-адреси) та прізвища конкретного користувача (логіна) на екрані діагностики компонентів верхнього рівня системи керування.

Захист інформації

Програмно-технічне забезпечення системи надає можливість:

- безпеки даних від незаконного проникнення;
- Збереження даних на будь-яких технічних пристроях.

Захист інформації від несанкціонованого доступу забезпечується допомогою системи паролів, які перевіряються під час запису, корекції або видалення інформації.

Захищеність інформації від несанкціонованого доступу організується програмно-апаратними засобами захисту, які забезпечують:

- гарантоване розмежування доступу до інформації (за рівнями відповідальності);
- реєстрацію подій, що мають відношення до захищеності інформації;
- можливість доступу тільки після пред'явлення ідентифікатора та особистий пароль. «Збереження інформації в процесі її зберігання на машинному носії забезпечується шляхом копіювання інформації на резервний носій».

При записі інформації до оперативного архіву забезпечено синхронну запис інформації на резервний носій, якою може бути масив дисків (Raid Array), дзеркальний сервер тощо.

Основний спосіб забезпечення захисту та збереження інформації в АСУ ТП - використання спеціальних методів та програмно-технічних засобів, - сегментування локальних обчислювальних мереж, Firewall та ін., які забезпечують надійне відділення «технологічних» мереж кожної з підсистем АСУ ТП від ЛОМ колективного користування (Internet, Intranet, ЛОМ

підприємств і т.п.) та виключають несанкціонований доступ до ресурсів АСУ ТП.

2.7 Суміжні засоби та системи контролю та управління підстанцією

«Суміжними з АСУ ТП є встановлювані на підстанції засоби та системи контролю та управління, що реалізують свої основні функції незалежно від АСУ ТП, але які перебувають у певній інформаційного взаємозв'язку з програмно-технічними засобами АСУ ТП».

Такими суміжними засобами є (загалом):

- «релейного захисту, автоматики та управління (РЗА)»;
- Протиаварійної автоматики (ПА);
- «комерційного контролю та обліку електроенергії (АПС КУЕ)» [2];
- моніторингу та діагностики трансформаторного обладнання;
- інженерні та допоміжні системи, у тому числі технологічне та охоронне відеоспостереження та ін.

Для того, щоб розуміти, які саме потрібні заходи контролю та захисту, потрібно поррахувати хоча б одну лінію 0,4 кВ.

2.8 Розрахунок ліній 0,4 кВ

Вибір перерізу кабеля

Кабель з ізоляцією зі сшитого поліетилену для мереж 0,4 кВ перевіряється за наступними

показниками:

1. Тривалодопустиме струмове навантаження;
2. Допустимий струм короткого замикання (по жилі);
3. Падіння напруги.

Вихідні дані:

$U=0,4$ [кВ] - напруга в мережі;

$P=50$ [кВт] - домовлена потужність;

$\cos\varphi=0.92$ - коефіцієнт потужності навантаження;

$T=8780$ [ч] - тривалість використання максимуму навантаження;

$t_{\text{в}}=0,01$ [с] - час спрацювання автоматичного вимикача;

$S_{\text{р}}=1000$ [кВА] - потужність трансформатора в ТП-918;

Марка кабелю АПвБбШп-4х95 мм²;

$L_1=0,362$ [км] - довжина кабельної лінії КЛ1;

$R_{0\text{k}} = 0.320$ [Ом/км] - питомий активний опір кабелю лінії КЛ (таблиця 16);

$X_{0\text{k}} = 0,091$ [Ом/км] - питомий реактивний (індуктивний) опір кабелю лінії КЛ;

Не вказані вище вихідні дані будуть відображені у поточному розрахунку.

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi)$$

P_p	U_H	$\cos\varphi$	I_p
50	0.380	0.92	83

де: $I_p < I_{\text{доп}}$,

$I_{\text{розра}}$ - розрахунковий струм для КЛ;

$I_{\text{доп}}$ - тривало допустимий струм для кабелю АПвБбШп 4х95 мм² при прокладанні в землі в трубах $I_k=154$ А (табл. 7. Допустимі струмові навантаження, XLPE ізоляція для двох і трьох навантажених провідників, мідних або алюмінієвих. Температура провідників: 90 °С, навколишня температура: 30 °С в повітрі, 20 °С в землі, термічний опір ґрунту 2,5 °К·м/Вт). Обрано мінімальний перетин кабелю згідно технічного завдання.

$$I_{\text{доп}} = I_k \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5$$

де k_1 - коригувальний коефіцієнт для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильного кабелів з жилами рівного перетину при навантаженні у всіх жилах в нормальному режимі, а також для пятижильних кабелів. $k_1=0,93$.

k_2 - коригувальний коефіцієнт для визначення допустимих струмових навантажень кабелів, прокладених в трубах у землі при температурі ґрунту, відмінній від 20 °С, $k_2=0,96$ (табл. 8). Так як температура ґрунту в регіоні згідно СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2011 табл. 6 складає 25°.

k_3 - коригувальний коефіцієнт для визначення допустимих струмових навантажень кабелів, прокладених в землі безпосередньо або в трубах при

термічному опорі ґрунту, відмінному від 2,5 К·м/Вт, (табл. 9). $k_3=1,19$, визначено методом інтерполяції.

Питомий тепловий опір для піщано-гравійної суміші (2 3 гравій (фракція 5-10)+ 1 3 пісок) вологістю 5% складає 0,3 К*м/Вт (див. табл. 9.1 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011).

Питомий тепловий опір навколишнього ґрунту складає 1,2 К*м/Вт (згідно результатів інженерно-геодезичних вишукувань).

Питомий тепловий опір умовно однорідного ґрунту (згідно додатка В СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011):

$$\rho' = \rho_c + (\rho_e - \rho_c) \times F(D_e, x, y, L_c, L)$$

де: ρ_e - питомий тепловий опір землі навколо траншеї, К*м/Вт.

ρ_c - питомий тепловий опір штучної суміші, К*м/Вт.

$F(D_e, x, y, L_c, L)$ - допоміжна функція згідно табл. В1 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011. $\rho' = 0,3 + (1,2 - 0,3) \times 0,6 = 0,84$ К*м/Вт

k_4 - коригувальний коефіцієнт для визначення допустимих струмових навантажень кабелів, прокладених в повітрі при температурі навколишнього середовища, відмінною від 30 °С (табл. 11). Так як максимальна температура повітря в регіоні згідно рис. 2.5.8 ПУЕ 2017 складає 38°, $k_4=0,93$, визначено методом інтерполяції (для ділянки прокладення кабеля в повітрі);

k_5 - коригувальний коефіцієнт для груп контурів або багатожильних кабелів при їх спільному прокладанні, $k_5=1$.. Коефіцієнт не використовується, так як проектом передбачено один чотирьох жильний кабель або зазор по горизонталі між суміжними кабелями більш, ніж удвічі перевищує їх зовнішній діаметр;

k_6 - коригувальний коефіцієнт для груп контурів або багатожильних кабелів, прокладених в трубах в землі (спосіб D1) (табл. 14), $k_6=1$. Коефіцієнт не використовується, так як проектом передбачено один чотирьох жильний кабель;

	I_k	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6	$I_{доп}$
В трубі у землі на $h=0,7м$	154	0.93	0.96	1.19	0.93	1	1	152

$83 А < 152 А$ - умова виконується.

2.3.2 Перевірка кабелю КЛ по тривалому струму короткого замикання по жилі Кабель задовільняє умовам експлуатації, якщо при протіканні струму короткого замикання температура жили не перевищує $250^{\circ}C$ для кабелів з ізоляцією зі сшитого поліетилену, якщо виконується умова:

$$I_{к.з.(3ф)} < I_{к.з.ж}$$

В якості першого наближення опір високовольтної лінії приймається зневажливо малим, тому:

$$I_{sc} = I_n / U_{sc} * 100\%$$

$$I_n = P / (\sqrt{3} * U_{2n})$$

де: $P_{тр Т1}$ - номінальна потужність в кВА трансформатора ($P=1000кВА$);

U_{2n} - міжфазна напруга холостого ходу вторинної обмотки ($U_{2n}=380В$);

I_n - номінальний струм в амперах;

I_{sc} - струм КЗ в амперах;

U_{sc} - напруга короткого замикання трансформатора в % ($U_{sc}=4,5\%$).

$$I_{n1} = 1000000 / (\sqrt{3} * 380) = 1519,34 А$$

$$I_{sc1} = 1519,34 / 6,0\% * 100\% = 25,322 \text{ кА}$$

Струм 3х фазного к.з. на шинах 0,4 кВ ТП рівний 25,322 кА. З даних заводу виробника для кабеля з перерізом жили 95 мм² рівний $I_{к.з.табл.} = 8,983$ [кА] (табл. 17).

Тривалість короткого замикання рівна:

$$t_{л} = t_{в} = 0,01 \text{ [с];}$$

$$I_{к.з.ж} = I_{к.з.табл.} / \sqrt{t_{л}}$$

тоді допустимий струм 3-ф КЗ для провoda з алюмінієвою жилою перерізом 16 мм² складає:

$$I_{к.з.ж} = 8,983 / \sqrt{0,01} = 89,83 \text{ кА}$$

с.ш. : 25,322 кА < 89,83 кА - кабель підходить за умовою допустимого струму КЗ.

Вибір переріза провoda за падінням напруги

Втрата напруги ($\Delta U\%$) для нормального режиму роботи лінії не повинна перевищувати 6% п. 4.8 ГІД 34.20.178:2005. Згідно ДБН В.2.5-23:2010, додаток Л, формула ЛЗ:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

$$\Delta U\% = \Delta U / U \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп}$$

№	I_{MAX}	L	$R_{ок}$	$\cos\varphi$	$X_{ок}$	$\sin\varphi$	$\Delta U_{доп}\%$
1	83	362	0.320	1	0.091	1	4.39

2,09 % < 6 % - для кабелю КЛІ умова виконується (п.4.8 ГІД 34.20.178:2005)

Розрахунок для вибору апаратів захисту

Даний розрахунок виконано для проєктованих автоматичних вимикачів QF щитів обліку.

Розрахунок струму однофазного короткого замикання

Сумарний опір контактів і контактних з'єднань значно менше опору ліній, тому до уваги в розрахунку не береться.

Розрахунок опору петлі "фаза-нуль"

$$z_{\text{п}} = 2 \cdot L \cdot z, \text{ Ом} \cdot \text{км}$$

№	L	R _{0к}	cosφ	X _{0к}	sinφ	z _п
1	0.013	0.32	1	0.05	1	0.008
2	0.362	0.320	1	0.091	1	0.233

Розрахунок струму однофазного короткого замикання

$$I_{\text{к}} = U_{\text{ф}} / (z_{\text{тр}}/3 + z_{\text{п}}), \text{ А}$$

де $z_{\text{тр}}/3$ - опір обмоток трансформатору (0.027 Ом);

$U_{\text{ф}}$ - номінальна фазна напруга трансформатору, В;

№	U _ф	z _{тр} /3	z _{п1}	z _{п2}	z _{п3}	I _к
1	230	0.027	0.0083	0	0	6508
2	230	0.027	0.0083	0.2328	0	858

Вибір автоматичного вимикача за максимальним робочим струмом

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{р}} \leq I_{\text{з}}$$

де: $I_{\text{макс}}$ - максимальний розрахункова сила струму навантаження;

$I_{\text{з}}$ - тривало допустима сила струму проводу (кабелю);

$I_{\text{р}}$ - струмом теплового розчеплювача автоматичного вимикача

83	\leq	110	\leq	152
----	--------	-----	--------	-----

Обрано автоматичний вимикач з струмом теплового розчеплювача $I_r = 110A$.

Відповідно до технічних даних автоматичних вимикачів відключення відбудеться через 0,01 с. При струмах аварії більше 2500А автоматичний вимикач спрацьовує практично миттєво завдяки електронному розчеплювачу. Згідно до ПУЕ допустимий час захисного автоматичного відключення повинен складати не більше 5 с, тому захисні апарати вибрані вірно.

Для захисту лінії від струмів к.з. повинна виконуватись нерівність:

$$I_{н.авт.} \leq I_{к.з.}/3,$$

де $I_{к.з.}$ - найменший струм однофазного к.з. на лінії. Номінальний струм автоматичного вимикача повинен бути більше струму на лінії:

$$I_{н.авт.} \geq I_{н.лін.}$$

Вибираємо номінальний струм автоматичних вимикачів на лініях:

$$I_{н.лін.} \leq I_{н.авт.} \leq I_{к.з.}/3;$$

83	\leq	110	\leq	286
----	--------	-----	--------	-----

Умова виконується

Взаємозв'язки з пристроями РЗА та технологічної автоматики

Мікропроцесорні пристрої РЗА, що встановлюються на підстанції мають «подвійне призначення: як пристрої автономної системи РЗА та як компоненти нижнього рівня ПТК АСУ ТП, які використовуються як джерел значного обсягу цифрової інформації для вирішення різних завдань контролю та управління об'єктом у нормальних та аварійних режимах». Для забезпечення можливості інтеграції до АСУ ТП, мікропроцесорні пристрої

РЗА містять 2 порти зв'язку - один для зв'язку з АСУ ТП, а другий - для локальної (автономної) системи конфігурування та моніторингу.

Засоби АСУ ТП забезпечують персоналу служби РЗА на створюваному «автоматизованому робочому місці (АРМ) інженера-релейника проведення ретроспективного аналізу аварійних подій, подій та сигналів нормального режиму, а також доступ до МП пристроїв РЗА із зазначеного АРМ з можливістю дистанційного керування уставками терміналів».

«Для забезпечення інтеграції МП РЗА до АСУ ТП використовуються станційний контролер, що встановлюються у приміщеннях відповідних РЩ, з комунікаційним програмним забезпеченням».

«Попередню мінімально необхідну номенклатуру сигналів, що надходять у цифровому коді від терміналів РЗА до АСУ ТП (переважно для забезпечення АРМ оперативного персоналу), можна укрупнено охарактеризувати так:

- від основних захистів (диференціальних захистів, газових тощо) ПЛ, АТ - сигнали спрацьовування захисту; несправностей, що вимагають певних дій оперативного персоналу;

- від дистанційних захистів, ТЗНП, МТЗ - сигнали роботи всіх щаблів захисту; несправностей, що вимагають певних дій оперативного персоналу; ряд блокувань;

- від захисту неповнофазного режиму - сигнали роботи;

- від АПВ – сигнали роботи; несправностей, що вимагають певних дій оперативного персоналу; заборона виконання операції; контроль за наявністю напруги;

- від УРВ - робота; несправність, контроль струму.

Крім того, в АСУТП від терміналів РЗА передаються дані, використовуються в роботі підсистеми реєстрації аварійних подій (РАП)».

Взаємозв'язок із самостійною системою відеоспостереження та іншими інженерними системами підстанції

«Завдання відеоспостереження за станом обладнання та території підстанції, а також за перебігом перемикань (особливо перспективна у зв'язку з необхідністю забезпечення можливості переходу на «необслуговуваний» режим експлуатації ПС) розглядається як завдання самостійного (впроваджуваної практично незалежно стану АСУ ТП) системи відеоспостереження».

Від системи відеоспостереження забезпечено передачу до АСУ ТП підстанції певного набору сигналів: несправність, часткова відмова з попереджувальною сигналізацією, втрата живлення, втрата обігріву камер та т.п.

Також забезпечується можливість архівування інформації системи відеоспостереження засобами ПТК АСУ ТП поряд з іншими видами даних.

Аналогічний взаємозв'язок ПТК АСУ ТП передбачається з іншими самостійними інженерними системами ПС, у тому числі із системами охоронної сигналізації, пожежної сигналізації та допоміжними системами.

Висновки

Досліджено основні технологічні та загальносистемні функції АСУ ТП, а також суміжні засоби та системи контролю та управління підстанцією.

До складу технологічних функцій входить:

- контроль поточного режиму та стану головної схеми підстанції;
- автоматизоване керування комутаційними апаратами ПС 110/35/10 кВ;
- технологічна аварійна та попереджувальна сигналізація в АСУ ТП;
- реєстрація аварійних ситуацій в АСУ ТП;
- контроль (моніторинг) стану електрообладнання ПС;
- технічний облік електроенергії. Балансні розрахунки;
- контроль якості електроенергії;
- контроль короткочасного підвищення напруги;
- підсистема збору та передачі технологічної інформації.

До складу загальносистемних функцій АСУ ТП:

- синхронізація компонентів ПТК АСУ ТП;
- тестування та самодіагностика компонентів ПТК;
- архівування інформації;
- захист інформації;
- формування документів;
- організація внутрішньосистемних комунікацій між компонентами АСУ

ТП. Інформаційний обмін із автономними підсистемами.

При дослідженні суміжних засобів та системи контролю та управління підстанцією, розглянуто:

- взаємозв'язки з пристроями РЗА та технологічної автоматики;
- взаємозв'язки з пристроями ПА;
- взаємозв'язки з підсистемою АСКУЕ;
- взаємозв'язок із самостійною системою відеоспостереження та іншими інженерними системами підстанції;
- система збору та передачі інформації для АСТУ;
- організація доступу до устав МП РЗА.

Таким чином, на ПС 110/35/10 кВ має бути передбачено можливість експлуатації АСУ ТП постійним обслуговуючим персоналом для виконання наступних завдань:

- нормальний режим роботи об'єкта;
- проведення ремонтних робіт та введення в експлуатацію відремонтованого обладнання;
- технічне обслуговування відповідно до графіка (планове);
- позапланове технічне обслуговування.

3 Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС

3.1 Капітальні вкладення

Впровадження АСУ ТП на ПС вимагає вкладень на часткову заміну обладнання. В основі автоматизованої системи лежить застосування АІВС КОЕ (автоматизована інформаційно-вимірювальна система комерційного обліку електроенергії). Витрати на основні елементи АІВС КОЕ зведено у таблицю 4.

Таблиця 4 - Капітальні витрати на АІВС КОЕ

№	Назва Елемента	Одиниці виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн	Загальна вартість, грн
1	Лічильник ZMD402CT	шт.	36	8600	309600
2	Шафа обліку	шт.	4	3990	15960
3	Перетворювач RS-232/ RS-485 в оптоволокну MOXA ICF-1150-M-C	шт.	6	14720	88320
4	Блок живлення DR 4524	шт.	2	650	1300
5	Шлюз E-422	шт.	1	31200	31200
6	Ethernet-комутатор Моха EDS-405A-MM-SC	шт.	2	44750	89500

Продовження таблиці 4

7	Модем стільникового зв'язку стандарту GSM Conel ER75i	шт.	1	21400	21400
					Разом: 557280 грн.

З урахуванням проектних та монтажних робіт капітальні витрати на впровадження АСУ ТП на існуючій підстанції становитимуть приблизно 2000000 грн.

$$K_{АСУТП} = 2\,000\,000 \text{ грн.}$$

3.2 Річні експлуатаційні витрати

Експлуатаційні витрати складаються з таких економічних витрат:

- річні амортизаційні відрахування (Sam);
- витрати на ремонт, обслуговування та утримання (SPOC);
- Витрати оплати праці (SOT);
- Виплати соціальних потреб (SCH);
- інші витрати (SIP), включають: витрати на інші виробничі та транспортні витрати, платежі по обов'язковому страхуванню майна, управлінські та експлуатаційно-господарські витрати.

2.1.1 Річні амортизаційні відрахування

Норма амортизації визначається за формулою (1):

$$H_{ам} = 100/n, \quad (3.1)$$

де n - термін служби обладнання - 25 років.

$$H_{ам} = 100/25 = 4\%$$

Річні амортизаційні відрахування розраховуються лінійним способом за формулою (2):

$$S_{ам} = K_{АСУТП} \cdot H_{ам} \quad (3.2)$$

$$S_{ам} = 2\,000\,000 \cdot 4/100 = 80\,000 \text{ грн/рік}$$

3.2.2 Витрати на ремонт, обслуговування та утримання обладнання

Витрати на ремонт, обслуговування та утримання приймаються у розмірі 3% від капітальних витрат на обладнання:

$$S_{роу} = 3/100 \cdot K_{АСУТП}$$

$$S_{роу} = 3/100 \cdot 2\,000\,000 = 60\,000 \text{ грн.}$$

3.2.3 Витрати на оплату праці

У таблиці 5 представлений зведений перелік посад на ПС при впровадженій АСУ ТП із зазначенням щомісячної заробітної плати.

Таблиця 5 - Зведений перелік посад

Посада	Кількість спеціалістів, шт.	Заробітна плата, грн.
Начальник підстанції	1	22000
Зам. начальника підстанції	1	19000
Диспетчер	3	18000
Електромонтер релейного захисту та автоматики	1	15000
Інженер АСУТП	1	17000

Продовження таблиці 5

Майстер	1	17000
Охоронник	2	12000
Прибиральник	1	10000
Разом:	11	178000

Річні витрати на оплату праці розраховуються за формулою (3):

$$S_{\text{ОП}} = ЗП \cdot P \cdot n, \quad (3.3)$$

де ЗП - середня місячна заробітна плата одного працівника в запланованому році, тис. грн.;

P - чисельність працівників у запланованому році, чол;

n - кількість місяців у запланованому періоді.

$$S_{\text{ОП}} = 16182 \cdot 11 \cdot 12 = 2136000 \text{ грн/рік}$$

3.2.4 Витрати на соціальні потреби

Витрати на соціальні потреби складаються з таких виплат:

- 22% становлять виплати до Пенсійного фонду;
- 5,1% - до Фонду медичного страхування;
- 2,9% – до Страхового фонду.

Сумарно витрати на соціальні потреби становитимуть:

$$S_{\text{СП}} = 2136000 \cdot 30/100 = 640800 \text{ грн/рік}$$

3.2.5 Інші витрати

Інші витрати включають внутрішньовиробничі витрати, витрати на охорону праці, на утримання приміщень, де розташовується обладнання, необхідні транспортні витрати; приймемо їх рівними 15% суми загальних витрат.

$$S_{IB} = (S_{ам} + S_{роу} + S_{оп} + S_{сп}) \cdot 15/100$$

$$S_{IB} = (80000 + 60000 + 2136000 + 640800) \cdot 15/100 = 437520 \text{ грн/рік}$$

Річні експлуатаційні витрати таким чином становитимуть:

$$S_E = S_{ам} + S_{роу} + S_{оп} + S_{сп} + S_{IB}$$

$$S_E = 80000 + 60000 + 2136000 + 640800 + 437520 = 3\,354\,320 \text{ грн/рік}$$

3.3 Оцінка ефективності проекту щодо впровадження АСУ ТП

Для визначення ефективності проекту з впровадження АСУ ТП необхідно здійснити аналогічний розрахунок капітальних вкладень та річних експлуатаційних витрат з будівництва ПС без застосування АСУ ТП. Отримані результати зведено до таблиці 6.

Таблиця 6 – Результати розрахунків щодо витрат на будівництво ПС без АСУ ТП

Капітальні вкладення К _{ПС} , грн.	Річні амортизаційні відрахування S _{ам1} , грн/рік	Витрати на ремонт, обслуговування та утримання обладнання S _{роу1} , грн/рік	Витрати на оплату праці S _{оп} , грн/рік	Витрати на соціальні потреби S _{сп} , грн/рік	Інші витрати S _{ІВ1} , грн/рік	Річні експлуатаційні витрати S _{Е1} , грн/рік
3360000	80000	60000	2136000	640800	437520	6714320

Економічний ефект визначається за формулою (4):

$$E = S_{E1} - S_E \quad (3.4)$$

$$E = 6714320 - 3354320 = 3360000$$

Термін окупності визначається за формулою (5):

$$T_O = E / K_{АСУТП} \quad (3.5)$$

$$T_O = 3360000 / 2000000 = 1,68 \text{ року}$$

Коефіцієнт економічної ефективності визначається за формулою (6):

$$K_E = K_{АСУТП} / E \quad (3.6)$$

$$K_E = 2000000 / 3360000 = 0,59$$

Висновки

Здійснено розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС.

З урахуванням проектних та монтажних робіт капітальні витрати на впровадження АСУ ТП на існуючій підстанції склали $K_{АСУТП} = 2\,000\,000$ грн.

Річні експлуатаційні витрати склали $S_E = 3\,354\,320$ грн/рік. Для визначення цього виду витрат також визначено такі витрати:

- Річні амортизаційні відрахування: $S_{ам} = 80\,000$ грн / рік;

- Витрати на ремонт, обслуговування та утримання обладнання:
 $S_{\text{РОУ}} = 60\,000$ грн/рік;

- Витрати оплати праці: $S_{\text{ОП}} = 2136000$ грн/рік;

- Витрати соціальні потреби: $S_{\text{СП}} = 640800$ грн/рік;

- Інші витрати: $S_{\text{ІВ}} = 437520$ грн/рік.

Для оцінки ефективності проекту щодо впровадження АСУ ТП визначено такі параметри:

- економічний ефект: $E = 3360000$;

- Термін окупності: $ТО = 1,68$ року;

- Коефіцієнт економічної ефективності: $КЕ = 0,59$.

Інвестиційний проект може вважатися привабливим за його окупності у 6–7 років. Після виконання техніко-економічного розрахунку основних показників цей проект із запровадження АСУ ТП вважатимуться ефективним, оскільки термін його окупності становить 1,68 року.

ВИСНОВКИ

Засоби АСУ ТП мають забезпечувати реалізацію системи контролю та управління підстанції, що вирішує завдання управління, контролю, вимірювань та діагностики з передачею інформації до центру управління мережами (ЦУС).

При цьому кошти АСУ ТП підстанції виконуватимуть функції традиційні пристрої телемеханіки. Програмно-технічні засоби, що входять до складу АСУ ТП ПС 110/35/10 кВ, мають бути серійними, уніфікованими, з терміном служби не менше 12 років (з урахуванням своєчасного технічного обслуговування окремих компонентів та системи в цілому).

Середній термін служби МП терміналів захисту та автоматики повинен бути щонайменше 20 років. «Розробка ПТК має здійснюватися на основі та з урахуванням положень та вимог, що діють в даний час стандартів, норм, правил та інших НТД».

Досліджено основні технологічні та загальносистемні функції АСУ ТП, а також суміжні засоби та системи контролю та управління підстанцією.

Здійснено розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС.

З урахуванням проектних та монтажних робіт капітальні витрати на впровадження АСУ ТП на існуючій підстанції склали $K_{АСУТП} = 2\,000\,000$ грн.

Інвестиційний проект може вважатися привабливим за його окупності у 6–7 років. Після виконання техніко-економічного розрахунку основних показників цей проект із запровадження АСУ ТП вважатимуться ефективним, оскільки термін його окупності становить 1,68 року.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. CNC Programming Handbook - Peter Smid. Доступ до ресурсу: <https://learnengineering.in/cnc-programming-handbook-by-peter-smid-free-download/>
2. Колб Ант. А, Колб А. А. Теорія електроприводу: Навчальний посібник. –2-е вид. перероб. і доп. –Д., Національний гірничий університет, 2011. – 540 с.
3. Донець О. В. Теорія електропривода/ В. І. Колотіло, О. В. Донець; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 148 с.
4. Електромеханічні системи автоматичного керування та електроприводи. Навч. посібник для вищ. навч. закл., за ред. Поповича М.Г., Лозинського О.Ю. – К.:Либідь, 2005. – 678 с.
5. Електромеханічні системи автоматичного керування та електроприводи / За ред. М.Г. Поповича. – К.: Либідь, 2005. – 672 с.
6. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування. Підручник. – К: Либідь, 2007, – 656с.
7. Галай М.В. Теорія автоматичного керування: неперервні та дискретні системи. Навч. пос-к. – Полтава: ПолтНТУ, 2005. – 454с.
8. Галай В.М. Теорія цифрових систем автоматичного керування: навчальний посібник. – Полтава: ПолтНТУ, 2009. –131 с.
9. Леві Л.І. Навчальний посібник до проведення практичних занять з дисципліни «Електропривод та автоматизація верстатів-автоматів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л.І. Леві; за заг. ред. д.т.н., проф. Л.І. Леві. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2023. – 106 с.
10. Mach3 CNC Controller Software Installation and Configuration. Доступ до ресурсу:<https://www.machsupport.com/wpcontent/uploads/2013/02/Mach3Mill>

11. Mach3 Version 3.x Macro Programmers Reference Manual. Доступ до ресурсу:

https://www.machsupport.com/wpcontent/uploads/2013/02/Mach3_V3.x_Macro_Prog_Ref.pdf

12. LinuxCNC V2.10.0-pre0-2425-g667249de0. Доступ до ресурсу: http://linuxcnc.org/docs/devel/pdf/LinuxCNC_Documentation.pdf

13. Getting Started V2.10.0-pre0-2425-g667249de0. Доступ до ресурсу: http://linuxcnc.org/docs/devel/pdf/LinuxCNC_Getting_Started.pdf

14. Сучасні перетворювачі частоти в системах електропривода: навч. посібник/ М.В. Загірняк, Т.В. Коренькова, А.П. Калімов, А.І. Гладир, В.Г. Ковальчук –2-ге вид., перероблене і доповн. –Харків: Видавництво «Точ-ка», 2017. –206 с.

15. Дослідження систем електропривода методами математичного моделювання: Навчальний посібник / С. М. Довгань. - Дніпропетровськ: НГА України, 2001. – 137 с.

16. Голодний І.М., Червінський Л.С., Жильцов А.В., Санченко О.В. Романенко О.І. Моделювання регульованого електропривода: Підручник. – К.: Аграр Медіа Груп, 2019. – 266 с.: іл.

17. Куцик А.С. Автоматизовані системи керування на програмованих логічних контролерах: Навч. посіб. - Нац. ун-т «Львівська політехніка»/ А.С. Куцик, В.О. Місюренко.– Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2011.– 199 с.

18. Зеленов А.Б. Теорія електропривода: Методика проектування електроприводів: Підручник. – Луганськ: Вид-во "Ноулідж", 2010. – 670 с.

19. Шефер, В.В. Електричні машини: навчальний посібник / В.В. Онушко, О.В. Шефер. – Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 536 с.

20. Шефер О.В. Електропривод та автоматизація загальнопромислових механізмів: конспект лекцій. – Полтава: ПолтНТУ, 2011. – 154 с.

Додаток А

1. Analysis of the technological control object and the proposed system.

The components of the technological control object (TCO) covered by the automated process control system of the 110/35/10 Redneck SS include power equipment of 110 kV outdoor switchgear, 35 kV outdoor switchgear, 10 kV outdoor switchgear, 0.4 kV outdoor switchgear, DC operational switchboard system equipment, etc. and auxiliary equipment of the SS.

Thus, the following main electrical equipment is included in the maintenance facilities

- 110/35/10 kV three-phase autotransformers
- 10/0.4 kV auxiliary transformer;
- 110 kV outdoor switchgear equipment:
 - 8 pcs;
 - disconnector with one grounding knife 12 pcs;
 - disconnector with two grounding knives 11 pcs;
 - Equipment for 35 kV switchgear:
 - circuit breaker 24 pcs;
 - Disconnector DS ES 48 pcs;
 - HSES disconnector 30 pcs;
 - Equipment for outdoor switchgear 10 kV:
 - circuit breaker 2 pcs;
 - 0.4 kV and 0.4 kV switchgear and switchboard equipment;

- Engineering systems.

The substation elements controlled by the automated process control system include

- 110 kV circuit breakers;
- 35 kV circuit breakers;
- 110 kV line disconnectors and earthing knives;
- 35 kV disconnectors and earthing knives;
- 110/35/10 kV autotransformers;
- 10 kV circuit breakers;
- Input and sectional circuit breakers.

"In addition, the microprocessor devices of these systems are controlled elements of the adjacent RPA and PA systems of the substation, which also provide for the possibility of control by means of the automated process control system to ensure the possibility of changing configuration elements and settings (groups of settings)."

In the future, the substation is to be operated without permanent maintenance personnel at the facility (at the first stages of operation - with permanent duty of operational personnel).

In the unattended mode, the presence of the substation's personnel - the operational team (OTB) - is required in the following cases

- accidents and emergencies, for their detection and subsequent elimination;
- repair work and commissioning of repaired equipment;
- maintenance in accordance with the schedule (scheduled);
- Unscheduled maintenance.

To ensure that the substation can operate without the presence of operational personnel, the following is taken into account when designing the automated process control system

- information exchange systems should have increased reliability;
- the ability to monitor and test both power electrical equipment and software and hardware of control systems (ACS, RPA), as well as the ability to remotely control (telecontrol) substation modes;
- Ensuring the possibility of remote control of technological processes at the substation;
- the possibility of implementing a fire alarm system, an access system to the territory and premises, monitoring of meteorological data and indoor temperature to monitor the condition of the substation's premises, buildings, structures and territory.

"The automated process control system is built as a single, integrated, hierarchical, distributed man-machine system operating at the pace of the technological process, equipped with means of controlling, collecting, processing, displaying, registering, storing and transmitting information.

The System has three levels of software and hardware: lower (field), middle and upper.

The lower (field) level includes all devices associated with the control object and ensuring data collection and transmission of control signals necessary for the operation of the entire system in normal mode.

A set of local microprocessor devices (controllers) is used as the lower level control equipment, including: measuring, signaling and control devices connected to industrial transmission networks."

"The middle tier is formed by devices for concentrating, processing and transmitting information from the lower tier to the upper tier and from the upper tier to the lower tier.

The upper tier includes means of transmitting, storing, accumulating and presenting information, as well as means of a local area network that connects the system's workstations."

1.1 Software and hardware of the lower level

The lower (field) level includes all devices that are directly connected to the control object. The lower level of the proposed System is based on the following devices:

1) Devices that are part of the system:

- SPRECON-E-C connection controller;
- electricity meters Satec PM 175.

2) PTS of adjacent subsystems (in general):

- relay protection, automation and control (RPA);
- emergency automation (EA);
- commercial control and metering of electricity;
- monitoring and diagnostics of (auto)transformer equipment;
- engineering and auxiliary systems, including process and security video surveillance, etc.

As part of the projected system, all devices used perform the following functions

- reception and processing of analog information;

- receiving and processing information about the operation of the aircraft equipment;
- monitoring the current mode and status of switchgear and auxiliary equipment;
- automated control of substation switchgear;
- providing access to relay protection devices and the ability to change terminal settings;
- various types of alarms;
- storage of information on emergency situations with the possibility of recording oscillograms for further analysis by the engineering services of the relay protection system;
- continuous monitoring of electrical equipment parameters (switchgear, autotransformers);
- technical accounting of electricity, calculation of balances;
- Electricity quality control;
- determination of the place of damage on the OHL - WMI (by means of MP devices and automated process control systems);
- data transfer between the levels of the hierarchy of control of modes and and operation of the power system.

1.2 Middle-level software and hardware

The middle level means include devices for transferring information between the lower and upper levels of the hierarchy; devices that ensure synchronization of system components; devices for transferring data to other systems. These devices include:

- Functional controllers that provide communication with lower-level devices (RZiA);
- SPRECON-E-C controller;
- equipment related to the low-level equipment of the technological LAN (Local Area Network);
- Equipment of the unified time system.

Functional controller (hub)

A controller manufactured by Energopromavtomatizatsiya LLC is used as a functional controller. This controller is used to provide communication with lower-level devices, as well as to process data and transmit data to the substation's ACS server. The FC has an eight-channel board that provides the required number of communication channels. RS-485/232, Ethernet, etc. interfaces are used for communication. Communication lines are made of fiber optics and twisted pair. The number of communication channels that can be simultaneously serviced directly depends on the degree of controller load. The mid-level devices are based on industrial controllers, which increases reliability. The operating system is QNX, which is a real-time system.

TM server

The TM server is a SPRECON-E-C station controller equipped with hardware (a set of communication boards, etc.) and specialized software.

The SPRECON-E-C controller software allows you to perform:

- 1) Partial data collection from the lower and middle level devices of the substation's automated process control system according to the IEC 60870-5-104 protocol;

2) Data transmission to the upper level using the IEC 60870-5-104 protocol for the main channels and IEC 60870-5-101 for the backup channels.

The amount of information required for transmission is approved by the relevant services and there is a list of signals.

Low-level equipment of the technological local area network (LAN) of the process control system

The technological computer network of the process control system is designed according to the principle of ring topology. Communication lines are made using 100 Base-FX fiber optics. Special switches are also used as part of the network. Building a network based on the ring principle allows to increase the system's resilience to failures of individual elements (switches) or breakdown of the communication line between them.

Equipment of the unified time system (UTC)

Two GPS receivers are installed at the substation, on the basis of which the SCADA Unified Time System is built. The SCADA Unified Time System is used to accurately synchronize the time of lower-level devices with the reference (astronomical) time.

To synchronize SCADA servers, operator workstations, and Sprecher SPRECON-E-C controllers, the ACS LAN is used.

Synchronization is carried out using the NTP protocol. This protocol is able to provide synchronization accuracy of no more than 1 ms.

For synchronization of SCADA servers and operator workstations, the NTP or IEC 870-5-105 protocol is used, which allows achieving a synchronization accuracy of no more than 50-100 ms.

Other devices and subsystems, in case of impossibility of synchronization via a dedicated bus or Ethernet network, are synchronized via serial ports through

servers. This method ensures synchronization accuracy of no more than 50-500 ms. If technically possible, the devices are synchronized via a dedicated bus.

1.3 Upper level software and hardware

The upper level of the system is represented by the system server and automated workstations (AWS).

SCADA server

As part of the proposed APCS, it is planned to supply a SCADA server of the SCADA system. The server collects and processes information,

its storage in the archives and sending it to the operators' workstations for provision to the System users. "The TS server is represented by a duplicated database server, which concentrates all information from the middle level concentrators, covering all normal mode parameters coming from SPRECON-E-C controllers, technical accounting of electric energy, microprocessor protections".

Automated workstations of personnel (workstations) servicing the system

"The location of the automated workstations is determined by the needs of the substation and is located depending on the topology of the power facility's LAN. The following types of workstations are explicitly provided at the substation:

- Workstation of the operating personnel;
- The workstation of the relay protection engineer combined with the workstation of the automated process control system engineer.

Basic requirements for workstations:

- "The user of the SCADA system should have access to operational information that allows for a qualitative and quantitative assessment of the state of the facility or subsystem.

- The output of quantitative information during an accident or a change of mode should be performed on demand, by giving a one-time signal (pressing a button) from any video form.
- Data visualization should be carried out using all modern means of display (change of color gamut, output of information in graphical, tabular and generalized form, use of three-dimensional images, use of audio means, etc.)
- The system should provide the possibility of modifying video forms by the user with simple means, independently, without changing or modifying the software.
- The system should completely exclude the "imposition" of quantitative information, i.e., automatic blocking of pop-up menus, automatic change of video frames by events, etc.
- Unauthorized access to the workstation and display system should be prohibited by a password system."

CONCLUSIONS

The substation's automated process control system should ensure the implementation of a substation monitoring and control system that solves the tasks of management, control, measurement and diagnostics with the transfer of information to the network control center (NCC).

At the same time, the substation's automated process control system will perform the functions of traditional telemechanics devices.

The software and hardware that make up the 110/35/10 kV substation's automated process control system must be serialized, unified, and have a service life of at least 12 years "provided that the necessary technical measures are taken to maintain each component and the system as a whole."

The average service life of MPs of protection and automation terminals should be at least 20 years.

The development of the PTC should be based on and take into account the provisions and requirements of the current standards, norms, rules and other technical regulations.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ
за матеріалами ІХ Всеукраїнської науково-практичної конференції
«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ:
ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ, ПРАКТИКА»

10 листопада 2023 року



Полтава 2023

О. Шефер, М. Бібік ВИЗНАЧЕННЯ ГРАНИЧНО-ДОПУСТИМОГО РІВНЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ПОЛЯ ПОБЛИЗУ АНТЕН БАЗОВОЇ СТАНЦІЇ...	78
М.А. Штомпель, С.Ю. Кальченко РОЗРОБКА ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ПІДПРИЄМСТВА НА ОСНОВІ WEB-ТЕХНОЛОГІЙ.....	80
О.І. Безверхий, В.Є. Луц ВИКОРИСТАННЯ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ДОПОМОГИ ЛЮДЬМ З ОБМЕЖЕНИМИ МОЖЛИВОСТЯМИ.....	81
В.В. Гавриленко, І.І. Пекневич ХМАРНА ІНФРАСТРУКТУРА ЯК БАЗА ДЛЯ ПІДХОДІВ РІШЕНЬ СУЧАСНИХ ВИКЛИКІВ.....	83
О. Шефер, А. Попенко ВИЗНАЧЕННЯ ЯКОСТІ ПРОЦЕСУ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ РОЛИКОВИМ ЗВАРЮВАЛЬНИМ СТЕНДОМ.....	85
М.О. Педан, А.В. Трет'як РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ.....	87
В.В. Гавриленко, А.О. Блиндарук РОЗРОБКА ІНФОРМАЦІЙНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ІНТЕРАКТИВНОГО ВРАХУВАННЯ ХАРАКТЕРИСТИК NURBS КРИВИХ.....	89
О. Shefer, Ya. Mykhailenko, E. Sidan METHOD FOR RADIO SIGNAL INTERFERENCE COMPENSATION BASED ON A RECURSIVE ALGORITHM WITH CORRELATION FEEDBACK.....	91
О.Г. Дрючко, В.В. Соловйов, Н.В. Бунякіна, Д.Ю. Гончар, Я.С. Пащенко РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЙ ЗБАГАЧЕННЯ ЛІТІЄВОЇ РУДНОЇ СИРОВИНИ ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА ЛІ-ІОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАКОПИЧУВАЧІВ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ.....	93
О. Shefer, О. Kushch, Ya. Sheptun ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF NONLINEARITIES ON THE DISTORTION OF THE USEFUL SIGNAL.....	96
В.М. Галай, І.О. Сілін ДОСЛІДЖЕННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ КРИВОШИПНОГО ВЕРСТАТУ ДЛЯ РУЙНІВНОГО ВИПРОБУВАННЯ ПРУЖИН.....	98
Р.Р. Кісельов, М.К. Бороздін НЕЛІНІЙНІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ.....	100

Sc.D., P.E. - Cleveland, Ohio : The James f. Lincoln Arc Welding Foundation, 1996. – P: 832.

DETERMINATION OF THE QUALITY OF THE AUTOMATIC CONTROL OF THE ROLLER WELDING STAND

O. Shefer, Doctor of Science, Professor,

A. Popenko, Master

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

УДК 621.311

М.О. Педан, студент,

А.В. Трет'як, к.т.н.

Національний університет «Полтавська політехніка Імені Юрія Кондратюка»

РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

На сьогоднішній день одним з основних технічних рішень щодо питання підвищення надійності електропостачання, швидкості та безпомилковості дій персоналу, покращення контролю над технологічним процесом є впровадження автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП).

АСУ підстанції створюється з метою забезпечити комплексну автоматизацію технологічних процесів, що призводить до підвищення ефективності та надійності роботи обладнання.

Основним елементом впровадження під час реалізації АСУ ТП є автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

«Система АСКОЕ ПС призначається для здійснення автоматизації процесу комерційного обліку електроенергії та потужності, а також для контролю розподілу та споживання електроенергії та потужності, проходить через усі приєднання підстанції з метою отримання на всіх рівнях управління точної, достовірної та легітимної інформації».

Впровадження АСУ на підстанції дозволить модернізувати підстанцію та оснастити об'єкт управління мікропроцесорними пристроями захисту та автоматики, об'єднання різних засобів автоматизації в єдину інформаційну та керуючу систему.

Електрична підстанція є важливою частиною електричної системи. З появою регулювання в електроенергетиці важливість автоматизації підстанцій ще більше зросла і стала необхідністю сучасної електромережі наступного покоління. Автоматизація підстанції також представляє великий інтерес як нова проблема для дослідників та науковців у всьому світі через правильну експлуатацію, технічне обслуговування та аналіз потоку навантаження в сучасній енергетичній промисловості.

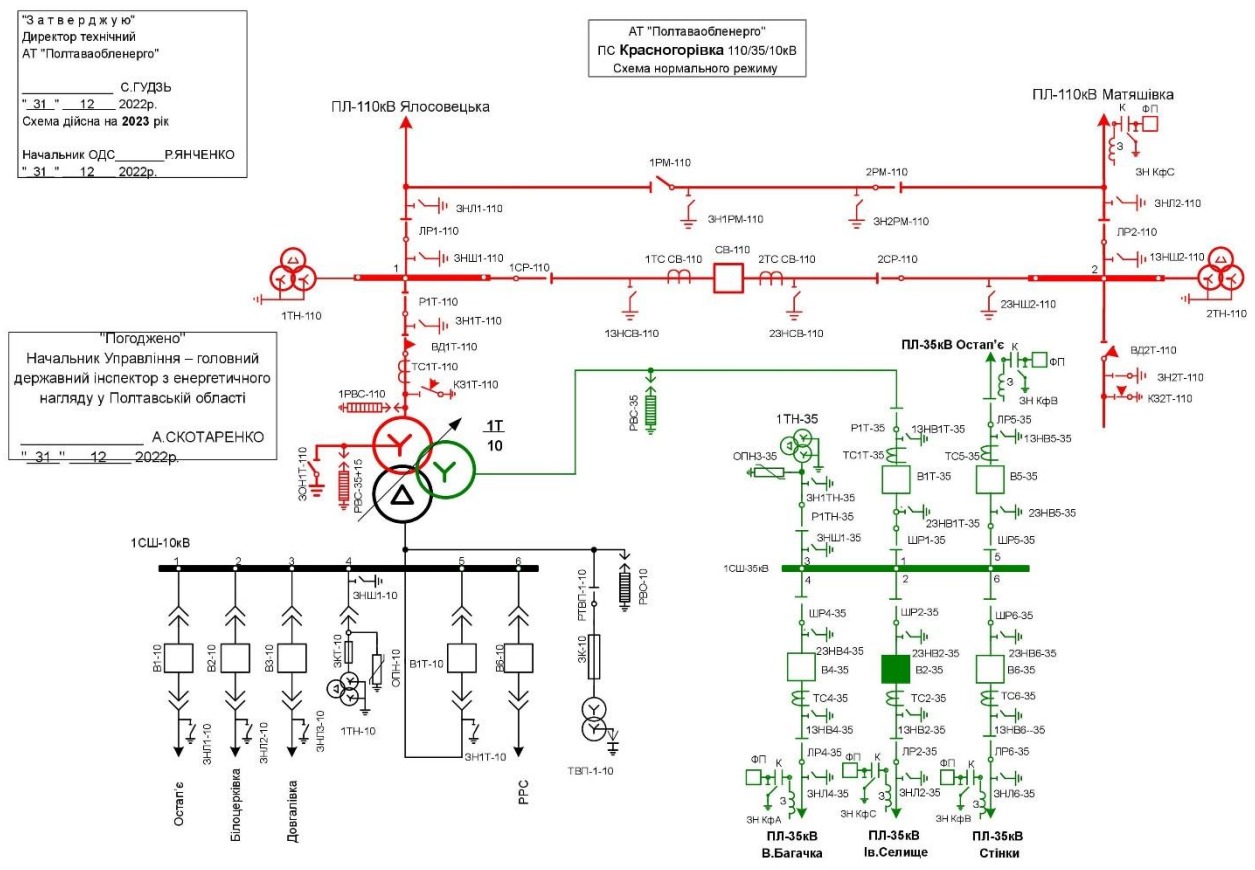


Рис. 1. схема нормального режиму ПС Красногорівка 110/35/10

ЛІТЕРАТУРА:

1. Електропостачання - Університетська книга – 2023. – 416 с. – Василега П.О.
2. Правила улаштування електроустановок – Офіц. вид. – М-во палива та енергетики України, 2007. – 617 с. - (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).
3. Автоматизація виробничих процесів – Ліра-К – 2021. – 378 с. – Ельперін І.В.

DEVELOPMENT OF THE AUTOMATED SYSTEM OF ELECTRICITY SUPPLY TO CONSUMERS OF THE POLTAVO REGION

M. Pedan, student,
A. Tretiak, Ph.D., Associate Professor
National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

Міністерство освіти та науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

**РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ
СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
СПОЖИВАЧІВ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**
Кваліфікаційна робота магістра

Виконав:

Студент 601МЕ групи

Педан М.О.

Керівник:

доцент, к.т.н.

Трет'як А.В.

Актуальність роботи полягає в модернізації ПС 110/35/10 кВ

Метою роботи є Аналіз модернізації ПС 110/35/10 кВ, шляхом впровадження Автоматичної системи управління (АСУ).

Для виконання поставленої мети в роботі необхідно виконати наступні **завдання:**

*провести аналіз технологічного об'єкта управління та системи що пропонується;

*дослідити основні загальносистемні та технологічні функції АСУ ТП;

*дослідити суміжні засоби контролю та управління підстанцією;

*провести розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС

Об'єкт дослідження – ПС Красногорівка 110/35/10 кВ.

Предмет дослідження – Автоматичні система управління трансформаторною підстанцією (АСУ ТП).

АСУ підстанції створюється з метою забезпечити комплексну автоматизацію технологічних процесів, що призводить до підвищення ефективності та надійності роботи обладнання.

Поставлена мета досягається за рахунок:

- подання персоналу більш повної, достовірної інформації про роботі обладнання;
- Спрощення експлуатації засобів автоматизації підстанції;
- Суттєвого скорочення пристроїв та зменшення кількості відмов засобів автоматизації підстанції.

Розробка АСУ ТП передбачає вирішення наступних завдань:

1. Аналіз технологічного об'єкта управління та пропонованої системи;
2. Дослідження основних загальносистемних та технологічних функцій АСУ ТП;
3. Розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП.

Елементи системи

КОНТРОЛЕР ПРИЄДНАННЯ З
ПАНЕЛЛЮ УПРАВЛІННЯ SPRECON-E-C

ЛІЧИЛЬНИК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
SATEC PM175



Панель управління (рисунок 1) забезпечує можливість локального контролю та управління обладнанням відповідного приєднання або електроустановки. Вона може приєднуватися прямо до контролера SPRECON-E-C або встановлюватися на дверях шаф на відстані до 15 м/1500 м. Інтерфейс користувача панелі управління україніфікований.



Прилад серії PM175 (малюнок 2) є компактним, багатофункціональним трифазним лічильником та аналізатором якості електричної енергії змінного струму, спеціально розробленим для задоволення вимог широкого спектру користувачів від розробників електричних панелей до операторів підстанцій.

Приклад промислової робочої станції оператора



На малюнку зображено робочу станцію оператора системи SIMATIC PCS7 виробництва Siemens

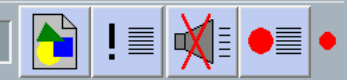
Як правило, станція забезпечується декількома широкоекранними моніторами, функціональною клавіатурою та необхідними мережевими адаптерами для підключення до мереж верхнього рівня (наприклад, на базі Industrial Ethernet). Станція оператора дещо відрізняється від звичних для офісних комп'ютерів, перш за все, своїм виконанням експлуатаційними характеристиками».



04-01-24 11:14:53

Красногорівка 110/35/10 кВ

Четверг (Н1)

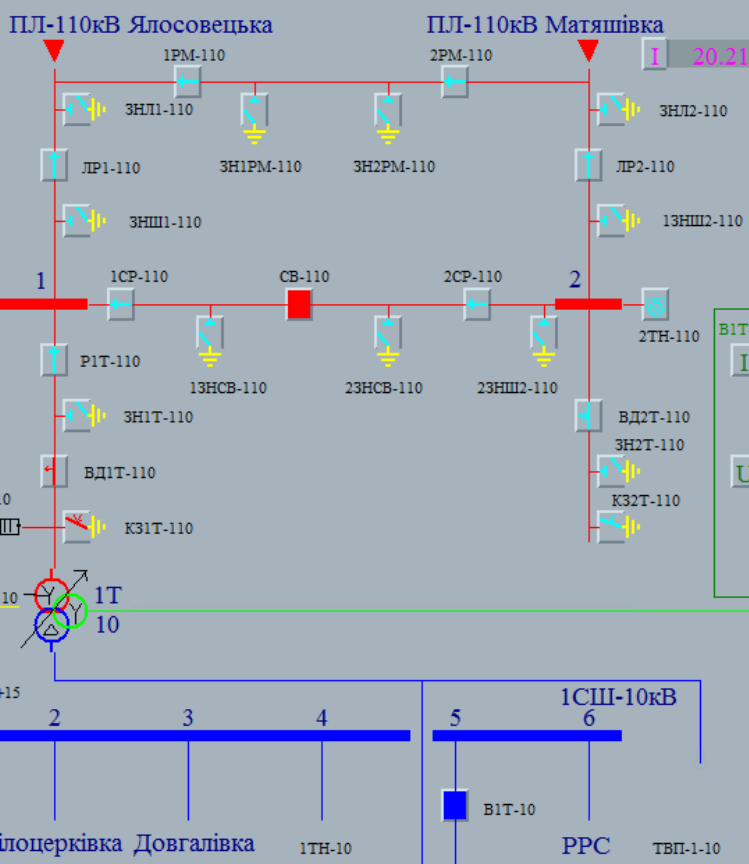


Квит. Аварія 04-01-24 11:10:04 Семн Оболонь РЗА ЦС Несправність на ПС

ВЛ1-110 SATEC

I 8.4
1026

U 116.32
117.15
115.82

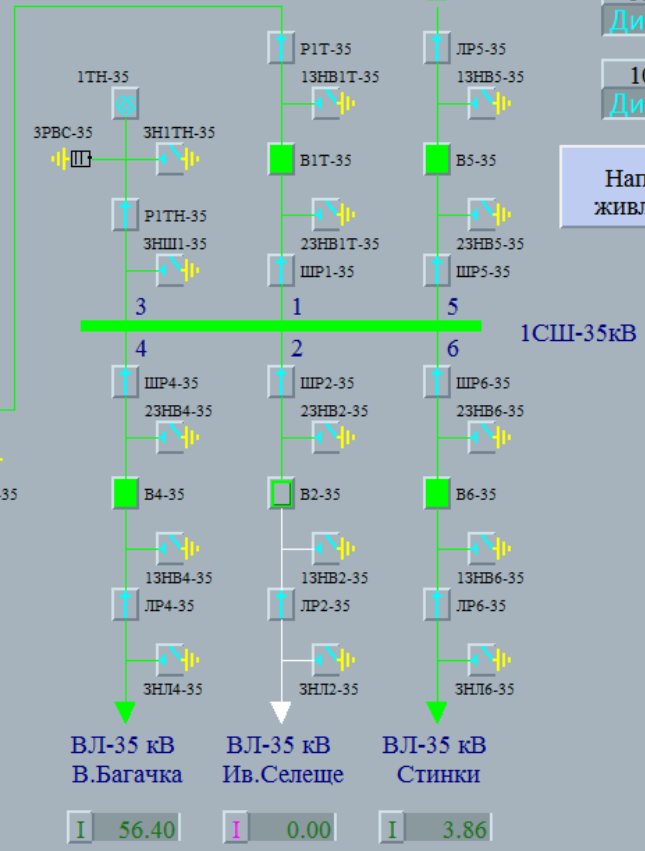


- Аварія
- Несправність
- Земля
- Тр-ри напруги

В1Т-35 SATEC

I 63.7
3507.8

U 34.81
34.98
34.60



- Красног Дистан.
- 110 кВ Дистан.
- 35 кВ Дистан.
- 10 кВ Дистан.
- Напрям живлення

В1Т-10 SATEC

I 46.4
808.7

Економічна частина

З урахуванням проектних та монтажних робіт капітальні витрати на впровадження АСУ ТП на існуючій підстанції становитимуть приблизно 2000000 грн.

$$K_{АСУТП} = 2\,000\,000 \text{ грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати склали $S_E = 3\,354\,320$ грн/рік. Для визначення цього виду витрат також визначено такі витрати:

- Річні амортизаційні відрахування: $S_{ам} = 80\,000$ грн / рік;
- Витрати на ремонт, обслуговування та утримання обладнання: $S_{роу} = 60\,000$ грн/рік;
- Витрати оплати праці: $S_{оп} = 2\,136\,000$ грн/рік;
- Витрати соціальні потреби: $S_{сп} = 640\,800$ грн/рік;
- Інші витрати: $S_{ів} = 437\,520$ грн/рік.

Для оцінки ефективності проекту щодо впровадження АСУ ТП визначено такі параметри:

- економічний ефект: $E = 3\,360\,000$;
- Термін окупності: $TO = 1,68$ року;
- Коефіцієнт економічної ефективності: $KE = 0,59$.

Інвестиційний проект може вважатися привабливим за його окупності у 6–7 років. Після виконання техніко-економічного розрахунку основних показників цей проект із запровадження АСУ ТП вважатимуться ефективним, оскільки термін його окупності становить 1,68 року.

ВИСНОВКИ

Засоби АСУ ТП мають забезпечувати реалізацію системи контролю та управління підстанції, що вирішує завдання управління, контролю, вимірювань та діагностики з передачею інформації до центру управління мережами (ЦУС).

Середній термін служби МП терміналів захисту та автоматики повинен бути щонайменше 20 років. «Розробка ПТК має здійснюватися на основі та з урахуванням положень та вимог, що діють в даний час стандартів, норм, правил та інших НТД».

Досліджено основні технологічні та загальносистемні функції АСУ ТП, а також суміжні засоби та системи контролю та управління підстанцією.

Здійснено розрахунок техніко-економічних показників під час запровадження АСУ ТП на ПС.

Інвестиційний проект може вважатися привабливим за його окупності у 6–7 років.

Після виконання техніко-економічного розрахунку основних показників цей проект із запровадження АСУ ТП вважатимуться ефективним, оскільки термін його окупності становить 1,68 року.