

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ПІДСТАНЦІЇ 750 КВ

Розглянуто питання побудови автоматизованої системи керування технологічними процесами підстанції 750 кВ, яка складається з підсистем моніторингу та підсистем керування. Розроблено алгоритми функціонування підсистем моніторингу та керування.

Рассмотрены вопросы построения автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции 750 кВ, которая состоит из подсистем мониторинга и подсистем управления. Разработаны алгоритмы функционирования подсистем мониторинга и управления.

Найбільш значними досягненнями відділу автоматизації електричних систем в 2008 році є розробка та впровадження автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСК ТП) підстанції 750 кВ „Київська” (рисунок). Створення цієї системи базувалось на результатах багатьох різнопланових фундаментальних та прикладних досліджень, що проводились у відділі протягом 2001–2008 рр.

Створена система належить до автоматизованих систем керування технологічними процесами об'єкта (підстанції) у нормальних, аварійних та післяаварійних режимах. Завдяки інтеграції в єдиний комплекс з системами релейного захисту та протиаварійної автоматики забезпечується можливість керування технологічними процесами підстанції як в автоматизованому режимі, так і в автономному через пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики. АСК ТП об'єкта за рахунок концентрації інформації від мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики, мікропроцесорних пристроїв керування вимикачами, різних контролерів, реєстраторів аварійних подій, лічильників електричної енергії та підсистем моніторингу дає змогу з робочого місця оперативного персоналу проводити повний контроль всіх операцій, виконувати контроль стану технологічного обладнання, керувати всіма комутаційними апаратами, простежувати зміну системних параметрів, забезпечувати оперативний аналіз аварійної ситуації, діагностувати стан основного обладнання.

Система являє собою складний програмно-технічний комплекс підсистем моніторингу та керування обладнанням підстанції із застосуванням найсучасніших технологій у галузі автоматизації. Принципи керування, що закладені в системі, є універсальними та можуть використовуватись для реалізації складних алгоритмів керування технологічним обладнанням. Модульний принцип побудови дозволяє подальші (перспективні) розширення системи, інтеграцію нових підсистем тощо. Крім того, АСК ТП підстанції виконує роль нижньої ланки автоматизованої системи диспетчерського керування енергосистемою.

АСК ТП підстанції дала змогу:

- створити надійне інформаційне забезпечення персоналу про параметри технологічного процесу об'єкта в нормальних, аварійних та післяаварійних режимах;
- мінімізувати вплив людського фактора на процеси збору, обробки, передачі та аналізу інформації;
- мінімізувати час оперативних перемикачів;
- розширити функціональні можливості при керуванні підстанцією за рахунок використання можливостей сучасних технологій;
- знизити експлуатаційні витрати завдяки оптимізації роботи обладнання та зменшення витрат на технічне обслуговування обладнання підстанції.

В основу АСК ТП підстанції покладені принципи відкритості архітектури та використання (підтримки) стандартних протоколів обміну інформацією, методів та алгоритмів її обробки. Принцип модульної побудови системи підвищує рівень надійності роботи АСК ТП, а отримання інформації про параметри процесів від двох та більше незалежних джерел суттєво підвищує достовірність зареєстрованих параметрів.

Програмно-технічний комплекс представляє собою трирівневу систему:

- рівень приєднань (польовий) – повністю автономний рівень, що забезпечує функціонування об'єкта навіть за умов втрати зв'язку з елементами рівня підстанції. До нього входять вторинні кола вимірювальних трансформаторів (ТС та ТН), перетворювачі сигналів, давачі;

- рівень підстанції – забезпечує інформаційний обмін між елементами польового рівня та ядром АСК ТП. До цього рівня входять програмно-технічні засоби збору інформації, конвертори, мультиплексори, комунікаційні модулі тощо;

- рівень користувача (інтерфейсу) – забезпечує обробку, накопичення та візуалізацію отриманих даних та трансляцію їх на вищі ієрархічні рівні, реалізує людино-машинний інтерфейс, здійснює керування елементами підстанції. До нього входять телекомунікаційне обладнання, засоби зв'язку, загальне та спеціальне програмне забезпечення.

АСКТП ПС 750 кВ «Київська» складається з двох складових:

- системи моніторингу технологічних процесів та обладнання;
- системи керування підстанцією.

Система моніторингу технологічних процесів та обладнання (система моніторингу підстанції) складається з наступних підсистем:

- моніторингу схеми приєднань та системних параметрів;
- моніторингу власних потреб та оперативного струму підстанції;
- збору даних від мікропроцесорних пристроїв;
- моніторингу силового обладнання;
- моніторингу перехідних режимів;
- реєстрації аварійних подій;
- передачі даних на вищі ієрархічні рівні керування;
- управління базою даних.

Система обліку електричної енергії виконана як окрема автономна система з використанням загальнопідстанційної інформаційної мережі.

Системи відеоспостереження та пожежогашіння виконуються як окремі автономні системи.

Вимірювання параметрів технологічного процесу та параметрів роботи обладнання здійснюється первинними давачами, які технологічно входять у різні підсистеми:

- основним джерелом інформації про електричні параметри є мікропроцесорні пристрої керування вимикачами, що включені у вимірювальну обмотку трансформаторів струму, та трансформатори напруги. Мікропроцесорні пристрої керування вимикачами, що включені у релейну обмотку трансформаторів струму, є резервним джерелом інформації про параметри технологічних процесів на підстанції;

- модулі RTU прямого включення для вимірювання електричних параметрів є основним джерелом інформації про параметри технологічних процесів для резервної системи керування. При нормальній роботі основної системи керування такі дані використовуються як резервні;

- реєстратори аварійних подій виконують, окрім основних функцій з реєстрації аварійних подій, постійний контроль та фіксацію параметрів нормального режиму. Вони є резервним джерелом інформації про параметри технологічних процесів для будь-якого режиму роботи основної та резервної систем керування;

- реєстратори підсистеми моніторингу перехідних режимів використовуються для більш точного вимірювання окремих параметрів технологічних процесів (частота, кут);

- вимірювання технологічних параметрів силового обладнання здійснюється в рамках підсистем, що виконують моніторинг цього обладнання.

При первинній обробці інформації виконується:

- порівняння з попереджувальними і аварійними уставками;
- присвоєння позначок часу подіям (перевищення/зниження сигналів у порівнянні з уставками);
- масштабування (обчислення реальних значень фізичних величин в іменованих одиницях з урахуванням коефіцієнтів трансформації і т.д.);
- обчислення розрахункових величин (лінійні напруги по фазних, $3U_0$ і $3I_0$, $\cos \varphi$ і т.д.).

Крім самодіагностики мікропроцесорних пристроїв при первинній обробці інформації виконується перевірка достовірності вхідних аналогових сигналів. З цією метою використовуються різні алгоритми перевірки і забезпечення достовірності.

Підсистема збору даних від мікропроцесорних пристроїв є основною підсистемою моніторингу та контролю функціонування пристроїв релейного захисту та автоматики (мікропроцесорних, електронних, електромеханічних). Підсистема складається з наступних частин:

- збір даних від пристроїв релейного захисту та автоматики за стандартом IEC61850;
- збір даних від пристроїв релейного захисту та автоматики, що не підтримують стандарт IEC61850;
- збір даних від електромеханічних пристроїв РЗА.

Підсистема моніторингу силового обладнання призначена для надання персоналу, який займається експлуатацією силового обладнання, достовірної, повної та своєчасної інформації про технологічний стан основного обладнання підстанції та параметри режиму роботи. Підсистема проводить контроль динаміки зміни параметрів та виходу їх за встановлений діапазон, сповіщає персонал про відхилення параметрів. На основі накопичених даних підсистема виконує статистичні та прогностичні розрахунки, які впливають на обсяги та періодичність проведення ремонтів обладнання. Підсистема сприяє:

- виявленню пошкодження обладнання або визначенню тенденцій зниження його експлуатаційних можливостей;
- плануванню технічного обслуговування та ремонтів;
- аналізу старіння обладнання та визначенню можливості подальшої його експлуатації.

Підсистема моніторингу силового обладнання складається з таких основних частин:

- моніторинг трансформаторного обладнання (аналіз стану ізоляції, контроль допустимих систематичних та аварійних перенавантажень та контроль недовантажень, контроль найбільш нагрітої точки обмотки, контроль рівня вологи в мастилі, контроль вмісту розчинених газів у мастилі і т.д.);

- моніторинг параметрів високовольтних елегазових вимикачів (контроль часу спрацювань, контроль положення вимикача, розрахунок залишкової кількості комутаційних операцій у нормальних та аварійних режимах, контроль струму вимкнення, контроль тиску та температури газової суміші, розрахунок щільності газової суміші, розрахунок тенденції зміни тиску та щільності газової суміші, контроль величини струму вимкнення, контроль часу горіння дуги і т.д.);

- моніторинг ізоляції високовольтних вводів (контроль зміни тангенса кута діелектричних витрат, контроль зміни ємності ($\Delta C/C$) основної ізоляції та (або) зміна її модуля повної провідності ($\Delta Y/Y$)).

Підсистема моніторингу перехідних режимів призначена для моніторингу параметрів режимів об'єкта. Підсистема є складовою частиною загальної системи моніторингу перехідних режимів в ОЕС України та міжсистемних зв'язків з енергосистемами інших країн. До її складу входять реєстратори миттєвих значень струмів та напруг ліній електропередачі 750 та 330 кВ, програмного комплексу обчислень та формування диспетчерської звітності про частоту, перебіг потужностей, кутів векторів напруги з прив'язкою до системи астрономічного (єдиного) часу Global Positioning System (GPS). Перелік параметрів, що реєструються підсистемою:

- частота змінного струму (по кожній фазі, з позначенням достовірності);
- кут між синусоїдою напруги мережі та еталонною синусоїдою 50 Гц;

- активна потужність по кожній фазі;
- реактивна потужність по кожній фазі;
- сумарна активна потужність;
- сумарна реактивна потужність;
- фазні напруги.

Зв'язок реєстраторів з верхнім рівнем підсистеми виконується мережею TCP/IP 100 Мб/с. Точність вимірів параметрів наступна:

основна приведена похибка вимірювання в каналах струму 0,2...6 А $\pm 0,2 \%$
 основна приведена похибка вимірювання в каналах напруги 1...120 В $\pm 0,2 \%$
 похибка синхронізації реєстратора від GPS $\pm 20,0$ мкс
 абсолютна похибка вимірювання частоти $\pm 0,001$ Гц
 абсолютна похибка вимірювання кута вектора напруги

між синусоїдою та еталонною 50 Гц з прив'язкою до GPS $\pm 1,0$ град.

Тривалість архівних записів параметрів режиму:

- до аварії – не менше 100 с;
- тривалість запису аварійного процесу на менше 15 хв;
- тривалість безперервного (циклічного) запису в режимі самописця – не менше 72 год.

Підсистема реєстрації аварійних подій призначена для накопичення і представлення інформації про процес виникнення, розвитку і ліквідації аварійних ситуацій (відхилень від нормального режиму) в основній мережі, безперервної реєстрації моментів ввімкнення та вимкнення комутаційних апаратів, пусків та спрацювань пристроїв релейного захисту і автоматики. Підсистема будується на окремих локальних реєстраторах аварійних подій, що поєднуються в систему. Обмін інформацією базується на транспортному протоколі TCP/IP. На основі цієї інформації забезпечується можливість точного визначення порушення нормального режиму та оцінки правильності роботи пристроїв релейного захисту та автоматики. Підсистема реєстрації аварійних подій також використовується як дублююча підсистема моніторингу технологічних параметрів нормального режиму роботи підстанції.

Підсистема передачі даних на верхні ієрархічні рівні призначена для організації обміну між різними рівнями контролю та керування об'єкта. В якості основних пунктів верхнього рівня розглядаються диспетчерські центри НЕК „Укренерго” та Центральної енергосистеми. Зв'язок з автоматизованими системами диспетчерського керування верхніх рівнів виконується відповідно до вимог стандарту IEC 60870-5-101 або IEC 60870-5-104 (при наявності транспортного протоколу TCP/IP). Засобами підсистеми повинна забезпечуватися можливість підготовки оперативно-диспетчерської і технологічної інформації, яка використовується вищими рівнями диспетчерського керування, і передачі підготовленої інформації відповідним абонентам (Житомирські МЕМ, ЦЕС, НЕК „Укренерго”) в режимі циклічного виконання і за запитом. Для такої передачі в ПТК АСК ТП підстанції формується інформація про поточний режим і стан основного електротехнічного устаткування об'єкта. Передача інформації в диспетчерські центри керування повинна здійснюватися з часом запізнення передачі не більше 1 с (час запізнення визначається як час між появою події і передачею його в каналотворюючу апаратуру на підстанції).

АСК ТП забезпечує передачу аварійної інформації (включаючи дані осцилографування) та передачу даних архівів у відповідні служби оперативно-диспетчерського керування ЦЕС і НЕК „Укренерго” за допомогою електронної пошти. Обмін файловою інформацією (дані осцилограм, документи, звіти тощо) виконується через FTP сервери або шляхом прямого доступу до файлів. Застосований захист даних від несанкціонованого доступу шляхом передбачених операційною системою засобів.

В якості підсистеми управління базою даних підстанції використовується СУБД Microsoft SQL Server. Розміщення та режим роботи обладнання СУБД вибрано виходячи із забезпечення максимальної надійності роботи. Передбачене дзеркальне дублювання інформації на незалежні носії. Апаратно СУБД розташовується на двох серверах промислового виконання із забезпеченням безперебійного живлення. Сервери працюють у режимі га-

рячого резерву. Адміністрування бази даних виконує інженер АСК ТП. Передбачене автоматичне створення копій (образів) бази даних на зовнішніх носіях (оптичні диски). Періодичність архівування визначається технічним керівництвом.

Система керування підстанцією складається з таких підсистем:

- основна система керування;
- резервна система керування;
- система синхронізації часу.

Автоматизована система керування (АСК) призначена для виконання функцій дистанційного автоматизованого керування апаратами з електричними (електромеханічними) приводами. Передбачається виконання двох незалежних (за принципами побудови, з різними апаратними та програмними засобами) АСК – основної та резервної. Не передбачається одночасна робота двох АСК (основної та резервної) в режимі керування, одночасний дозвіл керування з двох ієрархічних рівнів, різних АРМ (моніторів). Візуалізація мнемосхеми об'єкта, діалог керування через людино-машинний інтерфейс в обох АСК є ідентичними.

АСК забезпечує високонадійне керування елементами підстанції в будь-яких експлуатаційних режимах, у режимах монтажу і налагоджування. При відмові будь-якого елемента АСК або АСК в цілому, виключена можливість самовільного формування та подання команди керування. Виконання АСК, програмні та технічні засоби допускають подальше розширення ПС (збільшення числа приєднань, блокувань тощо). Всі елементи АСК мають надійне та безперебійне живлення.

Керування комутаційними апаратами виконується базуючись на принципах:

- вибір перед виконанням;
- подвійне підтвердження вибору;
- наявність зворотного зв'язку.

На початку виконання операції персонал (користувач), згідно з наданими йому повноваженнями в системі та особистим рівнем доступу (після реєстрації в системі), отримує можливість виконання операції керування. Потім здійснюється вибір (захват) поля або розподільчого пристрою, в якому розташований елемент керування. Система визначає можливість проведення комутаційної операції в даному полі (перевірка зовнішніх та програмних блокувань, рівня повноважень користувача). Виконується перевірка можливості виконання конкретної операції – наявність зовнішніх (тиск елегазу, готовність привода тощо) та програмних блокувань. Після перевірки можливості виконання операції система вимагає підтвердження завдання. До цього етапу користувач має можливість відмінити всю послідовність дій. Після підтвердження користувачем завдання виконання операції відмінити проходження та виконання команди неможливо. Після виконання операції система очікує зворотного зв'язку з елементом керування (нове положення комутаційного апарата, новий номер відпайки РПН). У разі невиконання операції (перевищення часу на виконання операції) система сповіщає персонал про порушення в роботі обладнання.

Резервна АСК будується на контролерах віддаленого доступу – RTU (Remote terminal unit), що об'єднані в єдину систему радіальними каналами зв'язку, виконаними ВОЛЗ, та використовують протокол ІЕС 60870-5-104. Керування через резервну АСК проводиться при відмові будь-якого елемента основної АСК. Повернення функцій керування основної АСК можливе тільки після ліквідації несправності і наступного тестування. Резервна АСК має незалежний канал зв'язку з верхнім рівнем за стандартом ІЕС 60870-5-104 (101) для організації диспетчерського керування.

Система синхронізації внутрішнього часу системи з астрономічним часом базується на отриманні щосекундних імпульсів від сателітів системи GPS з метою однозначного визначення часу події, зафіксованої різними підсистемами (визначення одночасності подій або уточнення різниці в часі) шляхом підстроювання локальних таймерів (годинників) мікропроцесорних компонентів окремих підсистем та формування єдиного часу в АСК ТП.