Додаток 8   
до Кодексу системи передачі

**ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ   
до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України**

**1. Загальні положення**

1.1. Ці Технічні вимоги поширюються на інформаційно-технологічне забезпечення ОСП та виробників електричної енергії типу В, С, D та споживачів (надавачів допоміжних послуг).

1.2. Терміни в цих Технічних вимогах вживаються в таких значеннях:

керуюче завдання – уставка активної потужності від системи автоматичного регулювання частоти і потужності (далі – САРЧП), надіслана (автоматично або вручну) до автоматизованої системи управління технологічним процесом (далі – АСУ ТП) для виконання, за допомогою якої здійснюється регулювання частоти та активної потужності;

непланова складова завдання – непланове значення активної потужності енергоблока/гідроагрегату або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється регулювання частоти та активної потужності;

планова складова завдання – планове значення активної потужності енергоблока/гідроагрегату або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється регулювання частоти та активної потужності.

Інші терміни та скорочення в цих Технічних вимогах вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», Кодексі системи передачі (далі – Кодекс) та Правилах ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307.

1.3. Метою побудови інформаційно-технологічних систем диспетчерського управління ОЕС України в режимі реального часу є:

упровадження інформаційного обміну між АСУ ТП виробників електричної енергії типу В, С, D та споживачів (надавачів допоміжних послуг) та автоматизованими технологічними системами ОСП;

забезпечення участі виробників електричної енергії типу В, С, D в регулюванні частоти та активної потужності аРВЧ (шляхом підключення АСУ ТП електростанції до САРЧП ОСП), рРВЧ та РЗ відповідно до вимог Кодексу;

підвищення надійності роботи електростанції у складі ОЕС України.

1.4. Обсяг вимог до АСУ ТП виробників електричної енергії типу В, С, D та споживачів (надавачів допоміжних послуг) у частині забезпечення участі в регулюванні частоти та активної потужності аРВЧ (шляхом підключення АСУ ТП до САРЧП ОСП), рРВЧ та РЗ відповідно до вимог Кодексу може визначатися можливістю надання певної допоміжної послуги та узгоджується з ОСП.

**2. Основні вимоги до АСУ ТП електростанції**

2.1. АСУ ТП повинна бути розподіленою, багатофункціональною, вільно програмованою автоматизованою системою, розрахованою на довготривале безперервне функціонування в реальному часі, щоб реалізовувати необхідні функції збору, обробки та представлення інформації, а також функції керування, регулювання, захисту, блокування та сигналізації.

2.2. Організація побудови взаємодії та зв’язку АСУ ТП електростанції із САРЧП ОСП повинна відповідати вимогам Кодексу та ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики від 13 червня 2003 року № 296.

2.3. Способи управління та режими роботи АСУ ТП електростанції мають забезпечувати процес регулювання частоти та активної потужності.

2.4. АСУ ТП електростанції має підтримувати такі рівні управління генеруючими одиницями:

станційний (місцевий) рівень управління – введення завдань активної потужності виконується оперативним персоналом електростанції або система перебуває в режимі спостереження, а також надання оперативної інформації щодо стану генеруючого обладнання і навантаження;

дистанційний рівень управління – управління від САРЧП або інших технологічних систем, установленого на диспетчерському пункті ОСП. У такому режимі станційна система управління приймає та отримує розраховані та видані системою САРЧП керуючі завдання на зміну величини активної потужності електростанції.

2.5. Рівні управління генеруючими одиницями залежно від прийнятого способу управління ними мають такі режими:

індивідуальний режим – управління генеруючими одиницями, яке здійснюється по кожній з них окремо через їхні індивідуальні системи управління. Кожна генеруюча одиниця отримує своє керуюче завдання (уставку потужності) окремо. У випадку роботи АСУ ТП електростанції на станційному (місцевому) рівні керуючі завдання окремо для кожної генеруючої одиниці задає начальник зміни станції. У випадку роботи АСУ ТП електростанції на дистанційному рівні керуючі завдання для кожної генеруючої одиниці, отримані АСУ ТП електростанції в автоматичний або автоматизований спосіб, будуть передаватися до відповідної АСУ ТП генеруючої одиниці;

груповий режим – режим групового регулювання активної потужності, у якому АСУ ТП електростанції автоматично розподіляє завдання активної потужності на групу генеруючих одиниць незалежно від способу управління нею та відповідно до алгоритму. Алгоритми роботи групи та перерозподілу навантаження в середині групи генеруючих одиниць повинні бути погоджені з ОСП;

режим регулювання через оператора групи генерації ВДЕ (для генеруючих одиниць, які використовують альтернативні джерела енергії) – режим регулювання об’єднання електростанцій, що здійснюється на основі надісланих від ОСП до агрегатора команд (уставок) шляхом розподілення виконання цих команд між електростанціями, які перебувають під управлінням оператора групи генерації ВДЕ.

Режими управління генеруючим обладнанням електростанцій визначаються відповідно до вимог Кодексу.

2.6. При визначенні конфігурації технічних засобів необхідно забезпечувати виконання таких вимог:

система повинна бути повністю резервованою;

на етапі проєктування АСУ ТП електростанції необхідно передбачити збереження ретроспективної інформації в архівних базах даних протягом не менше 3 років. Реєстрація подій повинна проводитись безперервно та автоматично на пристроях, що не виведені в ремонт. Інформація щодо відхилення від нормального режиму АСУ ТП електростанції повинна автоматично записуватись та зберігатись;

необхідно реалізувати обов’язкове ведення баз даних (далі – БД) англійською мовою, що є основною мовою БД (необхідно для коректного формування CIM-моделей енергооб’єкта відповідно до ДСТУ IEC 61970 «Інтерфейс прикладних програм у системах електроенергетичного менеджменту (EMS-API)»);

безпека даних та комунікацій має відповідати стандарту ДСТУ IEC/TS 62351 «Керування енергетичними системами та пов`язаний з ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій»;

втрата живлення АСУ ТП електростанції та його наступне включення не повинні призводити до спотворення інформації.

2.7. Вимоги до каналів зв'язку та передачі даних викладені в документі «Технічні вимоги до побудови каналів зв’язку для обміну технологічною інформацією між оператором системи передачі та користувачами системи передачі/розподілу».

2.8. В АСУ ТП повинен бути реалізований механізм автоматичного переведення інформаційного обміну на резервний канал зв’язку при фіксації пошкодження або ручного блокування передачі даних одного з каналів.

2.9. Період видачі інформації до САРЧП ОСП становить не більше 1 секунди.

2.10. Перелік параметрів інформаційного обміну між САРЧП ОСП та АСУ ТП електростанції, а також налаштування технічних характеристик за протоколом ДСТУ IEC 60870-5-104 «Пристрої та системи телемеханіки. Частина 5-104. Протоколи передавання. Доступ до мережі згідно з ІЕС 60870-5-101 із використанням стандартних профілів передавання даних» визначаються у проєктній документації з упровадження інформаційного обміну АСУ ТП електростанції із САРЧП ОСП. Інформаційний обмін має здійснюватися з використанням мітки часу. Перелік параметрів інформаційного обміну оприлюднюється ОСП на власному вебсайті.

2.11. Програмне забезпечення АСУ ТП повинно відповідати таким вимогам:

забезпечений захист від збоїв програмного забезпечення, а також захист від втрати, пошкодження або спотворення інформації;

реалізована можливість здійснювати прив’язку кожного параметра інформаційного обміну до астрономічно точного часу;

функціонування АСУ ТП повинно бути безперервним та в режимі реального часу з синхронізацією відповідно до протоколу мережевого часу не гірше рівня Stratum 3;

давачі телевимірювань (вимірювальні перетворювачі, кола трансформаторів струму та напруги, до яких вони підключаються), які використовуються для вимірювання активної потужності, струму та напруги та передачі зазначених вимірювань по каналах інформаційного обміну на верхній рівень керування (диспетчерські пункти), повинні мати допустиме значення відносної похибки не гірше ніж ± 0,2 % (при новому будівництві та/або реконструкції, та/або заміні вимірювальних перетворювачів (системи збору та передачі інформації));

період обробки отриманого керуючого завдання на зміну навантаження в АСУ ТП електростанції не повинен перевищувати 1 секунди;

система реєстрації повинна забезпечувати автоматичне архівування аварійних ситуацій та журналів з діями оперативного персоналу, у тому числі й окремого журналу з відображенням зміни параметрів налаштування систем управління та регулювання;

ретроспективна інформація повинна бути недоступною для корекції;

АСУ ТП електростанції повинна забезпечувати зворотний зв’язок між САРЧП ОСП, а до САРЧП ОСП повинно надходити значення отриманого керуючого завдання;

АСУ ТП електростанцій на етапі проєктування повинна забезпечувати взаємодію з пристроями ПА та передбачити пріоритет дії ПА по відношенню до виконання керуючих завдань від САРЧП ОСП;

періодично виконувати автоматичну самодіагностику (передавання інформації про свій стан від усіх інтелектуальних електричних пристроїв для забезпечення надійності цілодобової роботи АСУ ТП та своєчасного прийняття рішень диспетчером) та при виявленні порушень видавати відповідну сигналізацію. Перелік сигналів, які передаються, має бути наведений у проєктній документації. Інформація, яка впливає на рішення оператора та обслуговуючого персоналу, має бути мінімально достатньою.

2.12. Для цілей регулювання частоти та активної потужності АСУ ТП електростанції повинна виконувати такі функції:

введення (отримання) та передача до АСУ ТП генеруючих одиниць планової складової завдання активної потужності;

введення (отримання) та розподіл планової складової завдання з активної потужності між генеруючими одиницями (у випадку роботи генеруючих одиниць у груповому режимі);

отримання керуючих завдань по кожній генеруючій одиниці щодо непланової складової завдання з активної потужності та передача їх до відповідних АСУ ТП генеруючих одиниць (у випадку роботи генеруючої одиниці в індивідуальному режимі);

отримання керуючих завдань та розподіл непланової складової завдання з активної потужності між генеруючими одиницями з реалізацією принципу повного виконання завдання в межах сумарного діапазону регулювання (у випадку роботи генеруючих одиниць у груповому режимі);

фіксація команд диспетчера щодо зміни навантаження генеруючих одиниць;

розрахунок резервів первинного, вторинного, третинного регулювання виходячи з поточного значення навантаження генеруючих одиниць;

збір та передача даних з існуючої телемеханіки для отримання інформації про стан комутаційного обладнання та вимірів на відкритому розподільчому пристрої;

управління АСУ ТП генеруючими одиницями;

відключення управління від АСУ ТП електростанції АСУ ТП генеруючих одиниць за умов спрацювання захистів та ПА, втрати зв’язку із генеруючою одиницею;

виведення аварійної, попереджувальної та технологічної сигналізації про режим роботи, параметри режиму та стан обладнання на робочі станції оператора та на архівну станцію;

контроль дій АСУ ТП електростанції оперативного персоналу;

відображення на дисплеї інженерної станції інформації про роботу алгоритмів АСУ ТП електростанції в режимі реального часу;

збір, відображення та архівація технологічних даних;

збір та передача інформації до диспетчерського центру ОСП з циклом не більше 1 секунди.

2.13. Вимоги до роздільної здатності значень основних величин даних та точності вимірювань, які можуть передаватися від АСУ ТП електростанції до САРЧП ОСП:

1) для нереконструйованих генеруючих одиниць (клас точності не менше 0,5):

по виміряному значенню частоти мережі f ≤ 0,01 Гц;

по активній потужності P ≤ 0,1 МВт;

по реактивній потужності Q ≤0,1 МВАр;

по силі електричного струму I ≤1,0 А;

по електричній напрузі U ≤0,1 кВ;

по енергії E = 0,1 МВт\*год;

по рівню верхнього/нижнього б’єфа D = 0,01 м;

по завданню швидкості зміни активної потужності v = 0,1 МВт/хв;

по середньодобових витратах води через турбіну V = 1 м3/с;

2) для нових та реконструйованих генеруючих одиниць (клас точності не менше 0,2):

по виміряному значенню частоти мережі f ≤ 0,001 Гц;

по активній потужності P ≤ 0,1 МВт;

по реактивній потужності Q ≤ 0,1 МВАр;

по силі електричного струму I ≤1,0 А;

по електричній напрузі U ≤ 0,1 кВ;

по енергії E = 0,1 МВт\*год;

по рівню верхнього/нижнього б’єфа D = 0,01 м;

по завданню швидкості зміни активної потужності v = 0,1 МВт/хв;

по середньодобових витратах води через турбіну V = 1 м3/с.

2.14. Типовий перелік параметрів інформаційного обміну між АСУ ТП електростанцій та САРЧП ОСП по протоколу ДСТУ IEC 60870-5-104 публікується ОСП на власному вебсайті. Індивідуальний список параметрів узгоджується між користувачем системи передачі/розподілу та ОСП у кожному окремому випадку.

2.15. У рамках виконання роботи з впровадження інформаційного обміну АСУ ТП електростанції з САРЧП ОСП повинна бути надана на погодження ОСП та відповідному регіональному диспетчерському центру ОСП документація, що виконана відповідно до ГОСТ 34.201 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем» та наповнена відповідно до РД 50-34.698 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»:

технічне завдання;

проєкт, що містить:

пояснювальну записку до технічного проєкту (П2),

перелік вхідних сигналів та даних (В1),

перелік вихідних сигналів (документів) (В2),

схему автоматизації (С3),

опис програмного забезпечення (ПЗ),

програму та методику випробувань (компонентів, комплексів засобів автоматизації, підсистеми, систем) (ПМ).

Уся зазначена вище документація повинна бути виконана українською мовою.

{Кодекс системи передачі доповнено новим Додатком згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1680 від 29.09.2021; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2992 від 29.12.2021}