

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова Національної комісії,
що здійснює державне
регулювання у сферах
енергетики та комунальних
послуг
15.07.2025 № 1053

Зміни до Кодексу системи передачі

1. У розділі III:

1) у пункті 2.6 глави 2:

абзац другий підпункту 1 викласти в такій редакції:

«Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;»;

підпункт 3 доповнити новим абзацом такого змісту:

«Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;»;

2) у пункті 6.6 глави 6:

абзац другий підпункту 1 викласти в такій редакції:

«Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;»;

у підпункті 3:

абзаци другий – четвертий замінити двома абзацами такого змісту:

«УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу.

Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;»;

3) у главі 7:

у пункті 7.2:

в абзаці третьому підпункту 7.2.5 слова «двох робочих днів» замінити словами «одного робочого дня»;

підпункт 7.2.8 викласти в такій редакції:

«7.2.8. Наданій Замовником заяві з додатками до неї ОСП присвоює реєстраційний номер, який автоматично формується системою моніторингу надання оператором системи передачі та операторами систем розподілу послуг з приєднань до електричних мереж (далі – система моніторингу приєднань) згідно з вимогами Кодексу систем розподілу після внесення відповідної інформації із заяви та переходу запису про приєднання у статус «подано заяву про приєднання», за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, та у строки, визначені у підпункті 7.2.5 цього пункту.

Реєстраційний номер заяви повідомляється Замовнику на електронну адресу та/або через особистий кабінет замовника, та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки – на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням).»;

підпункт 7.4.3 пункту 7.4 після абзацу восьмого доповнити новим абзацом дев'ятим такого змісту:

«Технічні умови на приєднання викладаються у вигляді єдиного документа та мають містити ідентифікатор, яким є унікальний набір даних (послідовність символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань згідно з вимогами Кодексу систем розподілу після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «технічні умови видано», за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу.».

У зв'язку з цим абзаци дев'ятий – одинадцятий вважати відповідно абзацами десятим – дванадцятим;

у підпункті 7.10.5 пункту 7.10:

друге речення абзацу першого після слів та знаку «відповідним актом,» доповнити словами «який підписується»;

після абзацу першого доповнити новим абзацом другим такого змісту:

«Акт про надання ОСП послуги з приєднання має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».».

У зв'язку з цим абзац другий вважати абзацом третім;

у пункті 7.12:

у підпункті 7.12.2:

в абзаці дванадцятому аббревіатуру «ПРРЕЕ» замінити словами, знаками та аббревіатурою «Правилами роздрібного ринку електричної енергії (далі – ПРРЕЕ)»;

в абзаці тринадцятому слово та аббревіатуру «документів ОСП» замінити словом, знаком та аббревіатурою «документів, ОСП»;

у підпункті 7.12.3:

абзац восьмий після слів «виробника електричної енергії» доповнити словами «або активного споживача», а після слів «такого виробника» доповнити словами «або активного споживача»;

в абзацах двадцятому та двадцять першому слово та аббревіатуру «документів ОСП» замінити словом, знаком та аббревіатурою «документів, ОСП»;

у пункті 7.13:

у підпункті 7.13.4:

абзац одинадцятий після слів «інших суб'єктів господарювання» доповнити словами та знаком «електричної енергії»;

в абзаці дванадцятому слово та аббревіатуру «документів ОСП» замінити словом, знаком та аббревіатурою «документів, ОСП»;

абзац тринадцятий викласти в такій редакції:

«У разі наявності зауважень до наданого Користувачем повідомлення про встановлення і приєднання (підключення) генеруючої установки та/або доданих документів, ОСП не пізніше 10 робочих днів з дня отримання від Користувача такого повідомлення повертає Користувачу повідомлення про встановлення і приєднання (підключення) генеруючої установки та додані до нього документи, з описом виявлених зауважень.»;

у підпункті 7.13.5:

в абзаці шостому слова «Для активного споживача» замінити словами «Для генеруючої установки активного споживача»;

в абзаці двадцятому слово та аббревіатуру «документів ОСП» замінити словом, знаком та аббревіатурою «документів, ОСП»;

абзац двадцять перший викласти в такій редакції:

«У разі наявності зауважень до наданого Користувачем повідомлення про встановлення і приєднання (підключення) генеруючої установки та/або доданих документів, ОСП не пізніше 10 робочих днів з дня отримання від Користувача такого повідомлення повертає Користувачу повідомлення про встановлення і приєднання (підключення) генеруючої установки та додані до нього документи з описом виявлених зауважень.»;

підпункт 7.13.7 викласти в такій редакції:

«7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.».

2. Додаток 4 (тип А), додаток 4 (тип Б) та додаток 4 (тип В) після пункту 8 доповнити новим пунктом 9 такого змісту:

«9. ЕІС-код площадки комерційного обліку:

[illegible]

3. Підпункт 4.2.3 пункту 4.2 глави 4 додатка 5 викласти в такій редакції:
 «4.2.3. Забезпечити наявність обладнання зв'язку для передачі в режимі реального часу з належним захистом сигналів до диспетчерських пунктів ОСП. Інформація передається в режимі реального часу відповідно до технічних вимог та в обсязі, що визначені главами 2, 3, 6 розділу III КСП, главою 6 розділу X КСП та додатками 8 та 9 до КСП.».

4. У додатку 8:

1) у главі 1:

пункт 1.1 викласти в такій редакції:

«1.1. Ці Технічні вимоги поширюються на інформаційно-технологічне забезпечення ОСП та користувачів системи передачі/розподілу, що експлуатують генеруючі одиниці типу В, С і D та/або УЗЕ типу А2, В, С і D, та споживачів (надавачів допоміжних послуг), (далі – користувачі системи).»;

у пункті 1.2:

абзац другий викласти в такій редакції:

«керуюче завдання – уставка активної потужності від САРЧП, надіслана (автоматично або вручну) до АСУ ТП для виконання, за допомогою якої здійснюється регулювання частоти та активної потужності;»;

в абзаці п'ятому слова та знаки «системи передачі (далі – Кодекс)» замінити знаками, словами та цифрами «системи передачі, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Кодекс),»;

пункт 1.3 викласти в такій редакції:

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

упровадження інформаційного обміну між АСУ ТП користувачів системи та автоматизованими технологічними системами ОСП;

забезпечення участі користувачів системи в регулюванні частоти та активної потужності аРВЧ (шляхом підключення АСУ ТП користувача системи до САРЧП ОСП), рРВЧ та РЗ відповідно до вимог Кодексу;

підвищення надійності роботи електростанції та УЗЕ у складі ОЕС України.»;

у пункті 1.4 слова, літери та знаки «виробників електричної енергії типу В, С, D та споживачів (надавачів допоміжних послуг)» замінити словами «користувачів системи»;

2) главу 2 викласти в такій редакції:

«2. Основні вимоги до АСУ ТП користувача системи

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 користувача системи із САРЧП ОСП повинна відповідати вимогам Кодексу та ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила».

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

2.4. АСУ ТП користувача системи має підтримувати такі рівні управління генеруючими одиницями та/або УЗЕ:

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

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 генеруючої одиниці та/або активної потужності відпуску/відбору УЗЕ.

2.5. Рівні управління генеруючими одиницями та/або УЗЕ залежно від прийнятого способу управління ними мають такі режими:

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

груповий режим – режим групового регулювання активної потужності, у якому АСУ ТП генеруючої одиниці та/або УЗЕ автоматично розподіляє завдання активної потужності генеруючої одиниці та/або активної потужності відпуску/відбору УЗЕ на групу генеруючих одиниць та/або УЗЕ незалежно від способу управління нею та відповідно до алгоритму. Алгоритми роботи групи та перерозподілу навантаження та/або потужності відпуску/відбору в середині групи генеруючих одиниць та/або УЗЕ 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 (установок) шляхом розподілення виконання цих команд між електростанціями, які перебувають під управлінням оператора групи генерації ВДЕ.

Режими управління генеруючими одиницями та/або УЗЕ визначаються відповідно до вимог Кодексу.

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

система повинна бути повністю резервованою;

на етапі проектування АСУ ТП користувача системи 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 користувача системи 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 СІМ-моделей об'єкта електроенергетики та/або УЗЕ відповідно до ДСТУ EN 61970, ДСТУ ІЕС 61970, ДСТУ EN ІЕС 61970);

безпека даних та комунікацій має відповідати стандарту ДСТУ ІЕС/TS 62351;

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

2.7. Вимоги до каналів зв'язку та передачі даних викладені в додатку 9 до Кодексу.

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 користувача системи, а також налаштування технічних характеристик здійснюється за протоколом, визначеним ДСТУ EN 60870-5-104 «Пристрої та системи телекерування. Частина 5-104. Протоколи передавання. Доступ до мережі згідно з ІЕС 60870-5-101 із використанням стандартних профілів передавання даних» (далі – ДСТУ EN 60870-5-104). Інформаційний обмін має здійснюватися з використанням мітки часу. Типовий 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 і передачі зазначених вимірювань по каналах інформаційного обміну на верхній рівень керування (диспетчерські пункти), повинні мати допустиме значення відносної похибки не гірше ніж $\pm 0,2 \%$ (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 користувача системи 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 користувача системи повинна забезпечувати зворотний зв'язок між САРЧП ОСП, а до САРЧП ОСП повинно надходити значення отриманого керуючого завдання;

АСУ ТП користувача системи на етапі проектування 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 користувача системи повинна виконувати такі функції:

введення (отримання) та передача до АСУ ТП генеруючих одиниць та/або УЗЕ планової складової завдання активної потужності та/або активної потужності відпуску/відбору УЗЕ;

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

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

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

фіксація команд диспетчера щодо зміни навантаження генеруючих одиниць та/або потужності відпуску/відбору УЗЕ;

розрахунок РПЧ, аРВЧ, рРВЧ та РЗ виходячи з поточного значення навантаження генеруючих одиниць та/або поточного значення потужності відпуску/відбору УЗЕ;

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 та/або УЗЕ;

відключення управління від АСУ ТП користувача системи АСУ ТП генеруючих одиниць та/або УЗЕ за умов спрацювання захистів та ПА, втрати зв'язку із генеруючою одиницею та/або УЗЕ;

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 користувача системи оперативного персоналу;

відображення на дисплеї інженерної станції інформації про роботу алгоритмів АСУ ТП користувача системи 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 користувача системи до САРЧП ОСП:

1) для нереконструйованих генеруючих одиниць та/або УЗЕ (клас точності не менше 0,5):

по виміряному значенню частоти мережі $f \leq 0,01$ Гц;

по активній потужності $P \leq 0,1$ МВт;

по реактивній потужності $Q \leq 0,1$ МВАр;

по силі електричного струму $I \leq 1,0$ А;

по електричній напрузі $U \leq 0,1$ 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 та/або УЗЕ (клас точності не менше 0,2):

по виміряному значенню частоти мережі $f \leq 0,001$ Гц;
 по активній потужності $P \leq 0,1$ МВт;
 по реактивній потужності $Q \leq 0,1$ МВАр;
 по силі електричного струму $I \leq 1,0$ А;
 по електричній напрузі $U \leq 0,1$ 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 користувача системи та САРЧП ОСП за протоколом, визначеним ДСТУ EN 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 користувача системи з САРЧП ОСП повинна бути надана на погодження ОСП та відповідному регіональному диспетчерському центру ОСП документація, що виконана відповідно до ГОСТ 34.201 та наповнена відповідно до РД 50-34.698:

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.».
