

УДК 621.311

**СИСТЕМА ЗБОРУ ТА ОБРОБКИ ІНФОРМАЦІЇ, ЩО РЕЄСТРУЄТЬСЯ
КОМПЛЕКСАМИ “РЕГІНА-Ч”**

Б.С. Стогній¹, акад. НАН України, **О.В. Кириленко**², акад. НАН України, **О.Ф. Буткевич**³,
докт. техн. наук, **М.Ф. Сопель**⁴, канд. техн. наук, **О.Б. Рибіна**⁵, канд. техн. наук, **В.Л. Тутик**⁶,
канд. техн. наук

1–6 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Представлено основні результати виконання інноваційного проекту по створенню системи збору та обробки інформації, що реєструється комплексами “Регіна-Ч” на електричних станціях та підстанціях об’єднаної енергосистеми України. Роботу виконано відділами № 3 та 4 ІЕД НАН України. Бібл. 12, рис. 6.

Ключеві слова: диспетчерське керування об’єднаною енергосистемою, моніторинг параметрів режиму енергосистеми, канали передачі даних, база даних.

Вступ. Сучасний аспект забезпечення надійності та ефективності електроенергетичного виробництва безпосередньо пов’язаний з його інформатизацією та інтелектуалізацією систем керування (у найширшому трактуванні під інформатизацією розуміють створення та широко-масштабне впровадження і використання нових інформаційних технологій та систем). Інформатизація – це найперспективніший і найменш витратний шлях підвищення надійності та ефективності електроенергетичного виробництва, який у порівнянні з іншими шляхами не потребує значних інвестицій, але дає змогу суттєво підвищити рівень надійності та ефективності реалізації технологічних процесів [5, 7, 8].

Системи моніторингу параметрів режимів функціонування та діагностування обладнання на рівні електроенергетичних об’єктів дозволяють своєчасно виявити загрози його пошкодження та запобігти виникненню аварійних ситуацій, які можуть розвинути в аварії. Завдяки цьому забезпечується можливість своєчасного виведення обладнання в ремонт та виконання ремонтних робіт, чим подовжується термін його експлуатації, що надзвичайно важливо, якщо брати до уваги фізичну зношеність більшої частини основного обладнання об’єктів об’єднаної енергосистеми (ОЕС) України (наприклад, більше ніж 92 % енергоблоків електростанцій використали свій розрахунковий ресурс – 100 тис. год., з яких близько 65 % використали і граничний ресурс – 200 тис. год., причому більшість енергоблоків останньої “групи граничного ресурсу” протягом 3-х років наблизяться до критичного значення – 300 тис. год.). Розроблені та впроваджені в ОЕС України системи моніторингу на базі комплексів сімейства “Регіна” здійснюють реєстрацію аналогових та дискретних сигналів (відповідно режимних параметрів та індикацій стану обладнання, систем захисту і автоматики), діагностування пристроїв релейного захисту та автоматики, забезпечують оперативність та точність визначення місць пошкоджень на електричних приєднаннях об’єктів (тим самим даючи змогу швидко відновлювати електропостачання та мінімізувати економічні збитки, пов’язані з аварійним знеструмленням та невідпуском електроенергії споживачам), діагностування та прогнозування стану високовольтних вимикачів, ізоляції високовольтного обладнання, здійснюють аналіз виникнення та перебігу аварійних ситуацій та ін. Найкращі технічні характеристики та показники функціонування мають комплекси “Регіна-Ч”, що використовують сучасні інформаційні технології і забезпечують високоточні синхронізовані за супутниковими сигналами єдиного часу вимірювання режимних параметрів, насамперед векторів напруги [4, 10]. Закордонні аналоги таких пристроїв (поширена англійська аббревіатура їх – PMUs: від Phasor Measurement Units, оскільки вимірюють вектори напруги) широко використовують в енергооб’єднаннях (ЕО) світу (Європи, країн Північної та Південної

Америци, Китаю та ін.). Такі пристрої утворюють об'єктний рівень систем моніторингу режимних параметрів ЕО (усталена англomовна абрeвіатура таких систем – WAMS: від **Wide Area Measurement System**).

Завдяки інформації, вимірюваної комплексами "Регіна-Ч", з'явилися нові можливості для розв'язання багатьох проблемних задач системного значення, які до цього часу в ОЕС України не могли бути розв'язані взагалі або ж результати їх розв'язання не відповідали сучасним вимогам [2, 3, 6, 9]. Тому першочерговим комплексним науково-технічним завданням, виконання якого забезпечує можливість розв'язання багатьох задач диспетчерського керування ОЕС України, враховуючи вимоги об'єднання енергосистем європейських країн ENTSO-E (абрeвіатура від **European Network of Transmission System Operators for Electricity**), було створення системи збору інформації, що реєструється на об'єктах ОЕС України комплексами "Регіна-Ч", забезпечуючи як попередню обробку та передачу інформації на вищий рівень ієрархії оперативно-диспетчерського керування ОЕС України, так і її збереження в базі даних (БД) на рівні диспетчерського центру (ДЦ) ОЕС України для подальшого використання в системі оперативно-диспетчерського керування ОЕС України*.

Особливості створення та загальна характеристика "Системи". Керування ЕО не обмежується рамками оперативного керування. Реалізація функцій керування ЕО у загальному випадку базується на результатах розв'язання задачі комплексної багатокритеріальної оптимізації його режимів функціонування. Розв'язання зазначеної задачі виконують із застосуванням методів декомпозиції, які дають змогу подати його у вигляді багатокрокового процесу розв'язання взаємопов'язаних оптимізаційних задач – підзадач комплексної задачі, враховуючи при цьому різні аспекти їх ієрархії. Тобто вирішення проблеми керування ОЕС України базується на багаторівневій декомпозиції як самого об'єкта керування (яким у даному випадку є ОЕС України), так і процесу керування ним. Задачі керування енергосистемами (ЕС) завжди мають режимну спрямованість, незалежно від рівня ієрархії керування та часової декомпозиції процесу розв'язання задач. На кожному з таких рівнів ієрархії керування ОЕС України для забезпечення розв'язання задач та реалізації відповідних функцій потрібна інформація. Групи таких задач та функцій, розподілених за рівнями часової декомпозиції, представлено на рис. 1, де цифрами позначено такі групи:

1 – задачі та функції, виконання яких забезпечується засобами релейного захисту та автоматики (РЗА), системами збору, попередньої обробки та передачі інформації;

2 – моніторинг та регулювання напруги; керування генерацією, у тому числі регулювання частоти та перетоків активної потужності; оцінювання стану ЕС та ЕО; моніторинг низько-частотних коливань режимних параметрів; моніторинг допустимості поточних режимів за запасами стійкості;

3 – оптимізаційні задачі оперативно-диспетчерського керування; виконання диспетчерських заявок, організація та виконання оперативних перемикачів у схемах електричних з'єднань об'єктів;

4 – аналіз (опрацювання) диспетчерських заявок, коригування та короткотермінове планування режимів;

5 – довготермінове планування режимів, планування ремонтів устаткування;

6 – перспективне планування та планування розвитку ЕО.

* Робота по створенню зазначеної системи (далі "Системи") виконувалася в рамках науково-технічного (інноваційного) проекту "Розробка методів та створення системи збору та обробки інформації, що реєструється комплексами "Регіна-Ч".

Для можливості розв'язання усього спектра задач керування електроенергетичним виробництвом потрібна різнобічна інформація, але первинним і основним джерелом її надходження є технологічні процеси та події, які безпосередньо відбуваються на об'єктах. Тому під час створення "Системи" керувалися *висхідною* стратегією інформатизації (*знизу-вверх*), оскільки як першоджерела інформації, так і засоби, що забезпечують реалізацію керуючих дій, знаходяться на об'єктному рівні.

Однією з основних умов забезпечення надійності та ефективності керування в електроенергетиці є відповідність характеристик та показників функціонування інформаційних та інформаційно-керуючих систем вимогам щодо розв'язання задач та реалізації функцій керування: розв'язання задач у реальному часі унеможлиблюється (втрачає сенс) у разі неможливості своєчасного (в аспекті розв'язання конкретної задачі) одержання відповідної інформації. Тому під час створення "Системи" враховувалися насамперед вимоги до одержання інформації, виконання яких забезпечило б розв'язання задач на ієрархічному рівні ОЕС України, зокрема і тих, що стосуються регулювання та керування режимами ОЕС України у відповідності з вимогами ENTSO-E. Наприклад, вимоги до точності визначення частоти змінного струму засобами "Системи" об'єктного рівня пов'язані з необхідністю стабілізації частоти на вищому рівні, ніж передбачено чинним в Україні стандартом, з метою попередження більш значного її зниження і дії автоматики частотного розвантаження (АЧР) у разі виникнення аварійного дефіциту в момент, коли частота матиме максимальне відхилення від номінальної (в ENTSO-E, на відміну від ОЕС України, використовується значно нижча уставка першої черги АЧР). За рахунок забезпечення зазначеної стабілізації частоти зникає і потреба в наявності додаткової потужності обортового резерву на електростанціях, обумовленої необхідністю недопущення дії АЧР. Оскільки ж термін рівномірної реалізації сумарного резерву потужності первинного регулювання в ENTSO-E (із розрахунку ≥ 3000 МВт) не повинен перевищувати 30 с, а зона нечутливості регуляторів швидкості обертання турбін енергоблоків не повинна виходити за межі ± 10 мГц, то цим обумовлюється і вимога до точності вимірювання частоти для цілей *первинного* регулювання – ≤ 10 мГц (цикл вимірювання при цьому повинен знаходитися в інтервалі від 0,1 до 1 с). Проте вимоги до точності вимірювання частоти для цілей *вторинного* регулювання ще жорсткіші – повинна забезпечуватися точність вимірювання частоти на рівні 1 мГц. Тому виконання саме цих останніх вимог (крім вимог щодо вимірювання інших режимних параметрів) і повинні забезпечувати засоби "Системи". Слід зазначити, що усі вимоги ENTSO-E, які стосуються моніторингу режимних параметрів, досить "корельовані". Наприклад, для керування обміном потужності ЕО з іншими енергосистемами потрібно контролювати значення перетоків активної потужності по міжсистемних лініях електропередачі, і для вторинного регулювання похибка вимірювання такої активної потужності не повинна перевищувати 1,0 %. Очевидно, що вимірювання перетоків активної потужності по міжсистемних лініях електропередачі мають бути синхронізовані, що потребує використання сигналів точного часу від системи глобального позиціонування (далі GPS – від *Global Positioning System*).

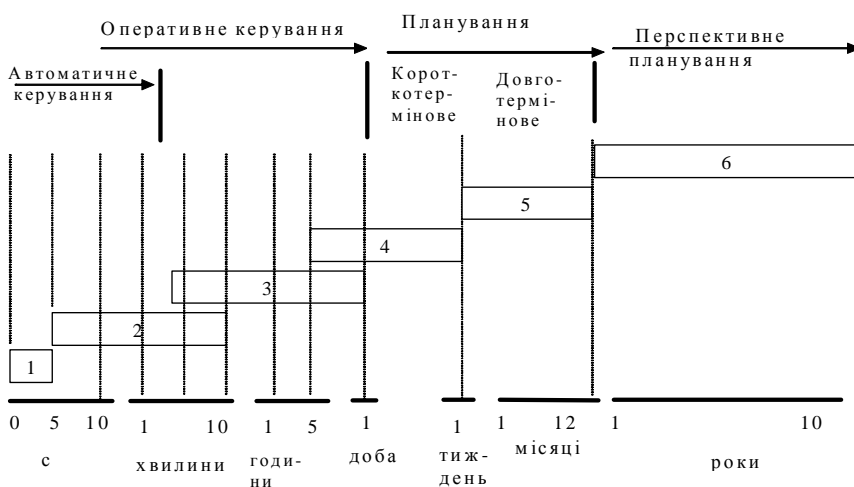


Рис. 1

Особливої уваги потребує проблема моніторингу та демпфірування низькочастотних коливань режимних параметрів, які можуть виникати і «проявляти себе», насамперед, на слабких електричних зв'язках, що

потребує проблема моніторингу та демпфірування низькочастотних коливань режимних параметрів, які можуть виникати і «проявляти себе», насамперед, на слабких електричних зв'язках, що

з'єднують ЕО або окремі їх частини, призводячи до коливного порушення стійкості ЕО. Такі випадки вперше мали місце при об'єднанні ЕС скандинавських країн на паралельну роботу: з вересня 1967 по травень 1969 рр. було зареєстровано 300 випадків виникнення незгасаючих коливань по лініях електричного зв'язку між ЕС Швеції та ЕС інших скандинавських країн. Такі коливання поширювалися в ЕС, обумовлюючи дію ділильної автоматики з відключенням між-системних зв'язків та припиненням паралельної роботи зазначених ЕС. Виникнення слабкозгасаючих низькочастотних коливань режимних параметрів притаманне усім ЕО зі слабкими між-системними зв'язками. Сам факт об'єднання ЕС на паралельну роботу з використанням таких зв'язків априорі є тим чинником, який може обумовлювати виникнення низькочастотних коливань режимних параметрів. Такі коливання виникають в єдиній ЕС (ЄЕС) Росії, ЕО Китаю, США та інших країн. Після розширення УСТЕ (ЕО європейських країн) у 1995 р. такі коливання почали стосуватися усього розширеного ЕО. І проблема демпфірування таких коливань не втрачає актуальності. Наприклад, протягом 2005 р. у синхронній зоні Західної Європи виникло щонайменше шість аварійних ситуацій через недостатнє демпфірування зазначених коливань. Як свідчить досвід експлуатації ЕС Колумбії [11], виявлення та аналіз причин виникнення небезпечних в аспекті стійкості ЕС низькочастотних коливань режимних параметрів можна встановити лише з використанням інформації, одержуваної від PMUs, оскільки системи збору оперативних даних SCADA (аббревіатура від Supervisory Control and Data Acquisition) не дозволяють цього зробити. Для ОЕС України із входженням її до ENTSO-E задачі виявлення та демпфірування таких коливань теж набувають особливої актуальності.

Слід зазначити, що розроблену "Систему" можна вважати основною складовою сучасної системи моніторингу рівня ЕО (далі використовуємо усталену англomовну аббревіатуру WAMS – від Wide Area Measurement System), яка створюється в ОЕС України і обумовлена, насамперед, інформаційними потребами актуальних задач оперативно-диспетчерського керування.

Разом зі створенням WAMS з'являється також можливість удосконалення існуючих систем протиаварійного керування, а також створення нових систем автоматичного керування режимами ЕО – WACS (аббревіатура від Wide Area Control System) та відповідних схем системного захисту – WAPS (аббревіатура від Wide Area Protection Schemes), задачі та умови функціонування яких відрізняються від існуючих локальних систем, насамперед спрямованістю на унеможливлення розвитку системних аварій (які охоплюють значні території і стосуються ЕО).

З урахуванням затримок в одержанні інформації на рис. 2 показано часові інтервали, які "охоплюються" функціонуванням усіх зазначених систем (ОІКК – це оперативні інформаційно-керуючі комплекси).

До характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких забезпечується з використанням інформації, що реєструється на об'єкт-ному рівні комплексами "Регіона-Ч" і передається на вищий рівень "Системи", належать:

1. Ретроспективний аналіз подій та режимів (інформація використовується в режимі *off-line*).



Рис. 2

2. Удосконалення та налаштування моделей “динаміки” ЕО (інформація використовується в режимі *off-line*).

3. Аналіз низькочастотних коливань режимних параметрів ЕО (передбачено використання інформації як в режимі *off-line*, так і в режимі *on-line*).

4. Моніторинг допустимості та візуалізація рівнів напруги, перетоків активної потужності, взаємних кутів векторів напруги та значень струму електричних зв’язків, що входять до складу контрольованих перетинів ЕО (інформація використовується в режимі *on-line*).

5. Покращення якості результатів оцінювання стану ЕО (інформація використовується в режимі *on-line*).

6. Моніторинг допустимості завантаження контрольованих перетинів ЕО (інформація використовується в режимі *on-line*).

7. Удосконалення системи протиаварійної автоматики (інформація використовується в режимі *on-line*).

Разом з тим, як видно з рис. 2, “Система” (“Система збору та обробки інформації”) спроможна забезпечити також інформаційні потреби перспективних (для ОЕС України) WACS та WAPS (використання інформації в *on-line*).

Слід зазначити, що разом із низкою характерних задач рівня ЕО, розв’язання яких можна забезпечити на базі інформації “Системи”, самі процедури обробки інформації, системи візуалізації даних, а також архітектура WAMS та WACS у різних ЕО можуть мати істотні відмінності – залежно від функцій і задач, що виконуються в *on-line*.

Світовий досвід впровадження та використання PMUs в ЕО свідчить, що в економічно розвинених країнах, наприклад США, співвідношення кількості об’єктів, на яких встановлено PMUs, до загальної кількості об’єктів ЕО знаходиться десь на рівні 1/3. Однак такі співвідношення можуть дозволити собі країни з високим рівнем розвитку економіки та інвестицій в ЕО. В Україні, на відміну від таких країн, доводиться керуватися дещо іншими принципами побудови та функціонування сучасної WAMS [1, 3, 6], беручи до уваги визначальний чинник обмежених фінансових можливостей щодо інвестування проектів розвитку WAMS.

“Систему” створено як розподілену систему на території України: пристрої об’єктного рівня – комплекси “Регіна-Ч” – встановлено на електричних станціях і підстанціях ОЕС України. У 2010 р. кількість об’єктів, на яких встановлено комплекси “Регіна-Ч” і які “охоплено” створеною “Системою”, становила 24. До складу таких об’єктів входять дві АЕС (Південноукраїнська та Хмельницька) та 22 електричні підстанції (ПС) різних класів напруги, а саме:

- ПС 750 кВ: Західноукраїнська, Північноукраїнська, Вінницька, Дніпровська, Південнодонбаська, Запорізька, Донбаська;
- ПС 500 кВ: Победа;
- ПС 400 кВ: Мукачеве;
- ПС 330 кВ: Івано-Франківськ, Котовськ, Усатове, Михайлівка, Ново-Київська, Трихати, Аджалик, Ново-Одеська, Дніпро-Донбас, Львів-Південна, Шостка, Лосеве, Джанкой.

До складу основних технічних засобів “Системи”, що забезпечують одержання (реєстрацію) та передавання інформації, входять такі:

- На об’єктному рівні:

- один чи декілька реєстраторів сигналів (РС) з блоками вимірювальних перетворювачів (ВП) для вимірювання миттєвих значень фазних струмів і напруги та розрахунку параметрів;
- комунікаційний сервер для збору і архівації даних, які надходять від ВП, прийому сигналів точного часу від GPS-приймача, надання даних за запитами віддаленого комп’ютера, надання інтерфейсів для передачі даних в *on-line* та *off-line* режимах;
- монітор для оперативної візуалізації зареєстрованих та розрахованих параметрів;
- блок гарантованого електроживлення для забезпечення роботи комплексу “Регіна-Ч” під час тимчасової перерви електроживлення;
- комплект виробів (антена, пристрій синхронізації та ін.) для прийому сигналів точного часу від GPS;

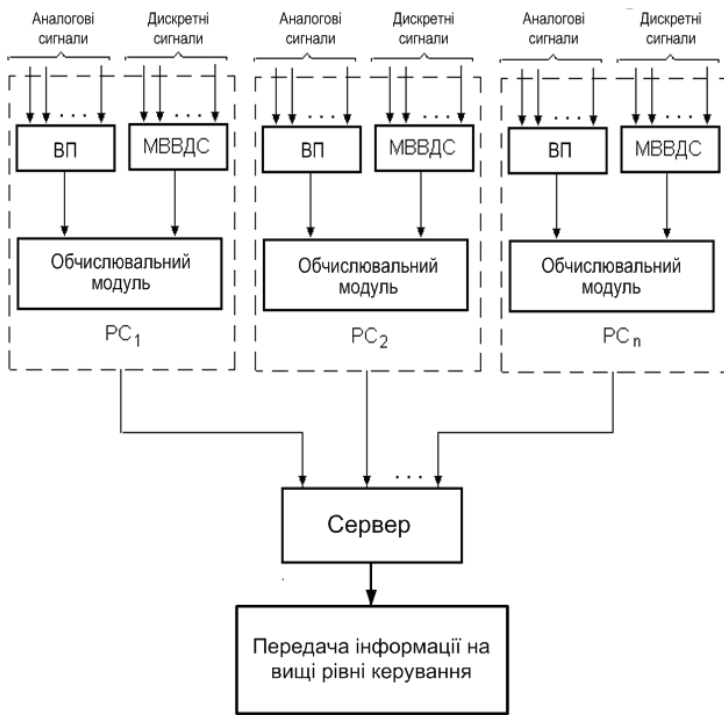


Рис. 3

комплексу “Регіна-Ч” утворює комп’ютер, де знаходяться сервер, модем та блок автозапуску. Варіант структури комплексів “Регіна-Ч” представлено на рис. 3.

До складу кожного РС у загальному випадку можуть входити: ВП, модуль введення-виведення дискретних сигналів (МВВДС), обчислювальний модуль. Напруга електроживлення кожного РС – 220 В змінного або постійного струму. РС фіксує електричні сигнали змінного та постійного струму і напруги, а також дискретні сигнали типу “сухий контакт” або потенціальні. Кількість (n) необхідних реєстраторів (PC_1, PC_2, \dots, PC_n) визначається кількістю сигналів, що підлягають реєстрації та обробці. Один РС передбачає реєстрацію до 32 аналогових сигналів.

Сервер забезпечує зберігання в БД зареєстрованої й обробленої інформації та її передачу іншим програмам, що безпосередньо не входять до складу комплексу “Регіна-Ч”, а також забезпечує передачу інформації на будь-які вищі рівні ієрархії керування (сервер комплексу “Регіна-Ч” може також формувати дані і для WEB серверу). Програми, яким може передавати інформацію сервер, можуть входити і до складу засобів автоматизованого робочого місця (АРМ) персоналу, показано на рис. 4, де представлено функціональний зв’язок основних складових комплексу “Регіна-Ч”.

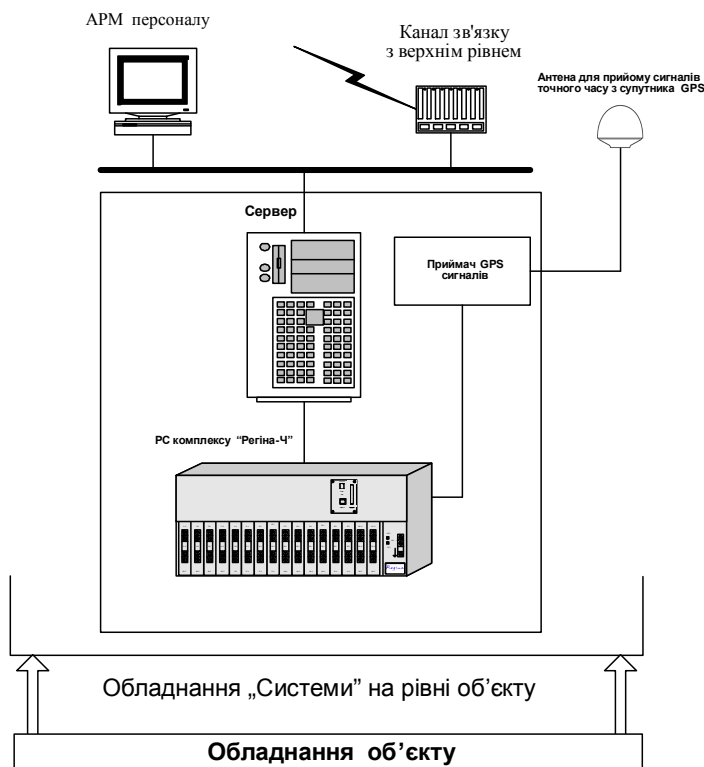


Рис. 4

- локальна обчислювальна мережа, яка поєднує ВП та інші пристрої моніторингу нижнього рівня і сервер збору даних (Fast Ethernet 100 Мбіт/с, TCP/IP).

- На системному рівні (рівні ЕО):

- віддалений комп’ютер верхнього рівня (встановлюється в ДЦ ОЕС України; передбачено також встановлення і в ДЦ відповідних ЕС) для одержання інформації від комунікаційного серверу об’єктного рівня;

- програмне забезпечення комп’ютера верхнього рівня для прийому інформації від серверів комплексів “Регіна-Ч”.

Основними компонентами кожного комплексу “Регіна-Ч” є РС, які розподілені по об’єкту і утворюють нижній рівень. Верхній рівень

Під час створення “Системи” доводилося орієнтуватися на наявні канали передачі інформації, які стосуються трьох середовищ:

- оптоволоконної мережі;
- ультракороткохвильового;
- провідної мережі (повітряні і кабельні лінії зв’язку, телефонна мережа, телекомунікаційна мережа «Енергія»).

Під час розробки “Системи” передбачалося використання наявних в ОЕС України каналів передачі інформації, що потребувало аналізу їх характеристик та визначення часу доставки інформаційних посилки в “Системі” у разі такого використання. Відомі підходи до розрахунку часу доставки інформаційних посилки в мережах загального користування, наприклад [12], априорі призводять до значної похибки у визначенні часу доставки інформаційних посилки, що є неприйнятним в аспекті реалізації окремих задач оперативного керування ЕО, які виконуються в режимі *on-line*, оскільки це впливатиме на ефективність керування. Тому було використано практичніший підхід до визначення відповідності характеристик наявної інформаційної мережі потребам задач, розв’язанню яких підпорядковано створення “Системи”: насамперед було визначено необхідну швидкість передачі інформації, виходячи із умови використання протоколу IEEE C37.118, який орієнтовано на передачу інформації від PMUs. За цим протоколом кількість інформаційних посилки, що передаються протягом секунди, може дорівнювати або 25, або 10 (інші варіанти не передбачено). Якщо априорі обмежитися 10 посилками (полегшений варіант в аспекті вимог щодо характеристик каналів), то для передачі 32 значень режимних параметрів (один РС комплексу “Регіна-Ч” забезпечує реєстрацію до 32 аналогових сигналів), навіть без урахування обсягів службової інформації за протоколом IEEE C37.118, швидкість передачі даних повинна становити понад 57,6 кбіт/с. Якщо ж орієнтуватися на розв’язання в режимі *on-line* зазначених вище характерних задач рівня ЕО, розв’язання яких забезпечується з використанням інформації, що реєструється на об’єктному рівні комплексами “Регіна-Ч” і передається на вищий рівень “Системи”, то вимоги до каналів передачі даних будуть вищими. Найкращі результати (в аспекті мінімально можливих часових затримок з одержанням інформації на верхніх рівнях “Системи”) забезпечують оптоволоконні лінії зв’язку. У разі їх використання можна досягти мінімально можливого часу доставки інформації засобами “Системи”, який для центрів керування регіональних ЕС оцінюється на рівні ≥ 80 мс (рис. 2). В цілому можна узагальнити вимоги до каналів передачі даних, виходячи з умови: 128 кбіт/с на одне контрольоване електричне приєднання.

Аналіз наявних в ОЕС України каналів передачі інформації свідчить, що далеко не всі канали задовольняють вимогам, обумовленим протоколом IEEE C37.118. Тому, беручи до уваги характеристики наявних каналів передачі даних, крім протоколу IEEE C37.118 реалізовано додаткові засоби, і передача інформації в режимі *on-line* здійснюється за протоколом IEC 60870-5-104. Інформація в *off-line* передається через FTP-сервер (може й у інший реалізований в “Системі” спосіб). Для взаємодії сервера “Регіни-Ч” з верхнім рівнем “Системи” в режимі *off-line* є вихід на комутовану телефонну лінію через модем, передбачено використання протоколів: V.32 bis, V.34, V.34+, V.42 bis або V.90. Телефонний канал забезпечує швидкість передачі інформації ≥ 9600 біт/с. На приймальному кінці встановлюється модем, що підтримує ті ж самі протоколи та швидкість передачі інформації.

Передача інформації на вищий рівень ієрархії керування ОЕС України виконується засобами “Системи” об’єктного рівня у фоновому режимі й не перешкоджає процесу реєстрації режимних параметрів. Під час передачі інформації в “Системі” виконується перевірка правильності переданої та прийнятої інформації. Повна аварійна інформація з об’єкта може передаватися у діалоговому режимі, і процесом передачі можна керувати як з об’єктного рівня “Системи”, так і з рівня ДЦ ОЕС України.

База даних та інтерфейс персоналу “Системи”. На вибір структури БД “Системи” для накопичення та зберігання інформації, що реєструється комплексами “Регіна-Ч”, вплинули такі чинники:

- об’єкти ОЕС України, де встановлено комплекси “Регіна-Ч”, розподілені як територіально (географічно), так і організаційно (мають різну підпорядкованість), а це вимагає, щоб БД теж була розподіленою і могла служити для вирішення різнопланових завдань;
- передача інформації в “Системі” відбувається у двох режимах: *on-line* та *off-line*, які використовуються “паралельно” й призначені для виконання різних завдань;

- значний обсяг інформації, що обробляється та зберігається в “Системі” (обсяги інформації багато в чому залежать від режиму функціонування ОЕС – нормального, аварійного чи післяаварійного);

- методи обробки і використання інформації засобами “Системи” вимагають високоточних вимірювань та подальшого узгодження даних за часом, що зберігаються на різних ієрархічних рівнях функціонування «Системи».

На роботу “Системи” і способи формування БД так само впливають канали передачі інформації. Вони мають різні швидкісні характеристики і можуть істотно відрізнитися за надійністю. З урахуванням наведеного розроблена БД “Системи” складається з декількох рівнів.

Нульовий рівень – “технічний”. Він містить первинну інформацію, що одержується безпосередньо від давачів, а також інформацію, що стосується налагоджування та режимів роботи пристроїв “Системи”. Залежно від режиму роботи первинна інформація подається або у вигляді «зрізів» даних, або у вигляді цифрових реєстрограм. Саме на цьому рівні інформація маркується позначками (мітками) точного часу. Інформація у такому вигляді зберігається безпосередньо не сервері комплексу “Регіна-Ч”.

Перший рівень – рівень вузла. Зазвичай він представлений одним або кількома комплексами “Регіна-Ч”, встановленими на об’єкті. На цьому рівні здійснюються первинна обробка даних і перетворення їх до виду, призначеного для зберігання та передачі інформації на інші рівні “Системи”. Перетворені дані являють собою часові «зрізи» параметрів режиму з відповідною (установленою) частотою запису.

У РМУs, які експлуатуються в ЕС інших країн світу, використовуються два способи формування “зрізу” режимних параметрів з позначкою часу. Обидва способи орієнтовано на одержання “зрізів” з частотою, обумовленою відповідними міжнародними стандартами. У разі використання першого способу позначка часу “прив’язується” до “переходу через нуль” значень вимірюваної напруги однієї з фаз. Інші дані зводяться до цього моменту часу. У разі використання другого способу позначка часу “прив’язується” до ідеальної синусоїди (50 Гц). У розробленій “Системі” використовується другий спосіб. Його перевага полягає у тому, що він дає змогу без додаткових перетворень синхронізувати дані, одержувані від різних серверів комплексів “Регіна-Ч”, що знаходяться на різних об’єктах.

Загальний обсяг (V) основних даних, що формуються на об’єктному рівні “Системи”, становить

$$V = 4 f T N_n N_{np} \cdot \text{байт},$$

де f – частота реєстрації, Гц; T – інтервал реєстрації, с; N_n – кількість вимірюваних параметрів на електричному приєднанні; N_{np} – кількість електричних приєднань.

Одержуваний “зріз” інформації в режимі *on-line* безпосередньо передається на верхній рівень “Системи” і накопичується в короткотерміновій (оперативній) БД. При виникненні аварійних подій, відповідно до значень заданих у “Системі” уставок, “зріз” також записується в спеціальну БД аварійних подій.

У короткотерміновій БД дані зберігаються протягом встановленого часу, після чого вони видаляються. Час зазначеного зберігання вибирається так, щоб можна було одержати дані для аналізу навіть у разі, якщо стався пропуск події системою фіксації аварійних подій за уставками. Час зберігання приймається (за замовчуванням) рівним 240 годинам.

Термін зберігання аварійних даних не встановлюється. Вони зберігаються до моменту прийняття рішення про те, що потреба в них зникла, але, як правило, не менше року.

Другий рівень – рівень підсистеми. Цей рівень представляється сервером, що збирає інформацію від декількох вузлів і накопичує її в БД. На цьому рівні проводиться аналіз інформації в інтересах відповідної підсистеми. У разі потреби ця інформація передається системі SCADA.

Третій рівень – рівень системи, який містить сервер “Системи”, що збирає та обробляє інформацію від усіх вузлів “Регіна-Ч”. На цьому рівні проводиться аналіз роботи всієї “Системи” і окремих її підсистем. Інформація, що знаходиться в “Системі”, може використовуватися

різними програмними засобами як в *on-line*, так і в *off-line* режимах функціонування. У разі потреби ця інформація може передаватися системі SCADA.

Другий і третій рівні, з огляду на зберігання даних, мають подібну структуру. Основним елементом такої структури є сервер БД, де зберігається інформація, що надходить в *on-line* режимі. На цьому ж сервері зберігається одержана за запитами інформація щодо аварійних ситуацій (режимів).

До БД серверу заноситься інформація:

- про поточний стан об'єктів ЕС,
- поточний стан пристроїв,
- поточні параметри контрольованих приєднань,
- зміну стану об'єктів за зазначений період часу,
- зміну стану пристроїв за зазначений період часу,
- динаміку зміни параметрів приєднань у зазначеному інтервалі часу та ін.

Для одержання інформації із БД використовуються SQL-запити. Базу даних реалізовано з використанням СУБД MySQL. Ця СУБД є вільно розповсюджуваною і має достатню продуктивність, для того щоб забезпечити потреби "Системи". У разі необхідності БД може бути легко налаштованою для використання з іншими СУБД.

Название	Время	Частота	Фаза	U	I	Q	P	Угол
ВЛ-500 Донбасская-Нововороне	2010/12/15 11:43:00	50.0032	A	282.376	0.487511	-69.0346	119.1	223.798
			B	286.619	0.464432	-70.1947	113.103	344.286
			C	282.662	0.477033	-72.9554	113.398	104.184
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0034	A	420.486	0.256937	33.7841	102.62	235.777
			B	422.344	0.271173	37.0034	108.386	355.883
			C	415.56	0.281579	38.3518	110.549	115.988
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	189.423	0.580133	-14.7607	-108.895	56.3715
			B	194.841	0.600116	-20.4229	-115.13	176.544
			C	190.862	0.591836	-19.0964	-111.333	297.509
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.289	0.240822	-0.680806	45.5798	56.385
			B	193.88	0.254929	2.06342	49.3826	176.553
			C	190.395	0.245794	2.22892	46.7448	297.427
ВЛ-500 Донбасская-Победа	2010/12/15 11:43:00	50.0035	A	287.9	0.351546	-31.2317	96.2709	224.154
			B	288.797	0.357971	-34.7286	97.373	344.43
			C	286.395	0.367336	-34.174	99.4981	104.607
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 ЮА	2010/12/15 11:43:00	50.0031	A	427.962	0.725989	-293.349	102.364	235.732
			B	436.222	0.711806	-288.49	114.836	355.941
			C	411.682	0.704698	-271.278	102.825	115.853
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	420.997	1.37996	-11.2871	-580.849	235.607
			B	422.169	1.40693	-11.651	-593.849	355.824
			C	416.702	1.39018	-20.6861	-578.923	115.735
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.115	0.194254	13.8946	34.0074	56.295
			B	194.647	0.200648	15.5461	35.828	176.665
			C	190.302	0.201459	15.4196	35.1004	297.531
ПЛ-330 Аджалик-Усатово 2	2010/12/15 11:42:00	49.998	A	194.33	0.148829	-5.90639	28.3125	12.942
			B	194.385	0.157471	-10.9177	28.5969	133.281
			C	192.721	0.167423	-6.64699	31.5739	253.395

Рис. 5

Для забезпечення можливостей як налаштування пристроїв "Регіна-Ч", так і візуалізації зареєстрованої і відповідно обробленої інформації на різних рівнях "Системи" розроблено програмні засоби інтерфейсу користувача (оперативного та обслуговуючого "Систему" персоналу) та прикладні програми, призначені для забезпечення інформацією (у потрібному вигляді) як персоналу, так і різних задач оперативно-диспетчерського керування. Програмний інтерфейс опе-

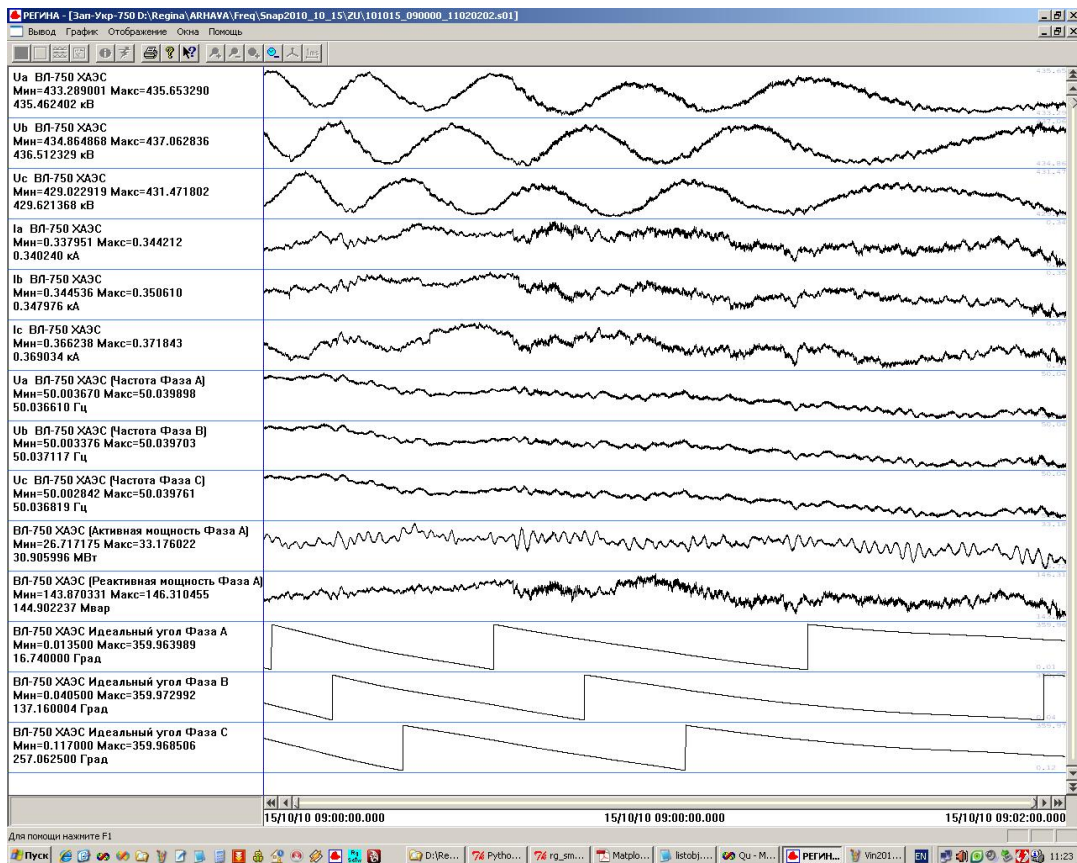


Рис. 6

ратора реалізовано достатньо ергономічним і простим у користуванні. Забезпечується надання інформації персоналу у найбільш зручному для нього вигляді. Приклади таких форм показано на рис. 5 (значення режимних параметрів, що стосуються різних електричних приєднань) та рис. 6 (цифрова реєстрограма одержана від комплексу «Регіна-Ч», що знаходиться на ПС «Західноукраїнська», і стосується режимних параметрів лінії електропередачі, що з'єднує зазначену ПС з Хмельницькою АЕС).

Поточні значення режимних параметрів, що набувають гранично допустимих значень, виділяються на моніторі спеціальним кольором. У разі потреби оператор може скористатися програмними засобами одержання та візуалізації інформації, що знаходиться в БД «Системи».

У «Системі» забезпечується автоматичний контроль її працездатності. У разі виникнення аварійної ситуації, а також у разі порушення працездатності «Системи» передбачено видачу відповідної інформації на монітор та подачу звукового сигналу, щоб привернути увагу оператора.

Висновки. 1. З урахуванням інформаційних потреб актуальних задач оперативного керування та перспектив створення в ОЕС України відповідних систем автоматичного керування (WAPS) та схем захисту рівня енергооб'єднання (WACS) створено систему збору та обробки інформації, що реєструється на 24 об'єктах ОЕС України комплексами «Регіна-Ч».

2. Забезпечено можливість передачі інформації з рівня об'єктів на рівень ДЦ ОЕС України, використовуючи різні протоколи (IEEE C37.118, IEC 60870-5-104, V.32bis, V.34, V.34+, V.42bis, V.90 та ін.) – залежно від наявних каналів передачі інформації.

3. Створено БД «Системи» з урахуванням складу та обсягів інформації, обумовлених функціями та потребами актуальних задач оперативно-диспетчерського керування ОЕС України.

4. Створено високоергономічний інтерфейс персоналу та засоби всебічного аналізу зареєстрованої на об'єктах ОЕС України інформації.

5. Виконано налаштування, комплексну перевірку та впровадження “Системи” в Національній енергетичній компанії “Укренерго”.

1. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007. – № 5. – С. 39–52.
2. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 51–58.
3. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б., Чижевський В.В. Деякі питання розвитку системи керування режимами ОЕС України // Техн. електродинаміка. Темат. вип. „Силова електроніка та енергоефективність”. – 2010. – Ч. 1. – С. 165–168.
4. Буткевич О.Ф., Тутик В.Л. Моніторинг та діагностування електроенергетичних об'єктів та систем України на базі комплексів “РЕГІНА” // Гідроенергетика України. – 2010. – № 3. – С. 46–49.
5. Воронай Н.И., Массель Л.В., Славин Г.Б. Организация системы мониторинга энергетического хозяйства России на базе новых информационных технологий // Электричество. – 2002. – № 9. – С. 2–8.
6. Стогній Б.С., Буткевич А.Ф., Зорин Е.В., Левконюк А.В., Чижевський В.В. Проблемно-ориентированный мониторинг режимов энергообъединения // Техн. електродинаміка. – 2008. – № 6. – С. 52–59.
7. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. Інформатизація електроенергетичних систем та електричних об'єктів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2007. – № 1 (16), Ч. 1. – С. 9–15.
8. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левітський В.Г. Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – ІЕД НАН України, 2002. – № 3 (3). – С. 4–18.
9. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв'язання задач диспетчерського керування // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2009. – Вип. 23. – С. 147–155.
10. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинко В.М. та ін. Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2007. – № 1 (16). – С. 16–22.
11. Arango O. J., Sanchez H.M., Wilson D. H. Low Frequency Oscillations in the Colombian Power System – Identification and Remedial Actions // CIGRE Session 2010, Paris. – P. 105.
12. Mark S., Radford D. Communication system Requirement for Implementation of Large Scale Demand Side Management and Distribution Automation // IEEE T-PD. – 1996. – No 2. – P. 683–690.

УДК 621.311

Б.С. Стогній¹, акад. НАН України, **А.В. Кириленко**², акад. НАН України, **А.Ф. Буткевич**³, докт. техн. наук, **М.Ф. Сопель**⁴, канд. техн. наук, **О.Б. Рыбина**⁵, канд. техн. наук, **В.Л. Тутик**⁶, канд. техн. наук

1–6 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Система сбора и обработки информации, регистрируемой комплексами “Регина-Ч”

Представлены основные результаты выполнения инновационного проекта по созданию системы сбора и обработки информации, регистрируемой комплексами “Регина-Ч” на электрических станциях и подстанциях объединенной энергосистемы Украины. Работа выполнена отделами № 3 и 4 ИЭД НАН Украины. Библиография 12, рис. 6.

Ключевые слова: диспетчерское управление объединенной энергосистемой, мониторинг параметров режима энергосистемы, каналы передачи данных, база данных.

B.S. Stohnii¹, **O.V. Kyrylenko**², **O.F. Butkevych**³, **M.F. Sopol**⁴, **O.B. Rybina**⁵, **V.L. Tutyk**⁶

1–6 – Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

The system of acquisition and processing of information which is registered by "Regina-F" complexes

This paper presents main results of implementation of the innovative project creation of the system of acquisition and processing of information which is registered at power plants and substations of Ukrainian Interconnected Power System by "Regina-F" complexes. The work in question is accomplished by 3rd and 4th departments of IED of NASU. References 12, figures 6.

Key words: interconnected power system dispatching, monitoring of power system operational condition parameters, data transmission channels, database.

Надійшла 05.05.2011
Received 05.05.2011