

## РОЗРОБЛЕННЯ НОВОЇ КОМПЛЕКСНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ ОЕС УКРАЇНИ НА ОСНОВІ ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНИХ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ

*У роботі розглянуто питання щодо можливості побудови нової системи автоматичного управління, здатної усунути нічні провали навантаження ГЕН енергосистеми. Це, у свою чергу, сприятиме вирішенню актуальних питань подовження ресурсу та підвищення надійності роботи енергоблоків ТЕС, а також можливості досягнення більш високого рівня стабільності частоти енергосистеми.*

*Ключові слова:* потужність, частота, споживачі-регулятори, ТЕС.

Сучасні перспективи щодо подальшого розвитку генеруючих потужностей об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України передбачають багато позитивних змін, які стосуються питань модернізації генеруючого обладнання теплових та атомних станцій, а також питань впровадження сучасних більш екологічно чистих джерел розподіленої генерації (РГ) [1]. Внесення цих змін у структуру ОЕС направлено на покращення технічних та економічних показників роботи енергосистеми при зменшенні шкідливих викидів у атмосферу, за вимог Кіотського протоколу. Однак, для успішної реалізації цих проектів в ОЕС України потрібно ще вирішити низку важливих питань, пов'язаних із перехідним етапом її розвитку, направлених на забезпечення стабільності та сталості роботи енергосистеми. Відомо, що загально прийнятим критерієм наявності у енергосистемі оптимального співвідношення між генеруючими потужностями та потужностями, що споживаються навантаженням, є стабільність її частоти. Незадовільне виконання цього критерію може призупинити подальший розвиток потужностей у енергосистемі, або й зовсім зупинити його. Однак, на сьогодні, лише у великих енергооб'єднаннях, таких як енергооб'єднання країн Центральної та Західної Європи – ENTSO-E (ENTSO-E – Європейська спілка операторів магістральних мереж в галузі електроенергетики) було досягнуто високого рівня стабільності частоти. А вирішити це питання у енергосистемі із відносно невеликою встановленою потужністю, такою як ОЕС України, за традиційних методів регулювання

частоти практично неможливо. Саме внаслідок того, що в ОЕС України так і не було досягнуто європейського рівня стабільності частоти на довгі роки було зупинено подальший нормальний розвиток генеруючих потужностей АЕС, а на сьогодні вже стало головною перешкодою для впровадження у енергосистему нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії (НПДЕ). Саме тому пошук нових перспективних напрямків щодо можливості вирішення питання забезпечення в енергосистемі більш високого рівня стабільності частоти для ОЕС України є найбільш актуальним.

У зв'язку з цим, пропонується розглянути можливість створення принципово нової системи автоматичного управління навантаженням енергосистеми, здатної забезпечити належні передумови для досягнення в ОЕС України європейського рівня стабільності частоти. Для досягнення поставленої мети щодо забезпечення в ОЕС України стабільності частоти, перш за все, потрібно буде усунути нічні провали навантаження ГЕН, та забезпечити в енергосистемі належну величину первинного та вторинного резервів потужностей. Так, якщо первинний та вторинний резерви потужностей в ОЕС України реалізувати на модернізованих енергоблоках ТЕС, то це потребуватиме внесення чималих інвестиційних витрат. Крім того, згідно з [2], сучасний стан національної САРЧП на сьогодні такий, що без участі енергоблоків теплових електростанцій (ТЕС) у автоматичному регулюванні, остання не зможе забезпечити високі показники якості регулювання частоти та перетоків активної потужності, що також є однією з вимог до підключення ОЕС України на пара-

**Таблиця 1 – Норми гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків ТЕС**

Тип енергоблока	Припустима швидкість навантаження, МВт/хв
К - 160 -130 ЛМЗ	0,5
К - 200 -130 ЛМЗ	1,0
К - 300 -240 ХТГЗ	0,8

лельну роботу з енергосистемами країн Центральної та Західної Європи ENTSO-E. Тобто, для вирішення питань регулювання частоти за традиційних методів потрібно буде провести достатньо витратну модернізацію діючих енергоблоків ТЕС та використовувати їх у подальшому у мало економічному маневровому режимі, причому, протягом усієї доби.

Тому, при реалізації нової системи автоматичного управління пропонується сформувати в енергосистемі вторинний резерв потужностей не на базі генеруючих потужностей енергоблоків ТЕС, а на основі використання потужностей сучасних електротермічних споживачів-регуляторів (ЕТСР). Де, у ролі автоматично керованого навантаження систем ЕТСР буде застосовано потужності електропривода сучасних електротермічних котелень (ЕТК) [3, 4]. До складу котелень ЕТК можуть увійти такі електротермічні засоби, як теплові насоси чи теплові генератори, із системами теплової акумуляції, або інші сучасні засоби електротермічного спрямування. Зазначені електротермічні котельні можна розглядати і як сучасні споживачі-регулятори (ЕТСР), котрі, на відміну від звичайних споживачів-регуляторів, будуть використані як резерв потужностей енергосистеми.

Однією із головних переваг новоутвореного резерву потужностей енергосистеми буде те, що процеси автоматичного управління потужностями систем ЕТСР будуть здійснюватись із швидкістю, характерною для сучасних систем регулювання потужним електроприводом, яка набагато перевищує швидкість існуючих систем управління потужностями енергоблоків ТЕС. Для порівняння у табл. 1 наведено дані щодо існуючих обмежень на швидкість навантаження енергоблоків ТЕС [5].

Головною особливістю нової системи автоматичного управління буде те, що у години нічного провалу навантаження ГЕН потужності систем ЕТСР будуть вводиться у енергосистему

та виводиться із неї відповідно до змін її поточного навантаження, не чекаючи появи у енергосистемі процесів відхилення частоти. Це дозволить у години нічного провалу ГЕН забезпечити у енергосистемі заданий мінімальний рівень її навантаження, достатній для того, щоб залишити у роботі всі маневрові енергоблоки ТЕС. Крім того, саме завдяки високій швидкості у реалізації процесів автоматичного управління потужностями (САУ) системи ЕТСР стане цілком можливим забезпечити не тільки заданий мінімальний рівень режиму навантаження, а й досягнути стабільності цього режиму у роботі енергосистеми. Тобто, за період дії автоматичного управління навантаженням системи САУ – ЕТСР –  $\Delta P_{ЕТСР}$  у енергосистемі стане можливим досягнути заданого європейського рівня стабільності її частоти. Це буде можливим за виконання умови

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_H \mp \Delta P_{ЕТСР}}{P_H} \frac{f_0}{K_H} \leq \pm 0,01, \text{ Гц, (1)}$$

де  $P_H$  – потужність навантаженням енергосистеми;

$|K_H| = |\Delta P_H / P_H|; |\Delta f / f| \approx 2,0 - 3,0$  – коефіцієнт навантаження енергосистеми [6].

При цьому для забезпечення заданого рівня стабільності частоти в ОЕС України чутливість автоматики системи САУ–ЕТСР до можливих змін поточного навантаження енергосистеми повинна бути:  $\Delta P_{ЧУТ} \approx \pm 15$  МВт.

Важливо також, що завдяки застосуванню нової комплексної системи автоматичного управління САУ–ЕТСР у енергосистемі буде зменшена тривалість маневрового режиму навантаження ГЕН, у нічні години доби. Це сприятиме можливості зменшення загальної кількості енергоблоків ТЕС, що використовуються у маневрових режимах ГЕН енергосистеми та підвищенню ресурсу їх роботи.

Структура побудови інтерфейсу нової системи САУ–ЕТСР полягає в такому. У головному інформаційно-обчислювальному центрі НЕК «Укренерго» на комплексі ККМС «Тезаурус» моделюється нова програма щодо реалізації процесів управління навантаженням енергосистеми у години нічного провалу навантаження ГЕН.

В основу нового регулювання режимом покладено принцип утримання на постійному рівні наперед заданого мінімального рівня навантаження ГЕН:

$$\sum_1^R P_{\text{МИН.НАВ.(ОЕС)}} = \text{const}, \quad (2)$$

де  $R$  – кількість регіональних енергосистем ОЕС.

Для реалізації умови (2) потрібно, щоб постійно був здійснений контроль за можливими змінами навантаження у кожному із регіонів –  $\Delta P_{\text{МИН.НАВ.(ЕС)}}$ , у період нічного спаду ГЕН, та вчасно були задіяні потужності систем ЕТСП –  $\Delta P_{\text{ЕТСП}}$ , тобто ще до появи у енергосистемі процесу відхилення частоти:

$$\sum_1^R P_{\text{МИН.НАВ.(ОЕС)}} = \sum_1^R (P_{\text{МИН.НАВ.(ЕС)}} \pm \Delta P_{\text{МИН.НАВ.(ЕС)}} \mp \Delta P_{\text{ЕТСП}}) \approx \text{const}. \quad (3)$$

Рівняння (3) визначає загальний підхід щодо створення інтерфейсу нової комплексної системи управління електричним навантаженням енергосистеми. Для реалізації цього підходу буде задано новий розрахунковий режим роботи енергоблоків ТЕС, для покриття нічного провалу графіка навантаження енергосистеми. За допомогою системи SCADA буде здійснено виконання заданого режиму нічного графіка навантаження у регіональних ЕС, а також забезпечена можливість контролю за його виконанням з боку диспетчерів ОСДУ НЕК «Укренерго». Таким чином, система автоматичного управління потужностями ЕТСП являтиме собою ніщо інше, як частину модернізованого

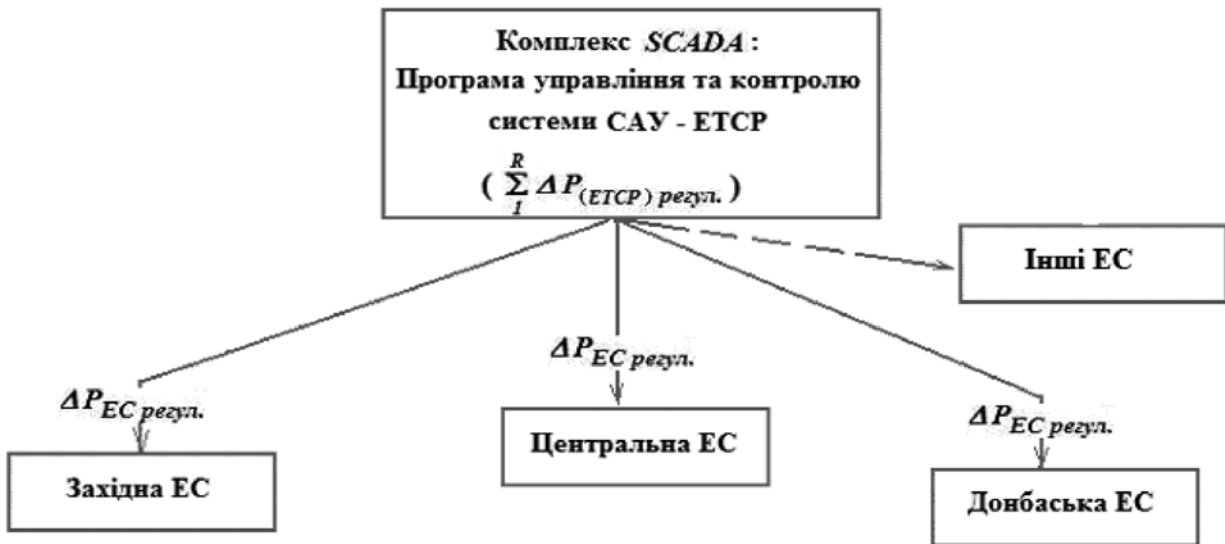


Рис. 1. Структура комплексу управління та контролю системи САУ–ЕТСП

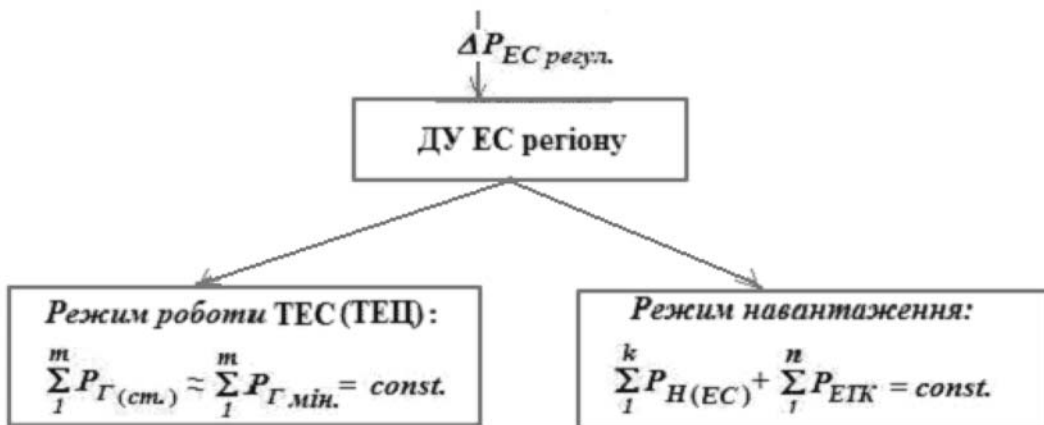


Рис. 2. Структура процесу реалізації заданого мінімального режиму навантаження ЕС, для усунення нічного провалу ГЕН енергосистеми

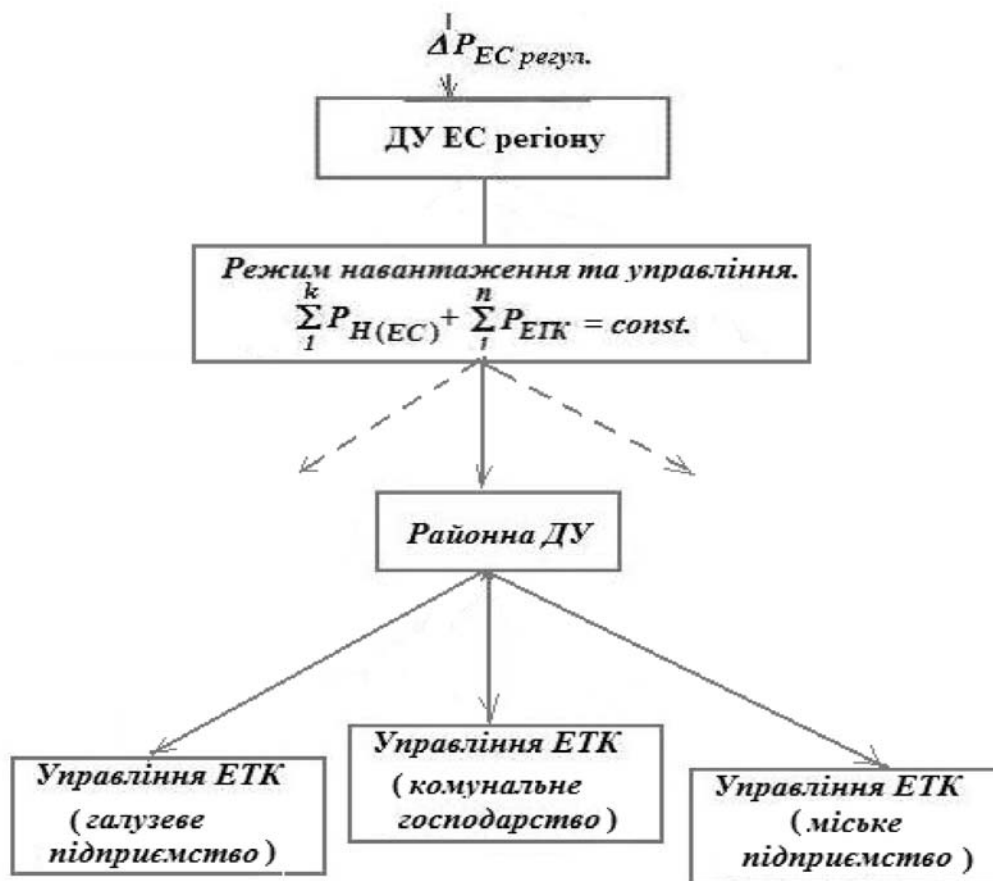


Рис. 3. Структура управління потужностями електрокотелень ЕТК у регіональній ЕС

програмного комплексу SCADA. На рис.1 наведено структуру комплексу управління та контролю системи САУ–ЕТСР, згідно з якою заданий програмним комплексом системи SCADA мінімальний рівень нічного режиму навантаження ОЕС буде розподілено між регіональними ЕС.

При цьому заданий для кожної регіональної ЕС режим мінімального навантаження повинен буде гарантувати можливість забезпечення безперебійної роботи усіх маневрових енергоблоків ТЕС, задіяних при покритті нічного графіка навантаження енергосистеми. Крім того, для реалізації команд управління системи САУ–ЕТСР потрібно буде у кожній регіональній ЕС створити свою систему централізованого управління потужностями електроприводів котелень ЕТК –  $\sum P_{ETK}$ . Ця система повинна буде забезпечити підтримку заданого мінімального рівня навантаження у нічному режимі роботи ЕС, причому на заданому постійному рівні, як це структурно показано на рис. 2.

Сигнали автоматичного управління нової системи САУ–ЕТК будуть надходити безпосередньо від диспетчерських центрів ЕС до визначених проектом котелень ЕТК, встановлених на комунальних, господарчих та на інших об'єктах регіону, як це умовно зображено на рис. 3.

Контроль за робочим станом потужностей ЕТК повинен буде здійснюватись постійно в автоматичному режимі, що потребуватиме розробки окремого проекту та окремої програми, для кожної із регіональних ЕС. Алгоритм програми управління режимом роботи енергосистеми у години нічного спаду навантаження ГЕН наведено на рис. 4.

Функціональна схема нової комплексної системи управління та контролю за поточним режимом навантаження енергосистеми у години нічного спаду навантаження зображена на рис. 5.

Важливе місце в диспетчерському управлінні, як відомо, займають процеси відображення

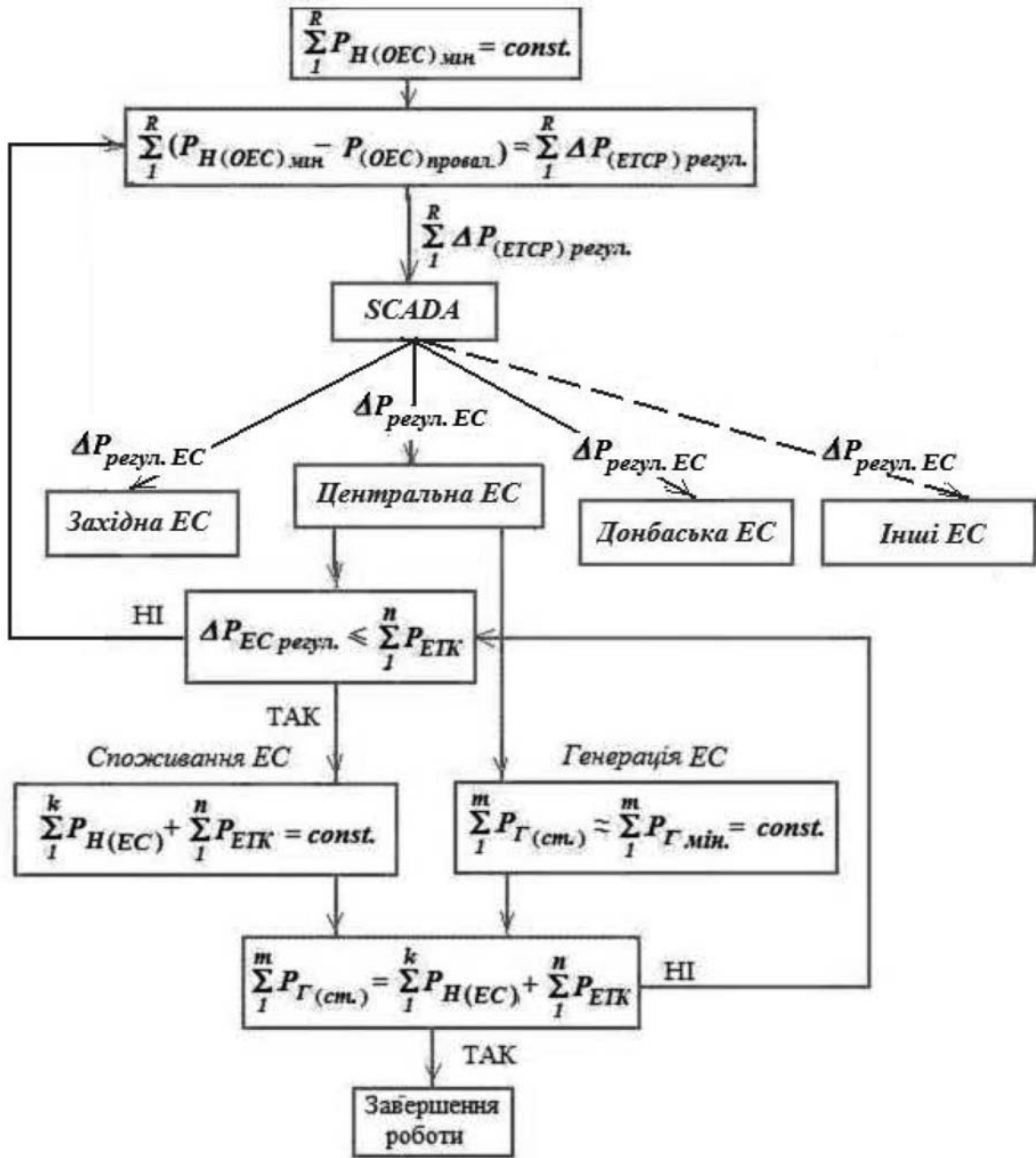


Рис. 4. Алгоритм програми управління режимом навантаження енергосистеми у години нічного спаду ГЕН

поточного режиму навантаження енергосистеми. Тому одним із питань у побудові нової комплексної системи САУ–ЕТСР буде саме можливість відображення проведених процесів автоматичного управління цієї системи, пов'язаних із усуненням нічних провалів навантаження ГЕН енергосистеми. Вирішити це питання передбачається можливим за допомогою діючої на диспетчерських центрах системи інтерфейсу (рис. 5). Для прикладу, на

рис. 6 наведено типовий графік добового навантаження станцій ТЕС енергосистеми, на якому відображено процеси усунення нічного провалу навантаження за допомогою потужностей навантаження нової системи САУ–ЕТСР.

Крім того, на інтерфейсі ДУ НЕК „Укренерго” та диспетчерських центрах регіональних ЕС реалізується також і сумісне відображення добових графіків навантаження головних станцій ТЕС, завдяки чому існує

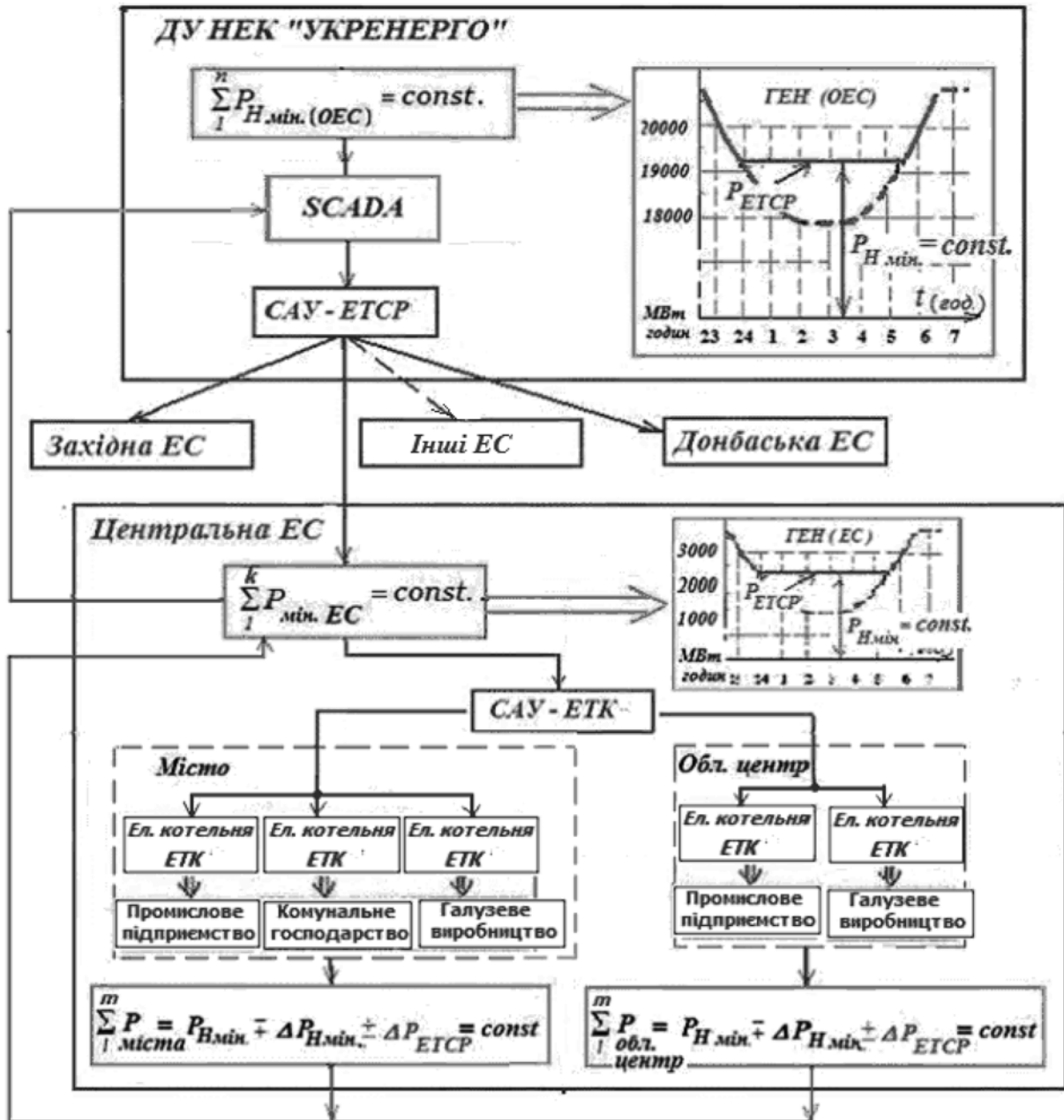
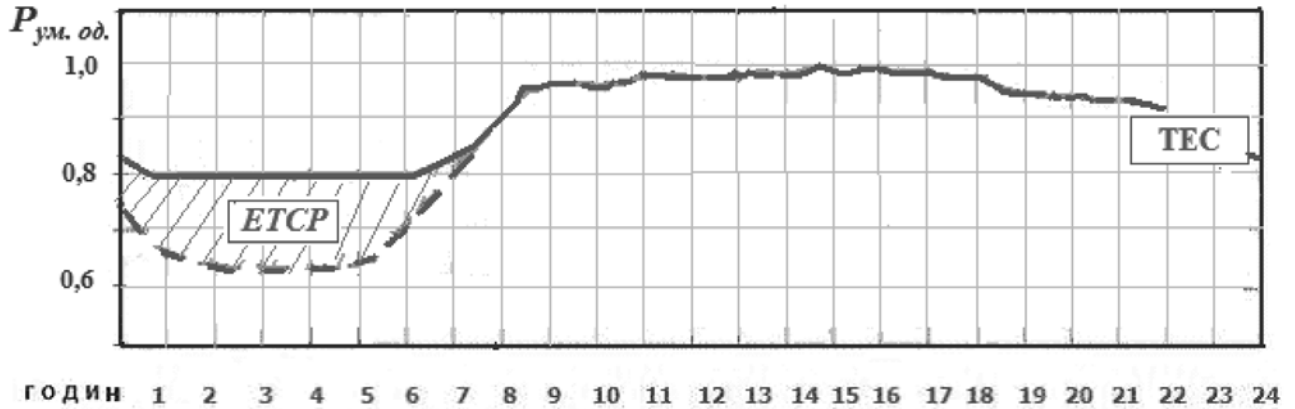


Рис. 5. Функціональна схема нової комплексної системи управління та контролю за поточним режимом навантаження енергосистеми, у години нічного спаду навантаження

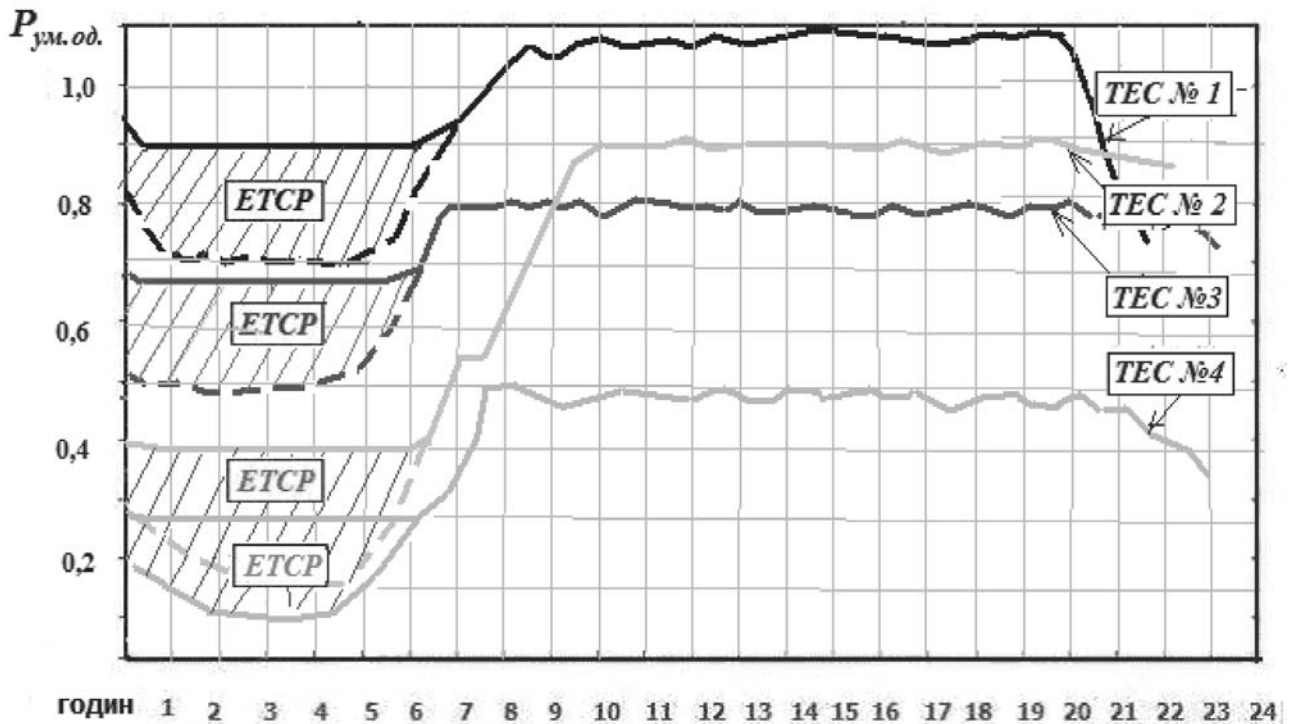
можливість безпосередньо на цих графіках фіксувати результати процесів управління нової комплексної системи САУ–ЕТСР, пов’язані із усуненням нічних провалів навантаження ГЕН цих станцій, як це умовно зображено на рис. 7.

На сьогодні в сучасних методах диспетчерського управління все більшої уваги приділяється новим способам відображення, а саме можливості надання «миттєвої» оцінки поточному стану роботи енергосистеми, коли оцін-

ка режиму роботи генеруючих потужностей надається «з першого погляду». Саме для цього у новій системі автоматичного управління потужностями ЕТСР пропонується застосувати нову форму відображення, яка дозволить диспетчерам «миттєво» оцінити поточний стан роботи енергосистеми і вчасно прийняти оперативні рішення, у разі такої потреби. В основі модернізації системи диспетчерського інтерфейсу пропонується засто-



**Рис. 6.** Добовий графік навантаження ТЕС енергосистеми, де відображено результати реалізації процесу усунення нічного провалу навантаження ГЕН, за допомогою нової комплексної системи автоматичного управління потужностями ЕТСП



**Рис. 7.** Добові графіки навантаження, характерні для станцій ТЕС ОЕС України, де умовно зображено результати дії нової комплексної системи САУ–ЕТСП, направленої на усунення нічного провалу навантаження ГЕН

сувати параметри заявленої величини генеруючих потужностей станцій, яку можна буде відобразити у вигляді певного потенціалу, на якому буде зазначено рівні встановленої потужності –  $P_{max}$ , наявної потужності –  $P_H$ , що враховує фактичні обмеження на потужність, технологічний мінімум потужності –

$P_{мін}$ , та фактичну робочу потужність –  $P_{нав}$ , як це зображено на рис.8.

Таким чином, на диспетчерському інтерфейсі відповідно до встановлених обмежень буде відображено встановлений рівень навантаження станції –  $P_{нав}$ , та забезпечена можливість здійснення контролю за поточними змінами

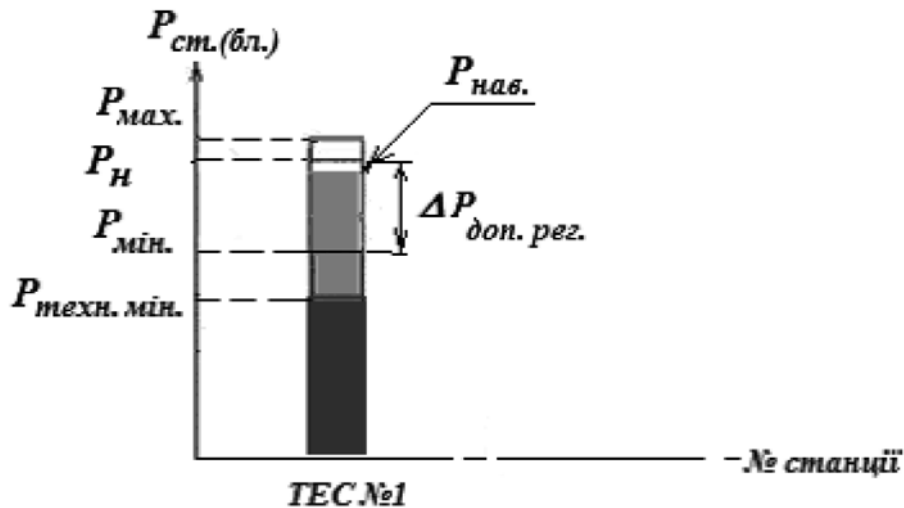


Рис. 8. Відображення заявленої генеруючої потужності станції та встановлених рівнів обмеження її навантаження

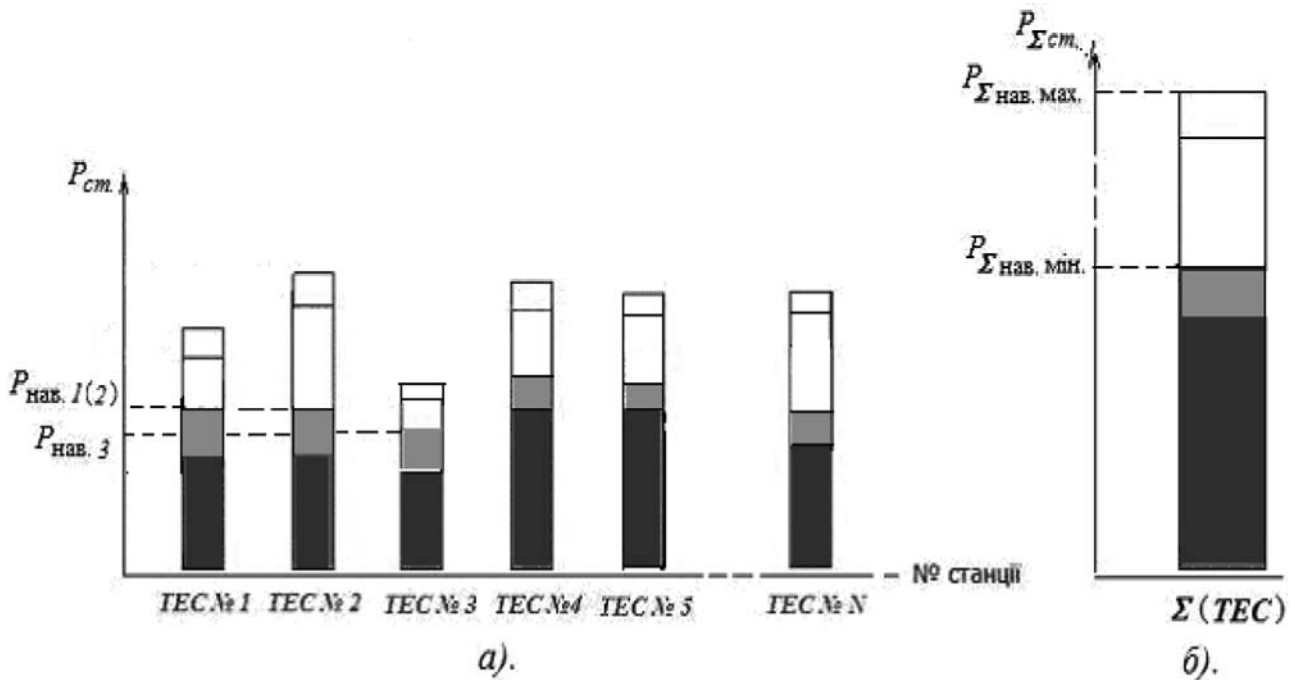


Рис. 9. Діаграма відображення стану роботи ТЕС, за мінімального рівня їх навантаження, у години нічного спаду навантаження ГЕН (а); діаграма відображення величини загального навантаження ТЕС енергосистеми (б)

цього навантаження —  $\Delta P_{\text{доп.рез.}}$  (рис. 8).

За розглянутого способу відображення стане можливим у візуальній формі одночасно контролювати можливі зміни поточного режиму навантаження станцій, а також стане можли-

вим контролювати і величину заданого мінімального рівня їх навантаження, у години нічного спаду навантаження ГЕН, встановлену новою системою САУ–ЕТСР, як це умовно показано на рис. 9, а. Аналогічним чином про-



понується надавати оцінку і стану величини загального навантаження ТЕС енергосистеми, стосовно діючих обмежень (рис. 9, б).

При формуванні заявленої генеруючої потужності ТЕС, як правило, відбуваються довгострокові та тимчасові зміни технічного стану станцій, які необхідно своєчасно враховувати у відповідній системі візуалізації їх роботи.

Впровадження нової системи управління навантаженням дозволить зменшити загальну кількість енергоблоків ТЕС, задіяних у маневрових режимах, надасть можливість позбавитись позапланових відключень маневрових енергоблоків ТЕС у нічні години доби. Це сприятиме подовженню ресурсу та підвищенню надійності економічності роботи енергоблоків ТЕС.

## ВИСНОВКИ

1. Вирішення актуальних питань підвищення рівня стабільності частоти, подовження ресурсу, підвищення надійності та економічності роботи енергоблоків ТЕС можливе на основі регулювання графіків електричних навантажень енергетичних систем за допомогою електротеплових споживачів-регуляторів, включених у контури її диспетчерського управління.

2. Розглянуті у роботі варіанти структурної організації комплексної системи автоматичного управління енергетичною системою САУ–ЕТСР та візуального спостереження процесів регулювання передбачають паралельну підтримку змінних навантажень енергетичної системи споживачами-регуляторами і енергоблоками ТЕС з можливістю забезпечення усталеної роботи енергоблоків у нічні години доби.

3. Використання нової системи управління дозволяє підвищити рівень точності підтримки частоти в енергетичній системі з одночасним поліпшенням режимів її регулювання енергоблоками ТЕС за рахунок істотного зниження кількості їх понадпланових зупинок і

повторних пусків. Це дозволить підвищити робочий ресурс, надійність і економічність використання електричних станцій енергетичної системи.

1. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільчої генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–52.

2. Яндульський О.С. Моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності об'єднаної енергосистеми з регулювальними енергоблоками теплових електростанцій / О.С. Яндульський, А.О. Стелюк, М.П. Лукаш // Технічна електродинаміка: Вип. Проблеми сучасної електротехніки. – 2010. – Ч. 3. – С. 48–52.

3. Ленчевський Є.А. Обґрунтування можливості забезпечення в ОЕС України процесів регулювання частоти у відповідності до норм, визначених УСТЕ / Є.А. Ленчевський, С.В. Дубовський // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 16. – С. 11–15.

4. Ленчевський Є.А. Нові перспективні напрямки забезпечення в ОЕС України стабільності частоти у відповідності до норм, визначених УСТЕ // Новини енергетики. – 2008. – №6. – С.41–50.

5. Дубовський С.В. Методичні особливості оптимізації складу регулюючих енергоблоків ТЕС з обмеженими динамічними властивостями з урахуванням їх взаємодії із системними споживачами-регуляторами / С.В. Дубовський, Р.В. Григор'єв, М.Є. Бабін // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – № 1(29). – С. 15–23.

6. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. Т. 1 / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1970.

*Надійшла до редакції 05.12.2012*