

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

**СИСТЕМИ ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ
СКЛАДНИМИ ТЕХНІЧНИМИ КОМПЛЕКСАМИ**

Навчально-методичний посібник
для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня за спеціальністю
174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

Електронний ресурс

Рецензенти:

О. М. Черняк – кандидат технічних наук, доцент кафедри мехатроніки та електротехніки Національного аерокосмічного університету імені М. Є. Жуковського «Харківський авіаційний інститут»;

В. М. Князева – кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія».

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 1 від 23 жовтня 2025 року)*

Системи економічного управління складними технічними комплексами :
С 95 навчально-методичний посібник для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня за спеціальністю 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка» [Електронний ресурс] / уклад. Т. М. Фурсова. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2025. – (PDF 81 с.)

Навчально-методичний посібник, присвячений вивченню систем економічного управління складними технічними комплексами, охоплює комплексну проблематику автоматизованого управління на об'єктах теплової енергетики на прикладі електростанцій. Розглянуті теми послідовно розкривають сутність інтеграції технологічного управління з економічним обґрунтуванням процесів, які відбуваються на енергетичних об'єктах.

Видання призначене здобувачам вищої освіти освітнього ступеня «магістр», що навчаються за освітньо-професійною програмою «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» зі спеціальності 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка».

УДК 681.5(075.8)

© Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна, 2025

© Фурсова Т. М., уклад., 2025

ЗМІСТ

ВСТУП	4
Тема №1	5
ОРГАНІЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ НА ТЕС	
Тема №2	11
КОНЦЕПТУАЛЬНІ ОСНОВИ ПОБУДУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЇ АСУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	
Тема №3	17
ПІДСИСТЕМИ ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ В ІНТЕГРОВАНИЙ СИСТЕМІ	
Тема №4	22
ОПТИМАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ЇХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ	
Тема №5	25
МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ АВТОМАТИЗОВАНОГО АНАЛІЗУ ТЕП ТЕС	
Тема №6	35
ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗОВАНОГО АНАЛІЗУ ТЕП ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	
Тема №7	39
АЛГОРИТМИ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГОБЛОКІВ	
Тема №8	45
ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕНЕРГОВИРОБНИЦТВА ТЕС	
Тема №9	50
МЕТОДИКА ТА ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТА ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ ЗАЛЕЖНО ВІД РІВНЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ	
Тема №10	57
ЗМЕНШЕННЯ ВПЛИВУ МЕТОДИЧНИХ ПОХИБОК ПРИ АВТОМАТИЧНОМУ ВИЗНАЧЕННІ ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ ТЕС	
Тема №11	62
ІНСТРУМЕНТАЛЬНІ ПОХИБКИ ТА СУМАРНІ ПОХИБКИ ОБЧИСЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГОБЛОКУ	
Тема №12 АВТОМАТИЗАЦІЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ	65
Тема №13	72
ПРИКЛАДИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЗАГАЛЬНОСТАНЦІЙНИХ ЗАВДАНЬ УПРАВЛІННЯ ТЕС	
Тема №14	75
УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА	80

ВСТУП

Сучасна енергетика, зокрема тепла, перебуває на етапі глибокої трансформації, що зумовлена потребами підвищення ефективності, зменшення негативного впливу на довкілля та впровадженням цифрових технологій. У цих умовах зростає значення інтегрованих підходів до управління складними технічними об'єктами, де технічні рішення мають супроводжуватися економічним обґрунтуванням. Саме на перетині автоматизації та економіки виникає потреба в системах економічного управління — інструментах, що дозволяють приймати оптимальні рішення в реальному часі з урахуванням техніко-економічних показників функціонування об'єктів.

Дисципліна «Системи економічного управління складними технічними комплексами» є важливою складовою підготовки фахівців за спеціальністю 174 **«Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», освітнього рівня «магістр». Вона формує у здобувачів вищої освіти системне бачення процесів, що відбуваються в енергетичних об'єктах, з акцентом на поєднання технологічного управління та економічної ефективності.

Вивчення цієї дисципліни особливо актуальне в контексті глобальних викликів та реалізації Цілей сталого розвитку ООН, серед яких:

- * забезпечення доступу до надійної, стійкої та сучасної енергетики (Ціль 7);
- * підтримка інновацій та розвитку інфраструктури (Ціль 9);
- * раціоналізація виробничих процесів і використання ресурсів (Ціль 12);
- * зменшення впливу на клімат шляхом підвищення енергоефективності (Ціль 13).

Запропонований навчально-методичний посібник охоплює основні положення побудови систем економічного управління на прикладі об'єктів теплової енергетики. Особлива увага приділяється моделюванню, аналізу, оптимізації та впровадженню автоматизованих систем управління з економічним підґрунтям. Матеріали посібника покликані закріпити теоретичні знання та сформувати практичні навички прийняття управлінських рішень в умовах реального енергетичного виробництва.

ОРГАНІЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ НА ТЕС

План лекції

1. Поняття щодо організації управління на ТЕС.
2. Система управління енергоблоків.
3. Ієрархічні системи управління функціональними групами.

Поняття щодо організації управління на ТЕС. Забезпечення надійного й ефективного функціонування всіх засобів контролю та управління й того обладнання, яке вони обслуговують, залежить від багатьох факторів, і одним із них є організація управління на ТЕС. Під організацією управління на ТЕС розуміється така структура зв'язків між об'єктами управління, оператором і засобами контролю та управління, яка забезпечує ведення технологічного процесу із заданими технологічними показниками.

В основі такої структури лежать, з однієї сторони, психологічні дані людини (оператора), а з другої, – технічні й економічні фактори, що характеризують об'єкт та систему управління. До перших відносяться: технічна кваліфікація і досвід оператора, його натренованість, швидкість реакції на отриману інформацію про стан об'єкту та хід процесу, стомлюваність. До других відносяться тип ТЕС (блочний або з поперечними зв'язками), складність обладнання й технологічних схем, рівень автоматизації об'єкту і т.д.

Для ТЕС блочного типу характерне управління всім обладнанням, що входить в блок, оператором з блочного щита управління (БЩУ).

Значний вплив на організацію управління має сам об'єкт: його конструктивна складність, технологічна схема, а також статичні й динамічні характеристики. Енергетичне обладнання – котли, турбіни, генератори, насоси і т.д. – може бути віднесене до числа найбільш складних агрегатів. Це відноситься в цілому і до енергетичного блоку, який являє собою комплекс зазначеного обладнання, пов'язаного єдиним технологічним процесом.

Самі блоки також можуть бути поділені за ступенем складності. Наприклад, блок з барабанним котлом, який працює на газі або мазуті, простіший блока з багатотопковим або багатокорпусним прямоточним котлом, в якому спалюється тверде паливо.

На організацію управління енергообладнанням великий вплив має рівень автоматизації ТЕС.

Виходячи із сучасних вимог, система управління автоматично готує персоналу вичерпні інформаційні дані, здатна здійснювати пошук оптимальних рішень при пусках і нормальній експлуатації блока, забезпечити захист обладнання

від пошкоджень і попередження аварій. Цей рівень потребує широкого впровадження обчислювальних засобів.

Система управління енергоблоків. Організація управління ТЕС тісно пов'язана з прийнятою системою управління енергообладнанням блоків, яка являє собою комплекс технічних засобів управління, збору, обробки і представлення інформації, пов'язаних з об'єктом і між собою таким чином, що з їх допомогою персонал може управляти обладнанням на всіх режимах його роботи.

На сучасних ТЕС система управління є автоматизованою і має, як правило, два рівня: перший – це автоматизована система управління технологічними процесами (АСУ ТП), яка забезпечує управління окремими агрегатами, групами агрегатів або енергетичним блоком. Другий рівень являє собою автоматизовану систему управління тепловою електростанцією в цілому (АСУ ТЕС), що дозволяє персоналу найбільш ефективно і оперативно управляти не тільки електростанцією, але й господарською діяльністю ТЕС.

Система управління енергообладнанням блока представлена на рис. 1. Вона включає в себе такі підсистеми: інформаційну; сигналізацій; дистанційного й автоматичного управління; автоматичного регулювання; технологічного захисту та блокування.

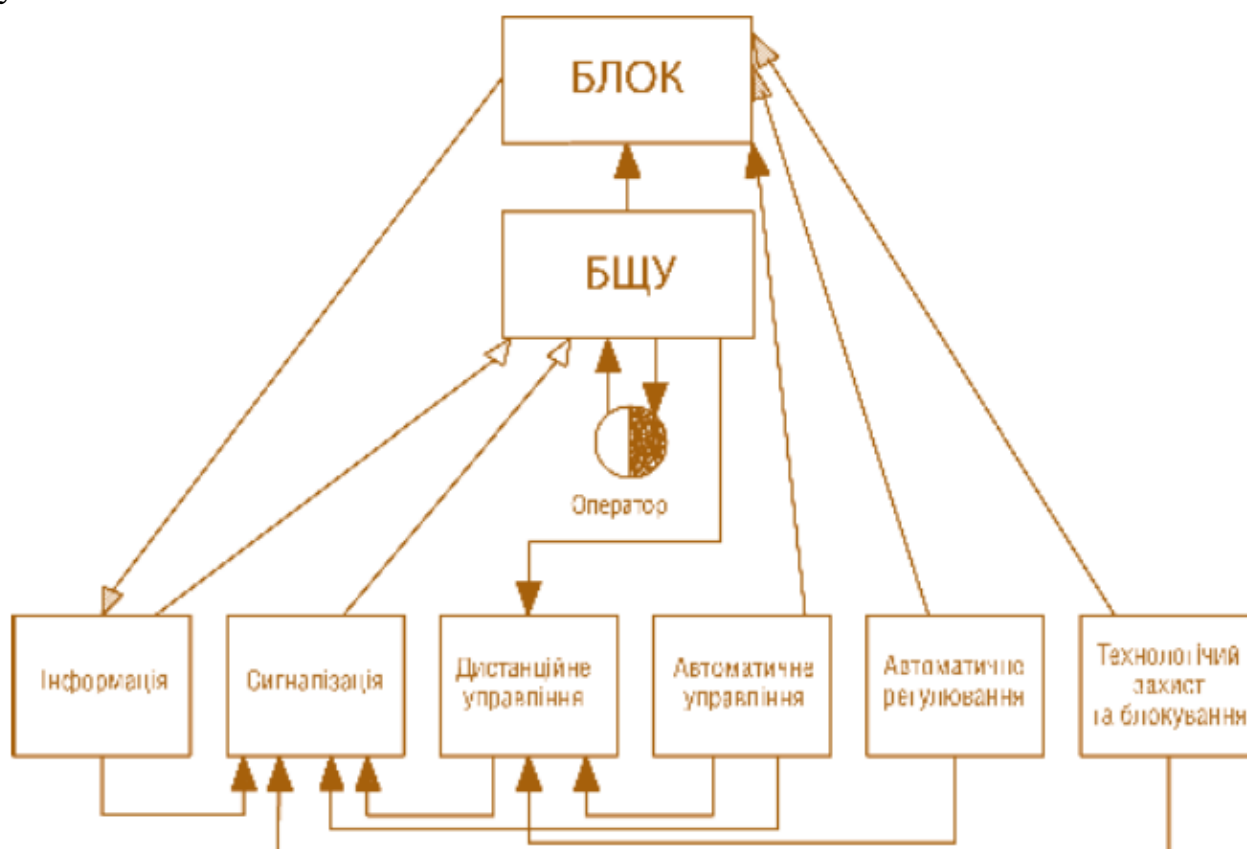


Рис. 1. Структурна схема управління енергообладнанням блоку [1]

Інформаційна підсистема забезпечує безперервний збір, обробку і представлення інформації про роботу й стан обладнання і хід технологічного

процесу, отримання інформації допоміжного характеру, необхідної для вивчення обстановки, а також для складання технічної звітності та розрахунку техніко-економічних показників роботи ТЕС.

Підсистема сигналізації містить в собі пристрої, які являють собою оперативну інформацію про порушення в режимі технологічного процесу або роботу агрегатів за допомогою світлового і звукового сигналів. Сигналізація має такі основні функції: привернути увагу персоналу до порушення режимів роботи об'єкту або до аварійної ситуації; забезпечити розуміння виникаючої причини і сприяти усуненню помилкових дій, прийняттю правильного рішення для дій у створених умовах.

На ТЕС застосовується сигналізація двох призначень: технологічна та аварійна.

Технологічна сигналізація служить для попередження персоналу про відхилення робочих параметрів від встановлених меж і порушення режиму технологічного процесу; сюди ж відноситься сигналізація спрацьовування захистів.

Аварійна сигналізація дає персоналу уявлення про положення механізмів (працює, не працює, аварійна зупинка, включення резерву і т.д.).

Підсистеми дистанційного і автоматичного управління виконують дискретний вплив на електрифіковані приводи механізмів і запірно-регулюючої арматури, розташовані в різних місцях енергетичного блока, дистанційно з поста управління або автоматично за заданими логічними програмами. На сучасних ТЕС дистанційне управління досягло високого ступеня централізації: близько 80% приводів засувки і 90% допоміжного обладнання управляються з блочних або групових щитів. Дистанційне управління може бути індивідуальним або груповим. Групове управління передбачає подачу команди або одночасно на ряд приводів (наприклад декілька засувки на паралельних пароводяних трактах котла), або на один привід групи функціонально зв'язаних механізмів з подальшим розвитком команди по визначеній програмі.

Подальшим розвитком групового управління є **ієрархічні системи управління функціональними групами**.

Підсистема автоматичного регулювання – одна із найважливіших частин системи управління, оскільки вона створює основу для автоматизації виробничих процесів і є вищим її ступенем. Автоматичне регулювання підвищує економічність установки, збільшує надійність її роботи, підвищує продуктивність праці персоналу. У схемах автоматичного регулювання енергетичних об'єктів можуть бути виділені чотири основні групи регуляторів.

Перша група включає в себе особливо відповідальні регулятори, які забезпечують надійність роботи агрегатів. Функції таких регуляторів не можуть бути замінені ручним впливом оператора, а вихід їх із ладу спричиняє, як правило, зупинку агрегату (наприклад регулятор швидкості турбіни).

До другої групи відносяться режимні регулятори, які забезпечують ведення процесу (наприклад регулятори горіння, температури пари). Відключення їх зазвичай не викликає зупинку агрегату, бо регулювання, хоча і менш економічне, може вестись вручну.

До третьої групи відносяться пускові регулятори, які забезпечують підтримку необхідних параметрів у процесі пуску агрегату. Ці регулятори не приймають участь в роботі при нормальних режимах.

Нарешті, четверту групу складають місцеві регулятори, які забезпечують регулювання допоміжних процесів, наприклад рівня води в деаераторах, підігрівачів і т.д.

Загальною задачею автоматичного регулювання є підтримка оптимальних умов протікання будь-якого технологічного процесу без втручання людини. На теплових електростанціях до таких умов відносяться відповідність між електричним навантаженням турбогенератора і продуктивністю парогенератора (в блочних установках), підтримка тиску і температури пари в заданих межах; економічне спалювання палива; відповідність продуктивності живильної установки навантаженню парогенераторів, також підтримка стабільних значень параметрів ряду допоміжних процесів.

Підсистема технологічних захистів і блокувань широко застосовується для збереження обладнання від пошкоджень і попередження аварій. На електротехнічному обладнанні (електродвигунах, генераторах, трансформаторах) застосовується захист від перевантаження, перенапруження, струмовий, грозовий та інші види захисту. Захисти тепломеханічного обладнання почали розвиватись в зв'язку з масовим вводом в експлуатацію крупних енергетичних блоків. Кількість захистів і складність їх побудови багато в чому залежать від конструктивних особливостей і надійності основного обладнання.

Для правильної експлуатації обладнання ТЕС велике значення має своєчасне і точне визначення першопричини спрацювання захистів. Для цього застосовуються світлова і звукова сигналізація і системи визначення першопричини спрацювання захистів.

Структура організації управління на ТЕС блочного типу представлена на рис.2.

Вона включає:

- центральний щит управління ТЕС (ЦЩУ), що є місцем перебування чергового інженера станції (ЧІС);
- блочні щити управління (БЩУ) – місцеперебування операторів блоків (Оп), зв'язаних з черговим інженером станції;
- місцеві щити управління (МЩУ) для загальностанційних пристроїв, паливоподачі й хімоводоочистки, які мають постійний обслуговуючий персонал, та

мазутонасосної, компресорної й електролізерної, що обслуговуються обхідниками (Об).

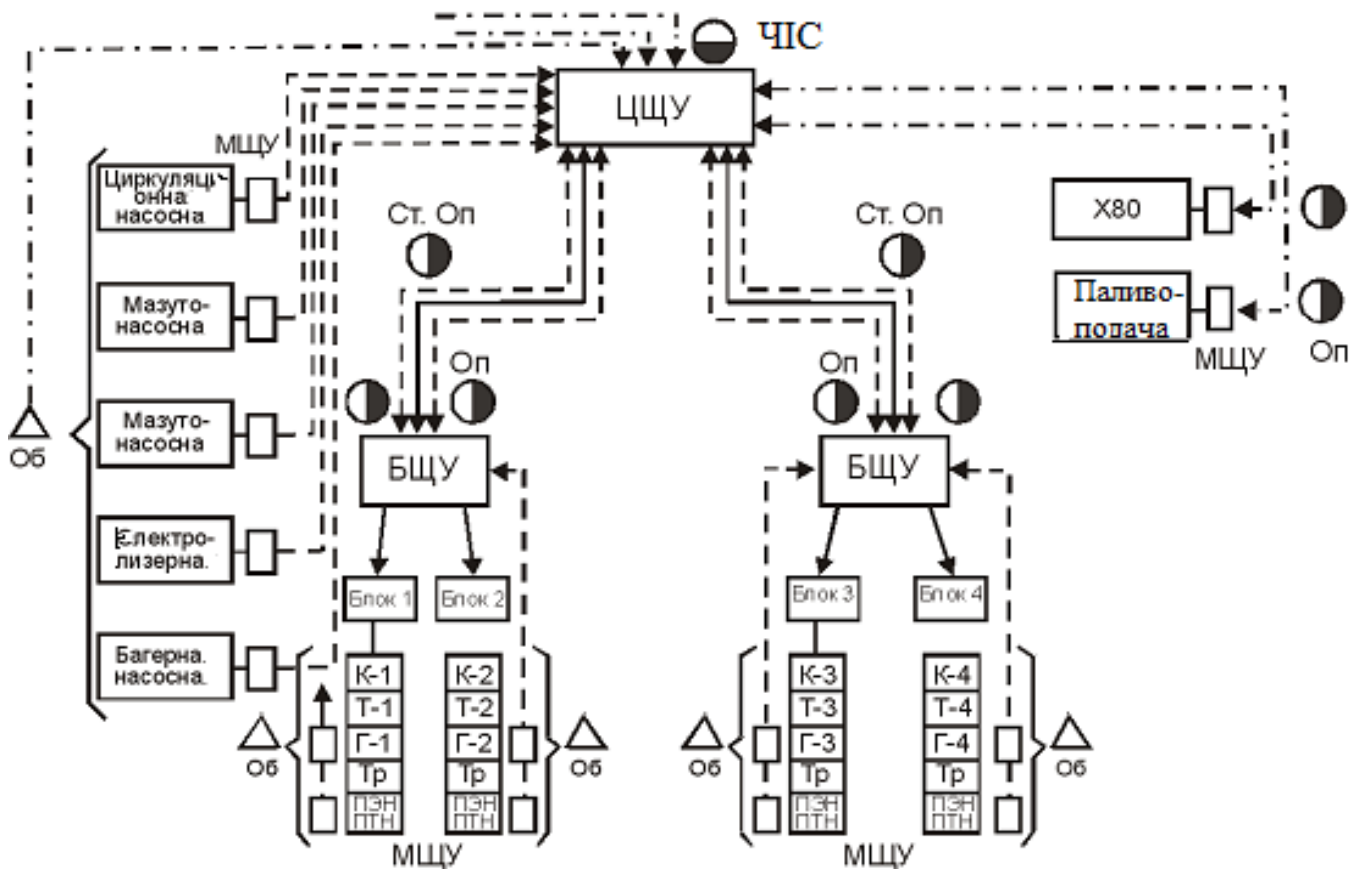


Рис. 2. Структура управління ТЕС блочного типу:

К – котел, Т – турбіна, Тр – трансформатор, ЖЕН – живильний електронасос
ЖТН – живильний турбонасос, _____ - управління, _ _ _ _ - сигналізація, _ . . _ - зв'язок

Центральний щит управління служить для управління елементами зв'язку з енергосистемою і з нього здійснюються:

- контроль лінійних і шинних роз'єднувачів всіх розподільних пристроїв високих напруг і автотрансформаторів зв'язку між розподільними пристроями (РП) високих напруг та управління ними;
- ручна синхронізація на шинних апаратах і вимикачах автотрансформаторів зв'язку між РП високих напруг;
- управління резервними джерелами живлення власних потреб 6 кВ і електродвигунами резервних збудників і контроль над ними;
- управління центральною береговою насосною станцією.

БЩУ служить для дистанційного контролю і управління блоком. З цього щита ведуться управління установкою в нормальному режимі та в аварійних ситуаціях, пуск і планова зупинка блока або окремих його агрегатів.

З метою отримання оптимальних рішень частина засобів контролю та управління, які відносяться до окремих агрегатів, розташовується на місцевих щитах

управління (МЩУ) – біля агрегатів. Такі щити управління встановлювали, наприклад, для пальників парогенератора, регенеративної системи і зв'язували з БЩУ сигналізацією. Місцеві щити управління загальностанційними установками служать для пуску і зупинки агрегатів, оперативного переключення запірної електрифікованої арматури, а також для контролю за роботою обладнання і сигналізації про порушення в його роботі.

В організації управління на ТЕС, що передбачає чітку взаємодію оперативного персоналу всіх рангів, широко використовуються сучасні засоби зв'язку й сигналізації. Для передачі команд ЧІС і операторів БЩУ оперативному персоналу служать такі види оперативного зв'язку: двосторонній зв'язок ЧІС з підпорядкованим оперативним персоналом; двосторонній зв'язок операторів БЩУ з підпорядкованим персоналом (обхідниками обладнання); загальностанційний й блочний командно-пошуковий зв'язок.

Оперативний двосторонній зв'язок може бути комбінований – телефонний і гучномовний. Ці види оперативного зв'язку можуть доповнюватись промисловими багатоканальними телевізійними установками. Черговий інженер станції, крім того, має можливість ведення циркулярного зв'язку і підключення запису.

Забезпечення надійної, безпечної, маневреної та економічної роботи таких складних комплексів енергоустаткування як сучасні потужні енергоблоки неможливе без сучасних автоматизованих систем управління, при створенні яких мають бути враховані особливості енергоустановок та режимів їх експлуатації; потенційні можливості та характеристики технічних засобів управління; психофізичні дані людини-оператора; інші ергономічні фактори і, нарешті, вітчизняний та зарубіжний досвід у цій галузі

Питання для самоперевірки

1. У чому полягає організація управління на ТЕС?
2. Як впливає на організацію управління енергообладнанням рівень автоматизації ТЕС?
3. Охарактеризуйте систему управління енергообладнанням блоків.
4. Що таке ієрархічні системи управління функціональними групами?
5. Як автоматичне регулювання підвищує економічність установок?
6. Яка загальна задача автоматичного регулювання?
7. Для чого служить блочний щит управління?

Тема №2
КОНЦЕПТУАЛЬНІ ОСНОВИ ПОБУДУВАННЯ ІНТЕГРОВАНОЇ АСУ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

План

1. Електростанція як об'єкт керування в об'єднаній енергосистемі.
2. Інформаційне забезпечення.
3. Функціонально – організаційна структура ІАСУ ТЕС.

Електростанція як об'єкт керування в об'єднаній енергосистемі. Аналіз стану АСУ ТП енергоблоками ТЕС та АЕС України, які запроваджувалися, переважно, на ТЕС у 1960 – 1970 рр., а на АЕС у 1980 – 1990 рр., дозволяє констатувати, що вони не лише вичерпали експлуатаційний ресурс, а й не відповідають сьогодні вимог до ефективності їх функціонування. Тому модернізація експлуатованих та створення нових АСУ енерговиробництвом ТЕС та АЕС на основі сучасної теорії та практики автоматичного управління складними енергооб'єктами, а також вітчизняного та зарубіжного досвіду в цій галузі є актуальним проблемним завданням.

Незважаючи на порівняно просту структуру практично з єдиним видом продукції та відносно малою номенклатурою споживаної сировини та матеріалів, сучасна електростанція (ЕС) є складним об'єктом управління з численними зовнішніми та внутрішніми зв'язками та обмеженнями. Особливості енергетики, що відрізняють її від інших галузей народного господарства, дозволяють виділити у типовій структурі управління електростанцією контури оперативно-диспетчерського та виробничо-господарського управління. У кожен із них входять технологічне обладнання, колективи людей, засоби управління, матеріальні ресурси та інші компоненти виробничого процесу. Хоча ці контури тісно взаємопов'язані і працюють узгоджено в загальній системі управління ЕС, цілі та завдання у них різні.

Метою оперативно-диспетчерського управління є забезпечення запланованого виробництва електричної та теплової енергії допустимої якості в задані терміни. Мета виробничо-господарського управління – реалізація завдань виробництва з мінімальними витратами, а також матеріальне та соціальне забезпечення виробництва.

Загальним завданням системи управління в ЕС є забезпечення економічно найвигіднішого режиму роботи енергосистеми, при якому споживачі безперервно отримують енергію допустимої якості за найменших витрат на її виробництво, передачу та розподіл.

Технологічний комплекс в енергетиці «електростанція – енергоблок – агрегат парогенератор, реакторна установка, турбогенератор та ін.» є типовим прикладом складної багаторівневої системи управління з розподіленими параметрами. При

моделюванні системи організації управління таким комплексом можна, слід скористатися спрощеним поняттям узагальненого об'єкта управління, що характеризується лише невеликою кількістю загальних ознак - блоковим компонуванням та однотипністю основного енергообладнання.

Концептуальна модель розподіленої системи управління узагальненої ТЕС, що реалізується за допомогою різних технічних засобів, показано на рис. 1.

Кожен елемент цієї системи має власний центр (щит) управління, всі разом - систему ешелонів організованої ієрархії, що склалася: центральний, блоковий і місцевий (агрегатний) щити управління (ЦЩУ, БЩУ і МЩУ).

Ієрархічний принцип організації управління електростанцією сприяє вирішенню конфліктних ситуацій, що виникають при цьому. Наприклад, протиріччя між системами стабілізації теплового навантаження окремого енергоблоку за умовами економії палива та регулювання частоти та потужності станції в цілому, за умовою стабілізації частоти на електричних шинах станції (міжрівневий конфлікт цілей управління).

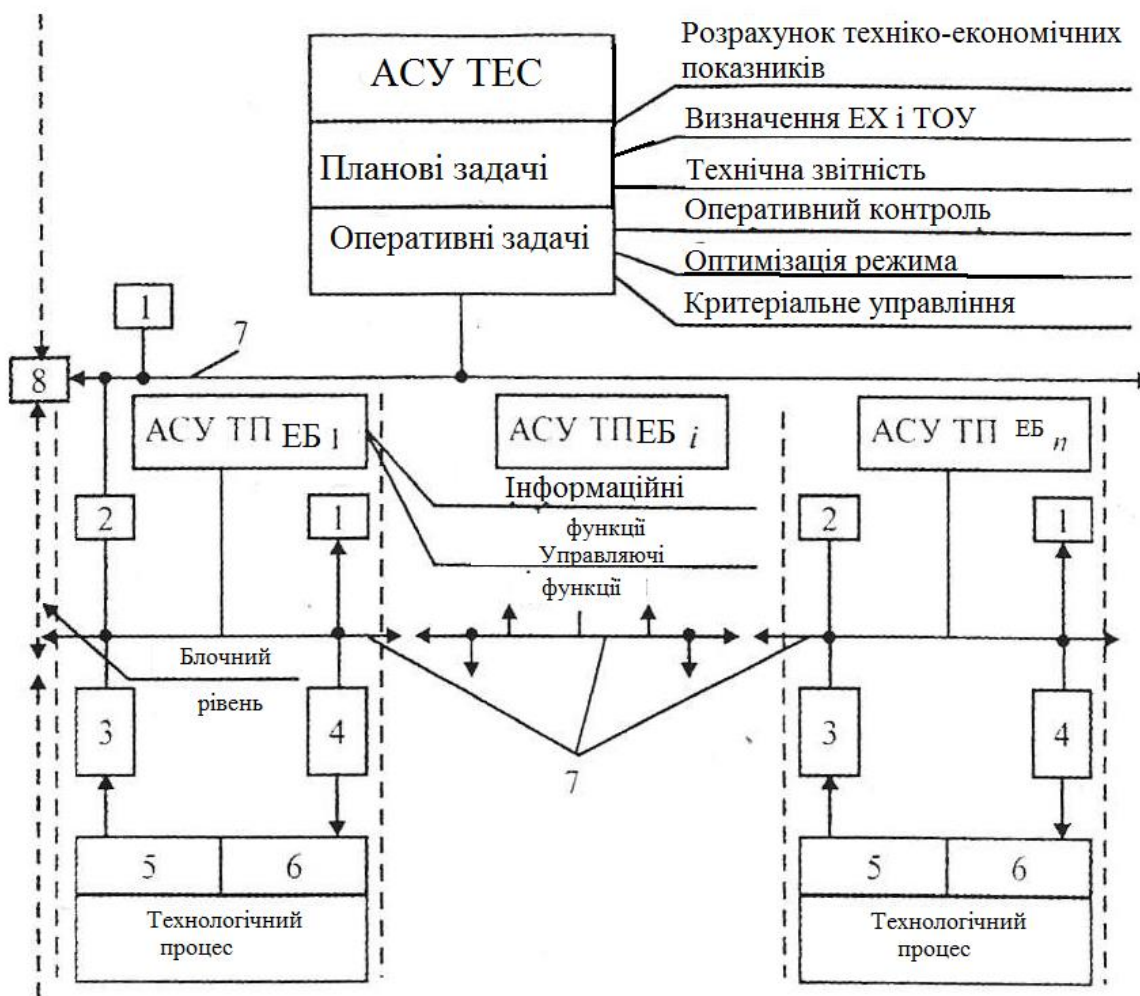


Рис. 1. Концептуальна модель розподіленої системи управління узагальненої ТЕС:

1 – системні модулі (моніторинг, архівування, інженерні розрахунки та ін.); 2 – модуль зв'язку (звернення інформації між підсистемами та елементами); 3 – функціональні перетворювачі інформаційних сигналів (демпфування, розмноження, нормування та ін.); 4 - перетворювачі керуючих сигналів (трансформація, посилення потужності та ін.); 5 - пристрої зв'язку з об'єктом по каналах управління (реалізація керуючих впливів, генерація сигналів за станом регулюючих та запірних органів); 7 – інформаційні шини (внутрішньо- та міжсистемне звернення інформації); 8 – локальна обчислювальна мережа (звернення інформації з АСУ виробництвом, архівом та адміністрацією ТЕС)

ЦЦУ має пріоритет щодо БЦУ у сенсі прийняття рішень щодо управління.

Відбувається покладання лише на одну систему (елемент) права прийняття рішення, спрямованого на досягнення глобальної мети управління. У наведеному прикладі таким елементом (центром) є ЦЦУ. Маючи експериментальні або аналітичні залежності, що встановлюють зв'язок між вхідними і вихідними величинами об'єкта управління (x_j, y_j) , інформаційними та керуючими сигналами підсистем управління (z_j, u_j) , можна записати ці зв'язки у вигляді простого абстрактного функціоналу

$$y_j = S_j(x_j, u_j, z_j).$$

Вимоги до складання детермінованих математичних моделей суперечливі. З одного боку, вони мають бути повними, з іншого - досить простими для розуміння користувачів. Компроміс між простотою та повнотою математичного опису складних систем досягається багаторівневим ієрархічним уявленням.

Інформаційне забезпечення. Необхідно відзначити, що однією з найхарактерніших особливостей розвитку енергетики є випереджальне зростання так званого інформаційного навантаження АСУ електростанцій (ЕС) порівняно зі збільшенням одиничних потужностей енергоблоків ТЕС та особливо АЕС.

Для забезпечення надійної, маневреної та економічної роботи енергоблоків великої потужності необхідно контролювати та підтримувати у досить вузьких межах з необхідною точністю тисячі технологічних параметрів, здійснювати вплив на сотні регулюючих та запірних органів, а також виконавчих механізмів, передбачати безліч різноманітних технологічних захистів, тобто. приймати, переробляти та використовувати великі обсяги різноманітної інформації. Причому ці завдання повинні вирішуватись при різних режимах обладнання, значних зовнішніх збуреннях та змінах характеристик обладнання у процесі його експлуатації.

Можна констатувати, що з використанням засобів обчислювальної техніки в АСУ ЕС розпочався новий етап їх побудови та розвитку. Значні потенційні можливості АСУ ЕС дозволяють охопити і контролювати величезне «інформаційне поле» ЕС з погляду руху потоків різної інформації. Тому сьогодні можна повною мірою говорити про «інформаційний моніторинг», вкладаючи в це поняття реалізацію функцій АСУ ЕС зі збору, переробки та оптимального використання потоків інформації, що циркулюють на цьому «інформаційному полі».

У цих умовах визначальна роль забезпечення ефективного функціонування АСУ ЕС належить до її інформаційного забезпечення. Досвід функціонування вітчизняних та зарубіжних ТЕС та АЕС переконливо свідчить про те, що їх надійна та економна експлуатація мають забезпечуватись трьома взаємопов'язаними системами управління:

- системою технологічного управління (СТУ), що забезпечує виробництво електроенергією необхідної якості та у задані терміни;
- системою економічного управління (СЕУ), що забезпечує це виробництво з мінімальними витратами;
- системою діагностування стану та умов експлуатації знергообладнання (СДУ).

Необхідність існування цих систем обумовлюється наявністю принципово різних критеріїв управління під час реалізації завдань управління енерговиробництвом.

Автоматизація СТУ, переважно вирішена в АСУ ТП енергоблоків ТЕС та АЕС. Автоматизація СЕУ на ТЕС та АЕС обмежена окремими прикладами, а її комплексне рішення в рамках АСУ поки що відсутнє, хоча її ефективність переконливо доведена як на окремих ТЕС України, так і на багатьох закордонних об'єктах.

Автоматизація СТУ реалізована на АЕС з урахуванням локальних систем діагностики (ЛСД), переважно, на реакторних установках. Вони, по-перше, застосовані над повному обсязі, по-друге, морально і фізично застаріли.

Розроблену АСКТД у 2004 р., передбачалось впровадити на всіх енергоблоках АЕС України до 2015 року; щодо ТЕС, то автоматизація СТУ була обмежена створенням дослідно – експериментальних систем на блоці 300 МВт Зуївської ТЕС та блоці 800 МВт Запорізької ТЕС.

Аналіз досвіду експлуатації вітчизняних та зарубіжних ТЕС та АЕС дозволяє констатувати необхідність автоматизації завдань СТУ, СЕУ та СТУ у складі інтегрованої АСУ ТЕС та АЕС для забезпечення надійної та ефективної системи «енергоблок – електростанція – енергосистема».

Функціонально – організаційна структура ІАСУ ТЕС. Розробка будь-якої ІАСУ ТЕС зазвичай починається із створення функціональної моделі управління підприємством. Така модель повинна будуватися не як відображення існуючої

організаційної структури та системи інформаційного забезпечення ЕС, що склалася, а ґрунтуватися на виділенні потоків окремих видів ресурсів.

Ресурси ЕС поділяються на:

- основні фонди (обладнання),
- оборотні фонди (паливо, матеріали, запасні частини),
- трудові ресурси (люди, їх кваліфікація) та
- фінансові ресурси.

Забезпечення виконання виробничої програми всіма зазначеними видами ресурсів – завдання відповідних підсистем забезпечення виробництва (рис.2). Напрями руху ресурсів на рис.1 позначені суцільними лініями. Діяльність підсистем тісно взаємопов'язана та зумовлена виробничою програмою. Виробнича програма включає планові завдання з усіх контурів управління і, відповідно, завдання всіх підсистем забезпечення виробництва.

Функціями управління кожною з підсистем забезпечення виробництва є: облік руху ресурсів та звітність; планування руху ресурсів на основі виробничої програми та коригування планів на основі даних обліку; контроль руху ресурсів; аналіз отриманих даних та прийняття рішень на основі проведеного аналізу; вплив на об'єкт (підсистему) керування. Контури керування на рис. 2 позначені пунктирними лініями. Функції управління різними підсистемами забезпечення виробництва охоплені взаємозалежними зв'язками (див. рис. 2).

Кожна підсистема забезпечення виробництва має власну мету та критерій оптимальності. Необхідною умовою оптимального планомірного управління сукупністю підсистем є узгодженість всіх локальних цілей та критеріїв підсистем (забезпечення їх чіткої взаємодії) та підпорядкованість їхньому загальному критерію оптимальності функціонування системі управління ЕС в цілому.

Для ІАСУ ТЕС характерне комплексне охоплення всіх сторін діяльності підприємства. Вона будується відповідно до її функціональної моделі управління і складається з ряду підсистем, основними з яких є підсистеми оптимізації відповідних завдань забезпечення виробництва. Кожна з оптимізаційних підсистем реалізує набір функцій управління виробництвом. Ці підсистеми відрізняються як критеріями і об'єктами управління, а й різним ступенем автоматизації переробки інформації, і навіть участі у процесі управління.

Інформаційна база оптимізаційних підсистем забезпечується інформаційними функціями ІАСУ ТЕС: функцією збору, первинної обробки та накопичення оперативної інформації, що надходить від об'єкта управління у темпі процесу виробництва; функцією формування нормативно-довідкової інформації, яка визначається виробничим завданням та коригується оперативно. Так як об'єктом управління в даному випадку є вся електростанція, включаючи різноманітне технологічне обладнання, а також матеріальні ресурси та колективи людей, інформаційна база системи досить велика і різноманітна.

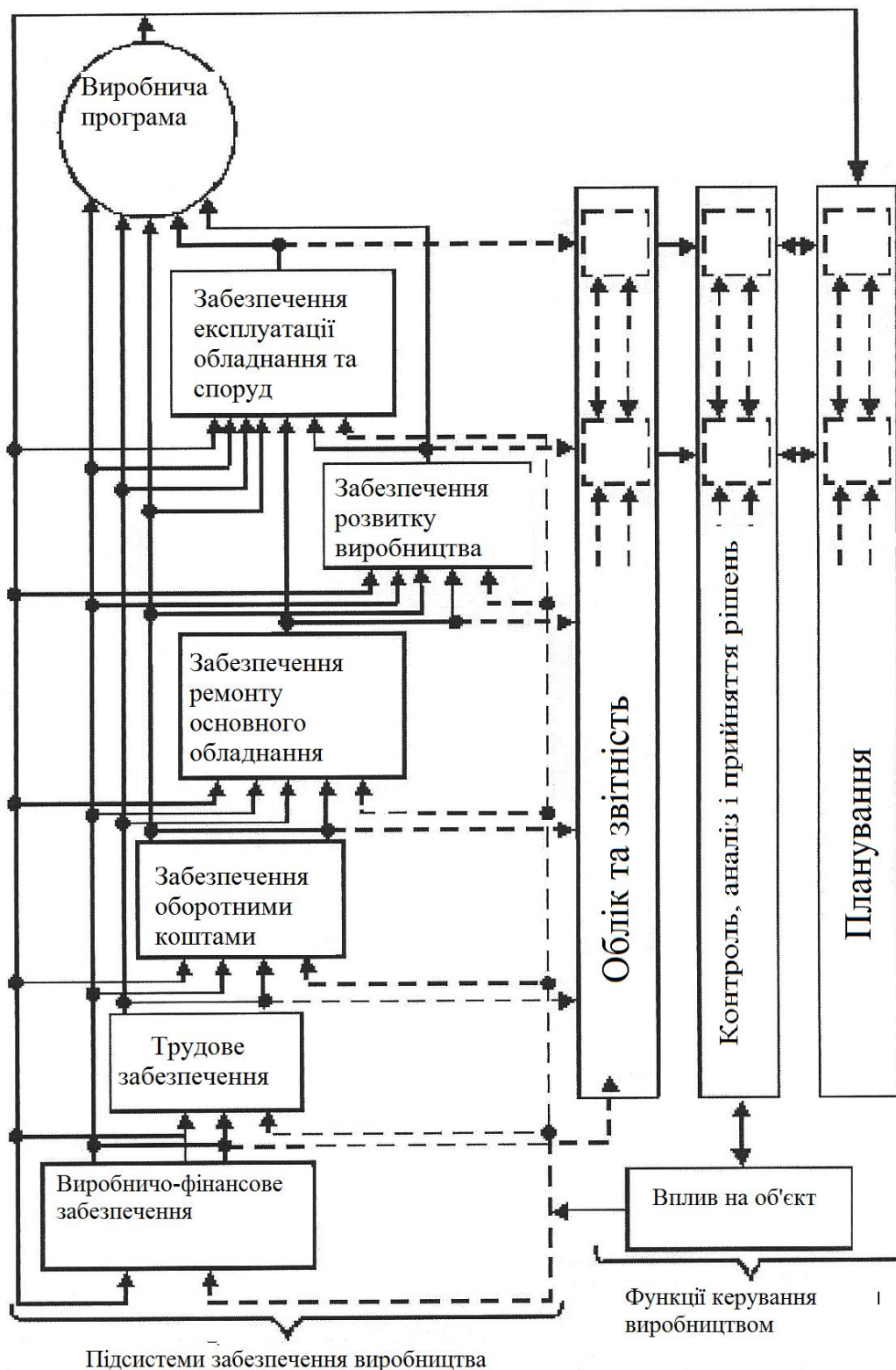


Рис. 2. Функціонально – організаційна модель управління ЕС

Функція зв'язку з верхнім рівнем управління забезпечує підготовку та передачу до вищих ієрархічних рівнів управління (АСУ ГАЕК, АСДУ тощо) необхідної інформації про роботу ЕС та прийом директивних компонентів виробничого

завдання з цих систем, включаючи завдання оперативно-диспетчерського управління.

Необхідно підкреслити, що сучасні АСУ ТП енергоблоків ТЕС потужністю 300 МВт і 800 МВт, не кажучи вже про енергоблоки потужністю 1000 МВт АЕС, мають цілком достатню кількість введеної вихідної інформації, необхідної для автоматизації економічного управління експлуатацією та діагностування умов. Наявні оцінки показують, що для АСЕУ та АСТД у складі АСУ ТП ТЕС потрібно не більше однієї п'ятої частини інформації, що надходить до АСУ, і порівняно невелика кількість периферійної апаратури.

Створення та впровадження у повному обсязі ІАСУ ТЕС та АЕС забезпечить підвищення ефективності та надійності енерговиробництва, що передбачено стратегією розвитку енергетики України до 2030 року.

Питання для самоперевірки

1. Чому сучасна електростанція є складним об'єктом управління?
2. Яка мета оперативно-диспетчерського управління?
3. Що є метою виробничо-господарського управління?
4. Як реалізується ієрархічний принцип організації управління електростанцією?
5. У чому полягає визначальна роль інформаційного забезпечення для ефективного функціонування АСУ ЕС?
6. Що входить до функціональної моделі управління підприємством?
7. Охарактеризуйте ІАСУ ТЕС.

Тема №3

ПІДСИСТЕМИ ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ В ІНТЕГРОВАНІЙ СИСТЕМІ

План

1. Контури управління електростанцією.
2. Завдання та функції системи економічного управління (СЕУ) на ТЕС.
3. Створення автоматизованої підсистеми АСЕУ у складі інтегрованих АСУ ТЕС.

Контури управління електростанцією. Однією з характерних особливостей енергетики як галузі виробництва є наявність контурів оперативно – диспетчерського (ОДУ) та виробничо – господарського (ВГУ) управління. Тому важливою є необхідність чіткого розмежування завдань та функцій між цими взаємопов'язаними контурами управління.

Основним призначенням ОДУ є забезпечення необхідного виробництва електричної та теплової енергії допустимої якості в задані терміни, а основним призначенням ВГУ - реалізація завдань ОДУ з мінімальними витратами.

На рис. 1 наведено укрупнену схему поєднання різних рівнів та основних підсистем, системи управління (СУ) ТЕС.

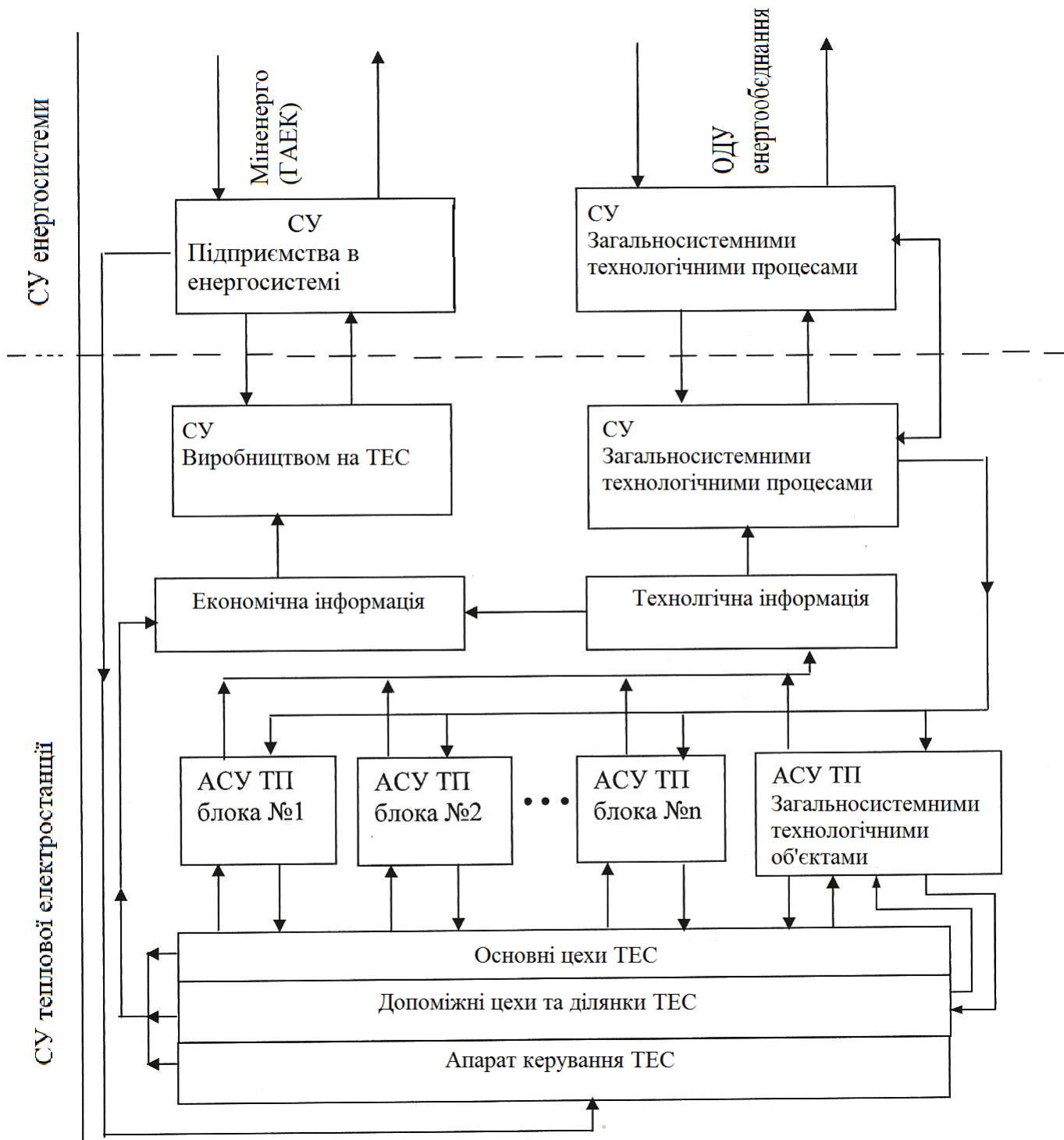


Рис. 1. Схема різних рівнів та основних підсистем СУ ТЕС

До теперішнього часу автоматизація систем технологічних завдань управління (СТУ) отримала переважний розвиток в АСУ ТП, що експлуатуються, енерговиробництвом ТЕС, що зумовило суттєве підвищення надійності та економічності.

Що ж до автоматизації завдань економічного управління, всі вони практично відсутні у складі експлуатованих АСУ ТП енергоблоками ТЕС, хоча її ефективність було переконливо доведено ще 1970 – 1980 гг. на зарубіжних та окремих дослідно – експериментальних АСУ окремих енергоблоків ТЕС.

Нині частка паливної складової у собівартості вироблюваної електроенергії на ТЕС є у межах 70 – 80 %. Тому її зменшення дозволить суттєво скоротити потребу ТЕС у розмірах споживаного палива. А це можливо навіть при оптимізації режиму експлуатації ТЕС за рахунок автоматизації завдання економічного управління. Вирішення поставленого завдання оптимізації СЕУ у складі інтегрованої (ІАСУ) ТЕС є своєчасним та актуальним у рамках програми економної витрати енергоресурсів, у тому числі в енергетиці країни.

Завдання та функції системи економічного управління (СЕУ) на ТЕС.

Функції (СЕУ) електростанцією визначаються функціями, властивими СЕУ будь-якими об'єктами стадії виробництва. До цих функцій належать виробниче планування, організація, координація, активізація та контроль.

Виробниче планування - це проектування процесу виробництва на основі галузевого планування при забезпеченні на стадії виробництва оптимальних пропорцій. Функція організації - створення такої системи управління, яка здатна реалізувати певні плануванням виробничі завдання. Координація встановлює необхідні зв'язки між ділянками виробництва та системами, створеними при організації виробництва. Активізація передбачає розробку комплексу заходів, що спонукають брати участь у виробництві та управлінні людей діяти з максимальною ефективністю. Контроль, що є найбільш важливою функцією управління, дозволяє визначити результати виконання перерахованих вище функцій і виробити необхідні рекомендації для поліпшення функціонування виробництва.

Для реалізації зазначених функцій на систему економічного управління має бути покладено рішення наступних основних завдань:

1. Проведення оперативного аналізу (щозмінно або на вимогу персоналу) техніко-економічних показників (ТЕП) енергетичного об'єкта з кількісною оцінкою всіх факторів, що впливають на економічність і надійність, і з видачею необхідної інформації для оптимального управління виробництвом на різних рівнях - від операторів на робочих місцях до керівника об'єкта, включаючи:

- проведення розрахунків на вибір оптимальних експлуатаційних та конструктивних параметрів енергетичного об'єкта та окремих його систем при забезпеченні умов досягнення оптимальної надійності;

- визначення оптимально - нормативних техніко - економічних показників за фактичних умов роботи енергетичного об'єкта, тобто. таких показників, які мають бути досягнуті за дотримання персоналом оптимальних експлуатаційних та конструктивних параметрів.

2. Розробка рекомендацій щодо найшвидшого досягнення проектних техніко-економічних показників енергетичного об'єкта.

3. Розробка оптимальних оперативних, поточних та перспективних планів експлуатації обладнання, ремонтних та реконструктивних робіт, а також планів матеріально – технічного постачання.

4. Кількісна оцінка діяльності персоналу всіх рівнів (преміювання) відповідно до їх реального внеску у формування техніко-економічних показників енергетичного об'єкта та нарахування заробітної плати.

5. Складання оперативних та поточних технічних та фінансових форм звітності відповідно до існуючих інструкцій.

6. Проведення різноманітних розрахунків, пов'язаних із науковою організацією праці в нових умовах планування та економічного стимулювання.

7. Обмін інформацією з вищими органами управління та іншими організаціями, що забезпечують функціонування електростанції.

Критерієм оптимальності зкономічного управління є досягнення у процесі управління екстремальних значень вартісних величин (мінімум наведених витрат, максимум прибутку тощо).

Об'єктами економічного управління є засоби виробництва (обладнання, будівлі та споруди, сировина, матеріали, паливо та ін.), включаючи також колективи людей, які планують, проектують, споруджують та експлуатують ці кошти на різних рівнях управління промисловістю: в окремих галузях, на підприємствах, у цехах і т.д.

Отже, економічне управління - це вплив на засоби виробництва в цілому та на колективи людей, які їх обслуговують, з метою досягнення найменших витрат у процесі технологічного управління.

Засобами впливу на об'єкти зкономічного управління є розробка та здійснення оптимальних планів експлуатації, планів розподілу капітальних вкладень між різними споруджуваними об'єктами, планів реконструктивних та ремонтних робіт, впровадження нової техніки, фінансових та інших планів, а також матеріальне стимулювання персоналу відповідно до реального внеску кожного працівника. формування загальної прибили.

Необоротність зміни стану об'єктів при економічному управлінні не дозволяє перевіряти правильність дії СЕУ поверненням об'єкта керування до вихідного стану після ліквідації впливу, що обурює. Справді, повернути витрачені кошти (на ремонт обладнання, паливо, заробітну плату тощо) неможливо. Тому при розробці СЕУ не

може бути використаний принцип оборотності змін стану об'єкта, що застосовується в СТУ. СЕУ мають створюватися на основі використання кібернетичних методів.

На підставі викладеного вище можуть бути сформовані основні вимоги, які мають бути виконані під час автоматизації СЕУ у теплоенергетиці:

1. Повинен бути розроблений єдиний критерій оптимальності (цільова функція управління) для підприємств та галузі загалом. Таким критерієм має бути мінімум наведених витрат чи максимум прибутку.

2. Автоматизовані СЕУ (АСЕУ) повинні бути стійкими до випадкових збурень, які викликаються дією зовнішнього середовища. Іншими словами, АСЕУ повинна автоматично визначати нову оптимальну стратегію за будь-якої зміни зовнішніх умов: в першу чергу при введенні в експлуатацію нових типів обладнання, зміні вартості сировини, матеріалів та ін. зміні метеорологічних умов, попиту на продукцію та ін.) стратегія повинна враховувати всі необхідні залишкові зміни, що відбулися в системі в період дії старої стратегії (капіталовкладення, вироблені на момент вироблення нової стратегії, тощо).

3. При створенні АСЕУ повинні бути визначені конкретні способи впливу на економіку (прямі та відповідні їм зворотні зв'язки) та виявлені найефективніші з них. При цьому важливо встановити точні кількісні співвідношення між змінами, що відбуваються в об'єкті управління, і ступенем, а також способом на нього. Останнє найважливіше в АСЕУ, оскільки воно цілком визначає ефект управління. Слід наголосити, що в СЕУ на відміну від СТУ це завдання є більш складним. Людина у системі управління повинен мати найбільш раціональні відпрацьовані способи та методи отримання необхідної інформації для впливу на об'єкт управління. Тільки в цьому випадку система управління може вважатися замкненою.

4. При розробці СЕУ має бути визначено оптимальний комплекс обчислювальних пристроїв, систем автоматики та засобів зв'язку, а також їх взаємодію з людиною.

Створення автоматизованої підсистеми АСЕУ у складі інтегрованих АСУ ТЕС.

Необхідно відзначити, що експлуатовані АСУ ТП енергоблоками ТЕС потужністю 300 і 800 МВт мають у своєму розпорядженні достатній обсяг технологічної інформації, необхідної для автоматизації СЕУ. Наявні оцінки показують, що реалізації АСЕУ у складі інтегрованих АСУ ТЕС потрібно додати трохи більше 15 – 20 % технологічної інформації, що надходить від об'єкта.

Економічна ефективність автоматизації систем управління визначається ставленням додаткового прибутку, зумовленої роботою цих систем до витрат за їх створення. Глибина автоматизації на будь-якій стадії може бути виражена в частках або відсотках від повного (теоретично можливого) ступеня автоматизації. У цьому

під. повною автоматизацією слід знижувати такий її стан, коли весь процес цілком управляється автоматичними системами без оперативного втручання людей.

Реалізація спільної автоматизації підсистем АСТУ та АСЕУ в рамках інтегрованої АСУ ТЕС дозволить оптимізувати процес енерговиробництва ТЕС і значно скоротити витрату палива на виробництво електроенергії.

Питання для самоперевірки

1. Чому необхідно чітко розмежування завдань та функцій між оперативно – диспетчерським (ОДУ) та виробничо – господарського (ВГУ) контурами управління на електростанції?
2. Чому необхідна автоматизація завдання економічного управління?
3. Назвіть Завдання та функції системи економічного управління (СЕУ) на ТЕС.
4. Що є об'єктами економічного управління на електростанціях?
5. Які засобами впливу на об'єкти з економічного управління?
6. Назвіть основні вимоги, які мають бути виконані під час автоматизації систем економічного управління на прикладі теплоенергетики.
7. Чим визначається економічна ефективність автоматизації систем управління?

Тема №4

ОПТИМАЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ЇХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

План

1. Оптимальна експлуатація електростанцій на основі аналізу її техніко-економічних показників.
2. Основні недоліки застосовуваних способів аналізу ТЕП на вітчизняних ТЕС та ТЕЦ.
3. Техніко-економічні показники ТЕС

Оптимальна експлуатація електростанцій на основі аналізу її техніко-економічних показників. Оскільки умови оптимальної експлуатації електростанцій визначаються на основі аналізу її техніко-економічних показників (ТЕП), саме автоматизація аналізу ТЕП є однією із найважливіших функцій автоматизованої системи економічного управління у складі ІАСУ ТЕС.

Для ефективного функціонування цієї підсистеми її необхідно забезпечити достатньою кількістю оперативної інформації, що безперервно надходить, яка всебічно характеризує роботу енергообладнання ТЕС. Така інформація може бути отримана внаслідок використання якісно нових методів аналізу ТЕП теплових

електростанцій. Оскільки існуючі методи аналізу дозволяють виявити лише обмежену кількість можливих причин і факторів, що впливають на економічність і надійність роботи обладнання, до того ж через тривалі проміжки часу і, в більшості випадків, без кількісної оцінки.

Автоматизація аналізу ТЕП на даний час практично відсутня на більшості енергоблоків ТЕС та АЕС, незважаючи на наявність у складі їх АСУ засобів обчислювальної техніки, що забезпечують автоматичне визначення ТЕП даних енергоблоків.

Наявність якісно нових методів аналізу, що реалізуються автоматизованими системами, дає змогу різко покращити ТЕП ТЕС у процесі керування ними. Це зумовлює актуальність реалізації цього завдання у підсистемах АСУ енергоблоками ТЕС України.

Основні недоліки застосовуваних способів аналізу ТЕП на вітчизняних ТЕС та ТЕЦ. До основних недоліків існуючих методів аналізу можна віднести:

1. Великий інтервал часу між аналізами, що знижує їх дієвість і оперативність. Чим частіше проводитиметься аналіз, тим швидше можуть бути використані його результати з метою усунення причин перевитрати палива та електроенергії. Проведення аналізу після тривалого періоду (наприклад, місяця) виявляє раніше наявні, але не використані резерви.

2. Можливість обліку обмеженої кількості чинників, які впливають на економічність роботи устаткування. Ця обставина знижує глибину аналізу і, зрештою, ускладнює виявлення можливих резервів підвищення ККД електростанції. Необхідна розробка нових методів аналізу та значне збільшення обсягу роботи зі збирання та обробки вихідної (первинної) інформації, з чим не в змозі впоратися існуючі на більшості електростанції групи обліку. В даний час для аналізу ТЕП використовується не більше 20% всієї наявної на ТЕС інформації.

Зі зростанням одиничних потужностей енергоблоків збільшуються можливості покращення якості та поглиблення аналізу ТЕП, що зумовлено збільшенням кількості контрольованих точок та, отже, обсягу первинної інформації. Так, наприклад, при переході від блоку 200 МВт (з барабанним парогенератором) до блоку 800 МВт (з прямоточним парогенератором) загальна кількість точок інформації збільшується з ~900 до ~4000.

3. Практична неможливість визначення ступеня впливу різних категорій та груп працівників електростанції на її ТЕП. Цей недолік перешкоджає ефективному використанню системи планування та економічного стимулювання виробництва в умовах ринкових відносин.

Організувати якісно новий аналіз ТЕП – безперервний та багатофакторний, здатний усунути зазначені недоліки, можна лише за умови його автоматизації. Автоматизація ж аналізу ТЕП нині практично відсутня, попри інтенсивне використання сучасних засобів обчислювальної техніки.

Таке відставання обумовлено недооцінкою ролі аналізу як потужного інструмента на економіку виробництва та недосконалістю застосовуваних методів його проведення.

Аналіз наявного досвіду показує, що існує прямий зв'язок між рівнем аналізу та досягнутими ТЕР ТЕС. Чим вищий рівень аналізу, тим нижчі питомі витрати палива. У цій галузі французькі енергетики досягли найкращих результатів, вони вважають за доцільне боротися за економію палива, яка в деяких випадках дорівнює 1 ккал на 1 кВт·год, або близько 0,04%. Так, на сьогодні на всіх електростанціях високого тиску Франції із загальним виробленням електроенергії близько 96% організовано всебічний економічний контроль за витратою палива, що становить 70% усіх витрат.

З цією метою на всіх ТЕС щомісяця проводиться порівняння фактичної питомої витрати тепла щодо кожного блоку з мінімально можливим. Причини, які протягом періоду, що розглядається, могли б впливати на експлуатацію обладнання, піддаються детальному аналізу. Усього аналізується до 50-60 факторів, найважливішими з яких є заданий графік навантаження, несприятливі атмосферні умови, нестандартна якість палива, стан обладнання, процес спалювання палива, параметри пари, витрати електроенергії на власні потреби, втрати води та пари. В результаті на ТЕС Франції відбувається безперервне зближення фактичного та оптимального питомих витрат умовного палива.

Техніко-економічні показники ТЕС. ККД КЕС брутто з вироблення електричної енергії:

$$\eta_{КЕС}^{бр} = E / Q_c = E_{вир} / BQ_i^r$$

де $E_{вир}$ - кількість виробленої генератором електроенергії, кДж (1 кВт·г = 3600 кДж);

Q_c - дитрата теплоти на станції (у парогенераторі) за той же час, кДж;

B – витрата палива за той самий час, кг;

Q_i^r - нижча теплота згоряння палива, кДж/кг.

Повний ККД ТЕЦ брутто:

$$\eta_{ТЕЦ}^{бр} = (E_{вир} + Q_{вир}) / Q_c = (E_{вир} + Q_{вир}) / BQ_i^r,$$

де $Q_{вир}$ - кількість виробленої теплової енергії, кДж.

Витрата палива на вироблення теплової енергії, кг:

$$B_m = Q_{вир} / Q_i^r \eta_k.$$

Витрата палива на вироблення електричної енергії, кг:

$$B_e = B - B_m.$$

де B - загальна витрата палива на ТЕЦ, кг.

ККД ТЕЦ бруто з вироблення електричної енергії:

$$\eta_{КЕС}^{бр} = E_{вир} / B_e Q_i^r$$

ККД ТЕЦ бруто з вироблення теплової енергії:

$$\eta_{КЕС}^{бр} = Q_{вир} / B_m Q_i^r.$$

Питома витрата умовного палива на вироблення електричної енергії (КЕС чи ТЕЦ):

$$b_{el}^y = 0,123 / \eta_{el}^{бр}$$

Питома витрата умовного палива на вироблення теплової енергії на ТЕЦ:

$$b_m^y = 10^6 / 29300 \eta_m^{бр}.$$

Питання для самоперевірки

1. Чому саме автоматизація аналізу ТЕП є однією із найважливіших функцій автоматизованої системи економічного управління у складі ІАСУ ТЕС?
2. Чому застосовують якісні оцінки методів аналізу ТЕП теплових електростанцій?
3. Які основні недоліки застосовуваних способів аналізу ТЕП на вітчизняних ТЕС та ТЕЦ?
4. Охарактеризуйте взаємозв'язок: чим вищий рівень аналізу ТЕП, тим нижчі питомі витрати палива.

Тема №5

МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ АВТОМАТИЗОВАНОГО АНАЛІЗУ ТЕП ТЕС

План

1. Передумови розробки методичних засад автоматизованого аналізу ТЕП ТЕС.
2. Класифікація параметрів та показників для аналізу ТЕП ТЕС

3. Економія палива як основний показник економічності роботи обладнання.
4. Схема визначення фактичної розрахункової витрати палива

Передумови розробки методичних засад автоматизованого аналізу ТЕП ТЕС. Для ліквідації принципових недоліків існуючих способів аналізу ТЕП ТЕС та отримання необхідної для АСУП інформації система автоматизованого аналізу має передбачати:

1) поділ всіх аналізованих факторів на внутрішні (залежні від персоналу електростанції) та зовнішні (не залежні від нього: режимний, об'ємний, зміна асортименту палива та ін.);

2) визначення нормативних показників у функції від навантаження обладнання для реальних умов експлуатації та стану обладнання;

3) розрахунок найкращих експлуатаційних параметрів з видачею необхідних рекомендацій усім категоріям працівників (від персоналу окремих робочих місць до керівництва електростанції) щодо підтримки оптимальних режимів роботи обладнання;

3) підготовку вихідних даних для визначення необхідних обсягів ремонтних та реконструктивних робіт та проведення їх у найкоротші терміни;

4) підготовку вихідних даних з оцінки діяльності персоналу ТЕС загалом по оптимально-нормативному витраті палива, тобто. за такою витратою, яку електростанція могла б мати за відсутності причин перевитрати з вини її персоналу;

5) підготовку вихідних даних для кількісної оцінки діяльності різних груп персоналу за зонами обслуговування установок та механізмів, на режим та параметри яких безпосередньо впливає цей персонал.

Класифікація параметрів та показників для аналізу ТЕП ТЕС

Для поділу всіх аналізованих факторів на внутрішні та зовнішні та підготовки всіх необхідних вихідних даних запропоновано наступну класифікацію параметрів та відповідних показників:

- проектні параметри (показники) P_p ;
- фактичні параметри (показники) P_f ;
- оптимально-нормативні параметри (показники) P_n .

Проектні параметри - це параметри, які мали б місце, якби всі вихідні положення, що стали основою проектування (конструювання), повністю досягнуто в процесі експлуатації. Ці параметри закладаються на стадії конструювання обладнання та проектування електростанції. Фактичні параметри – це параметри, які реально мають місце на устаткуванні у процесі його експлуатації.

Різниця між фактичними та проектними параметрами

$$\Delta P_{f,p} = P_f - P_p \quad (1)$$

визначає загальну зміну ТЕП обладнання, викликане недосконалістю конструкції, недосконалістю експлуатації та відхиленням фактичних умов роботи від проектних. Для виділення впливу кожного з цих факторів, а також для визначення нормативних показників та оптимізації режимів роботи в реальних умовах експлуатації є оптимально-нормативні параметри.

Оптимально-нормативні параметри – це параметри, які були на обладнанні, якби за фактичних зовнішніх умов був відхилень через недосконалість експлуатації. Таким чином, різниця між фактичними та оптимально-нормативними параметрами

$$\Delta\Pi_{\phi,н} = \Pi_{\phi} - \Pi_{н} \quad (2)$$

визначає зміну ТЕП через недосконалість експлуатації (внутрішні чинники). Оптимально-нормативні параметри повинні визначатися відповідно до прийнятої методики.

Різниця між оптимально-нормативними та проектними показниками

$$\Delta\Pi_{н,р} = \Pi_{н} - \Pi_{р} \quad (3)$$

визначає зміну ТЕП, викликане недосконалістю проектування (конструювання) та відхиленням фактичних умов роботи від проектних (зовнішні чинники).

Різниця між оптимально-нормативними показниками, визначеними для фактичних ($\Pi_{н}$) та проектних ($\Pi_{п}$) умов роботи обладнання за фактичного (непроектного) його стану

$$\Delta\Pi_{н,п} = \Pi_{н} - \Pi_{п}, \quad (4)$$

дозволяє підрахувати зміну ТЕП через відхилення фактичних умов роботи від проектних.

Різниця

$$\Delta\Pi_{п,р} = \Pi_{п} - \Pi_{р} \quad (5)$$

дозволяє оцінити якість проектування та монтажу.

Таким чином, використання наведеної класифікації при аналізі економічності роботи обладнання та електростанції в цілому дає можливість кількісно оцінити вплив:

1) якості експлуатації ($\Delta\Pi_{\phi,н}$);

- 2) відхилення реальних умов експлуатації від проектних ($\Delta\Pi_{н.п}$);
- 3) якості проектування та монтажу ($\Delta\Pi_{п.р}$).

Оптимально-нормативні параметри Π_{ni} (i – індекс параметра, що впливає на витрату палива), що визначають оптимально-нормативні показники, розраховуються в залежності від величини вихідного навантаження агрегату безпосередньо за його характеристиками, або шляхом проведення відповідної оптимізації.

При оцінці діяльності персоналу електростанції в оптимально-нормативні параметри вводяться допуски на експлуатаційні умови, що враховують нестационарні режими роботи – коливання навантаження, змінний склад палива, зміну стану обладнання у міжремонтний період та інші фактори, що не піддаються попередньому обліку.

Величина допуску в загальному випадку є величиною змінною і може залежати від технічного стану обладнання, ступеня його освоєння, ступеня оснащення автоматичними пристроями, виду палива, що спалюється, і т.д. Шляхом обґрунтованого та своєчасного уточнення величини допуску та, отже, оптимально-нормативної величини можна зосередити зусилля експлуатаційного персоналу на досягненні максимальної економічності роботи обладнання.

Дуже суттєвим при оцінці діяльності персоналу є встановлення обґрунтованого експлуатаційного допуску до оптимально-нормативного параметра, оскільки людина чи автомат можуть підтримувати задані лише у певних межах та з відомим відхиленням від проектної величини. Зменшення експлуатаційного допуску призводить до великих витрат праці задля досягнення колишньої економії палива.

Економія палива як основний показник економічності роботи обладнання. На різних об'єктах існують різні можливості економії палива. Тому допуски мають бути диференційовані за об'єктами та параметрами.

Для визначення оптимально-нормативних величин всі параметри поділяються втричі групи залежно від характеру їхнього впливу витрата палива.

До першої групи включаються параметри, які не залежать від режиму роботи обладнання: $\Pi_1 \neq f_1(N)$. Як правило, вони або підтримуються постійними, або змінюються у певних, наперед заданих межах.

Другу групу утворюють параметри, які залежать тільки від режиму роботи обладнання та визначаються ним: $\Pi_2 = f_2(N)$. Вони є змінними величинами (температура газів, поживної води та ін.).

Третя група - це параметри, що залежать як від режиму роботи обладнання, так і від факторів, на які персонал електростанції безпосередньо впливати не може (наприклад, асортимент палива, що спалюється, температура охолоджуючої води та ін.): $\Pi_3 = f_3(N, \Phi_i)$.

При визначенні оптимально-нормативних величин параметрів третьої групи необхідно, як правило, проводити розрахунки для визначення оптимальних значень,

оскільки в цьому випадку нормативна величина визначається знаходження найкращого поєднання різних параметрів та умов роботи обладнання. Наприклад, оптимально-нормативна величина вакууму може бути отримана тільки при визначенні сумарної максимальної потужності турбоагрегату та циркуляційних насосів залежно від температури охолоджувальної води при даному стані конденсатора.

У цю групу включаються показники, що визначають надійність роботи установок.

Надійність роботи характеризується низкою непрямих показників, як-от тривалість робочої компанії, кількість вимушених зупинок за певний період, тривалість простою устаткування ремонті, наявність різних експлуатаційних обмежень та інших.

Показники надійності впливають, головним чином, економічність роботи енергосистеми. Цей вплив визначається, по-перше, втратами від недовідпуску енергії споживачам і, по-друге, збільшенням виробітку електроенергії менш економічними агрегатами при виході з ладу більш економічних. Вплив надійності може бути оцінений при порівнянні результатів експлуатації двох варіантів роботи енергосистеми – при нормальному складі працюючого обладнання та у разі виходу будь-яких агрегатів з ладу.

При одночасному спалюванні декількох видів палива оптимально-нормативні параметри змінюються в залежності від співвідношення видів палив, що спалюються. Визначення таких параметрів здійснюється за виразом:

$$\Pi_i = \sum_k \delta_k \Pi_{ik}, \quad (6)$$

де δ_k – частка спаленого k-го виду палива у загальних витратах (середня величина за аналізований період); Π_i і Π_{ik} – будь-який показник, віднесений відповідно до суміші палива і до його виду.

На основі відхилення фактичних значень i-х параметрів від оптимально-нормативних та проектних значень Π_{in} і Π_{ip} визначаються коефіцієнти зміни витрати енергії Φ_i по відношенню до витрат первинної енергії:

- Коефіцієнт зміни витрати енергії, обумовлений дією внутрішніх факторів:

$$\Phi_{i\phi n} = k_i \Delta \Pi_{i\phi n} \quad (7)$$

- Коефіцієнт зміни витрати енергії, обумовлений дією зовнішніх факторів:

$$\Phi_{i\phi n p} = k_i \Delta \Pi_{i\phi n p} \quad (8)$$

- Коефіцієнт зміни витрати енергії, обумовлений недосконалістю обладнання:

$$\Phi_{i\text{пр}} = k_i \Delta\Pi_{i\text{пр}} \quad (9)$$

У цих виразах коефіцієнти k_i являють собою зміни потужності або витрати тепла на агрегат, викликані відхиленням i -х параметрів на одиницю при одиничних витратах електричної потужності або витраті тепла. Величини k_i є функцією навантажень, стану обладнання, теплової схеми та ін. Надалі називатимемо ці величини питомими параметричними коефіцієнтами. Чисельне визначення їх базується на теплових розрахунках окремих елементів енергетичного обладнання при безперервно змінюваних параметрах, що характеризують перебіг процесів у цих елементах (температури, тиску, витрати та ін.), і в загальному випадку є предметом самостійного дослідження.

Коефіцієнти зміни витрати енергії Φ_i з (7-9) служать визначення змін потужності ΔN_i ; витрата тепла ΔQ_i та палива ΔB_i , що викликаються впливом i -го аналізованого фактора:

$$\Delta N_i = \Phi_i^N N; \Delta Q_i = \Phi_i^Q Q; \Delta B_i = f(\Delta N_i, \Delta Q_i), \quad (10)$$

де N , Q - фактичне або теплове навантаження агрегату (індекси при Φ_i показують вид енергії, до якого належить цей коефіцієнт).

Сукупність змін у витратах палива, викликаних відхиленням фактичних значень параметрів від їх проектних величин, дає змогу визначити сумарне відхилення палива $\Delta B_{\text{ф.р}}$. Воно визначається за виразом:

$$\Delta B_{\text{ф.р.}} = \sum \Delta B_i = \sum \Delta B_{\text{кі}} + \sum \Delta B_{\text{ті}} + \sum \Delta B_{\text{с.ні}} + \Delta B_{\text{рж}} + \Delta B_{\text{э}} + \Delta B_{\text{а}} + \Delta B_{\text{п}}, \quad (11)$$

де $\Delta B_{\text{кі}}$, $\Delta B_{\text{ті}}$, $\Delta B_{\text{с.ні}}$, $\Delta B_{\text{рж}}$, $\Delta B_{\text{э}}$, $\Delta B_{\text{а}}$, $\Delta B_{\text{п}}$ - відповідно відхилення витрати палива за рахунок впливу аналізованих факторів парогенератора, турбіни, механізмів власних потреб блоку, режимного та об'ємного факторів, асортименту палива та пусків.

Режимний, об'ємний та асортиментний фактори визначають впливи зміни відповідно до режимів роботи, кількості відпущеної енергії та фактичного асортименту палива на економічність роботи обладнання.

Доданки $\Delta B_{\text{кі}}$, $\Delta B_{\text{ті}}$ і $\Delta B_{\text{с.ні}}$ виразу (11) містять відхилення, що визначають вплив на витрату палива, якості експлуатації ($\sum \Delta B'_{\text{кі}}$, $\sum \Delta B'_{\text{ті}}$ і $\sum \Delta B'_{\text{с.ні}}$), а також реальних

умов роботи обладнання та якості проектування та монтажу – зовнішніх факторів ($\sum \Delta B_{ki}''$, $\sum \Delta B_{ti}''$, $\sum \Delta B_{c.ni}''$).

Фактичний розрахунковий $V_{\Phi.P}$ та оптимально-нормативний V_H витрати палива визначаються відповідно за формулами:

$$V_{\Phi.P} = V_P + \Delta V_{\Phi.P}, \quad (12)$$

$$V_H = V_P + \Delta V_{H.P},$$

де V_P – проектна витрата палива, тобто витрата, яка визначається за проектних умов роботи обладнання та його проектному стані; $\Delta V_{H.P}$ – Відхилення витрати палива за рахунок впливу зовнішніх факторів:

$$\Delta V_{H.P} = \sum \Delta B_{ki}'' + \sum B_{ti}'' + \sum B_{c.ni}'' + \Delta B_{pж} + \Delta B_{э} + \Delta B_a + \Delta B_{п}. \quad (13)$$

Різниця між фактичним вимірюваним витратою палива $V_{\Phi.з}$ та фактичним розрахунковим $V_{\Phi.P}$ характеризує величину небалансу:

$$\Delta B_{HEБ} = V_{\Phi.з} - V_{\Phi.P}.$$

Розміри небалансу визначають відхилення у витратах палива, спричинені тими факторами, що не аналізуються у зв'язку з відсутністю вихідної інформації, а також похибки, спричинені неточним виміром витрати палива на електростанції, помилками приладів обліку та розрахункових формул.

Слід наголосити, що при обліку досить великої кількості факторів, що впливають на економічність роботи обладнання, достовірність визначення фактичних розрахункових витрат пального набагато вища за достовірність фактичних заміряних значень.

Схема визначення фактичної розрахункової витрати палива нетто енергоблоком на основі розрахунку окремих аналізованих факторів наведена на рис. 1.

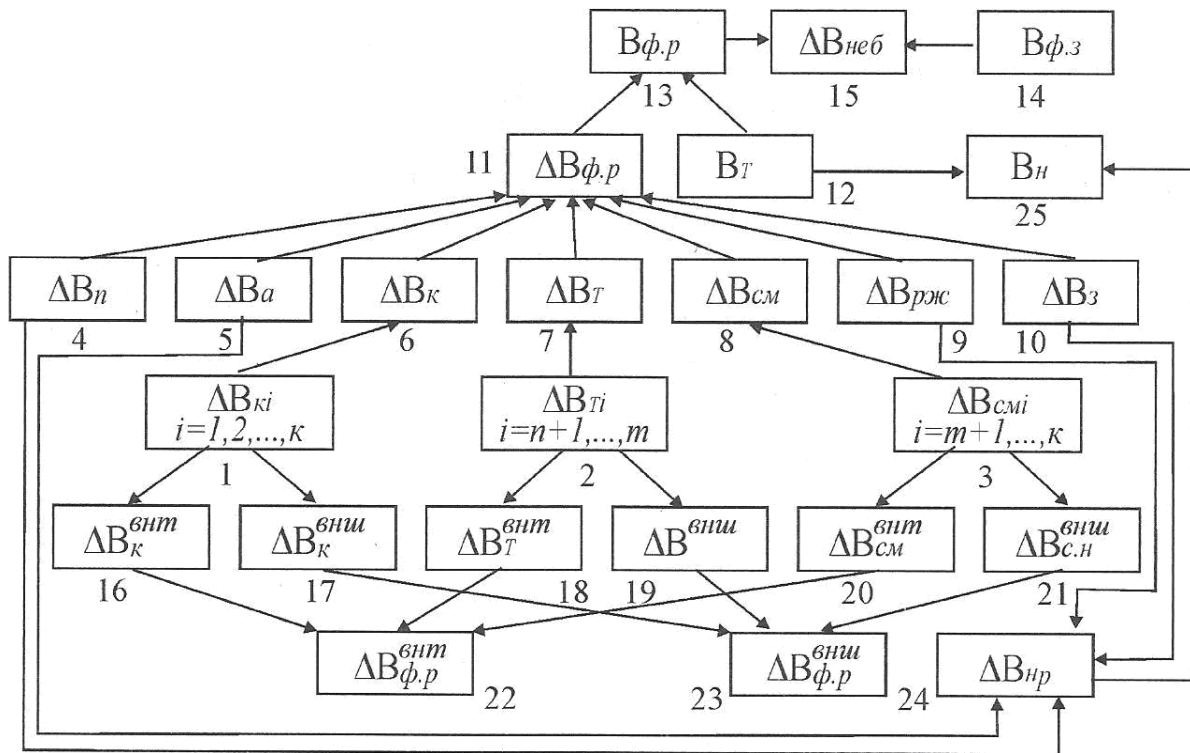


Рис. 1. Схема визначення фактичного розрахункового та оптимально-нормативного витрат палива енергоблоком за аналізованими факторами [2]

Цифрами позначено: - блоки розрахунків відхилень витрат палива за рахунок впливу відповідно: 1 - і-го фактора парогенератора; 2 - і-го фактора турбіни; 3 – і-го чинника механізмів потреб енергоблока; 4 – пуску енергоблоку; 5 – асортимент палива, що спалюється; 6 - всіх аналізованих факторів турбіни; 8 – всіх аналізованих факторів механізмів потреб енергоблока; 9 – режимного фактора; 10 - об'ємного фактора; 11 – всіх факторів енергоблоку; блоки розрахунку витрат палива відповідно: 12 – проектний; 13 – фактичний розрахунковий; 14 - фактичний вимірний; 15 – небаланс; 25 – оптимально – нормативний; блоки формування сумарних відхилень витрат палива за рахунок впливу зовнішніх та внутрішніх факторів: 16 – внутрішніх факторів парогенератора; 17 – зовнішніх факторів парогенератора; 18 – внутрішніх факторів турбіни; 19 – зовнішні фактори турбіни; 20 – внутрішніх чинників механізмів потреб енергоблока; 21 – зовнішні фактори механізмів власних потреб енергоблоку; 22 – внутрішніх факторів енергоблоку; 23 – зовнішні фактори енергоблоку, пов'язані з недосконалістю проектування; 24 – всіх зовнішніх факторів енергоблоку

Кількість факторів, що враховуються, а також можливості та якість енергетичного та математичного опису впливу цих факторів на економічність електростанції та визначають глибину проведеного аналізу. Усі чинники, що

впливають економічність роботи устаткування, як було зазначено, поділяються на дві групи. Розглянемо докладніше формування кожної їх.

У першу групу включаються такі фактори, що викликають зміни у витратах палива, що залежать від якості роботи експлуатаційного та ремонтного персоналу електростанції. Ці чинники становлять групу про внутрішніх чинників. Є й інші чинники, які викликають зміни у витратах палива. Це, наприклад, відхилення фактичних режимів роботи обладнання від планових чи номінальних, фактичного вироблення електроенергії від планової, асортименту палива та його якості від встановлених та інші. Це група про зовнішні чинники. Зміни у витратах палива, які вони викликають, залежать переважно від диспетчерських і ремонтних служб енергосистем, збутових та постачальницьких організацій, постачальників палива, але не від персоналу електростанції. Розподіл всіх чинників на внутрішні і зовнішні певною мірою умовно: і той чинник залежно від природи може у час і за різних умов ставитися або до однієї, або до іншої групи. Чинники, внутрішні по відношенню до одного підрозділу, можуть одночасно бути зовнішніми по відношенню до іншого. Так, деякі внутрішні чинники під час аналізу роботи електростанції загалом можуть бути зовнішніми під час аналізу роботи окремого блоку; внутрішні чинники під час аналізу роботи енергосистеми може бути зовнішніми під час аналізу роботи окремих електростанцій тощо.

Розподіл всіх чинників на внутрішні і зовнішні, використовуване у системі автоматизованого аналізу, дозволяє безпосередньо з відповіддю: хто (чи що), як і якою мірою впливає загальні ТЕП.

При проведенні аналізу показників роботи основного та допоміжного обладнання важливо не тільки визначити абсолютні та відносні розміри відхилень у витратах палива за рахунок впливу різних факторів та намітити технічні та організаційні заходи, необхідні для усунення непродуктивних витрат, а й виявити кількісні співвідношення між досягнутою економічністю роботи устаткування, що обслуговується та якістю (рівнем) його експлуатації певними групами працівників, тобто. уможливити кількісну оцінку діяльності різних груп персоналу.

Для кількісної оцінки діяльності різних груп персоналу, аж до окремих працівників, аналіз показників у системі повинен проводитися за зонами обслуговування. Зона обслуговування є певну сукупність установок і механізмів, на режим і параметри яких безпосередньо впливає даний працівник (у деяких випадках з помічником). Як впливає з визначення, зона обслуговування не тотожна робочому місцю: останнє визначається лише кількістю обладнання, що обслуговується одним працівником.

Визначення абсолютних розмірів відхилення витрат палива за окремими зонами обслуговування (а не робочим місцям) дозволяє перейти до єдиного показника оцінки діяльності персоналу – вартісного, що є дуже важливим при встановленні системи матеріального заохочення.

Для систематичного контролю за роботою обладнання проводяться щодобові розрахунки показників окремих енергоблоків за змінами та видача на друк тих відхилень питомої витрати пального нетто Δb_i , значення яких перевищують деяку наперед задану нормативну величину $a_{\text{нр}}$ чисельно різну для різних зон обслуговування. Таким чином, критерієм видачі на друк є умова $|b_i| \geq a_{\text{нр}}$, що дозволяє "пропустити" всі отримані відхилення через своєрідний фільтр. Видача на друк всіх відхилень призвела б до великої кількості отриманої інформації і, отже, до зниження якості аналізу, що проводиться.

Однією з важливих вимог, що пред'являються до аналізу, є забезпечення кожного працівника такою інформацією, яка б йому активно боротися за поліпшення показників у своїй зоні обслуговування. Використання єдиної нормативної величини – фільтра $a_{\text{нр}}$ всім отриманих відхилень не дало б можливості досягти цього. Оскільки розмір відхилень витрати пального Δb_i визначається типом об'єкта, що обслуговується, і можливістю впливу людини на цей об'єкт, встановлення єдиного фільтра призвело б до видачі на друк тільки абсолютно максимальних відхилень, що має, як правило, місце тільки на основному обладнанні (парогенератор, турбіна). При цьому персонал, який обслуговує допоміжне обладнання, був би позбавлений необхідної інформації щодо якості його роботи. Тому в аналізованій системі аналізу передбачена можливість порівняння отриманих відхилень витрат палива за окремими зонами обслуговування або групами однакових зон не з однією, а з кількома наперед заданими нормативними величинами (для кожної групи своя нормативна величина).

Хоча кількість показників, що видаються на друк, у цьому випадку дещо збільшиться, таке збільшення може бути виправдане додатковою економією палива за рахунок залучення персоналу всіх зон обслуговування до активної участі в поліпшенні якісних показників.

Питання для самоперіврки

1. Що має включати система автоматизованого аналізу ТЕП?
2. Яка класифікація параметрів та відповідних показників при поділу всіх аналізованих факторів на внутрішні і зовнішні та підготовки всіх необхідних вихідних даних?
3. Яка можна кількісно оцінити вплив при використанні класифікації ТЕП для аналізу економічності роботи обладнання та електростанції в цілому?
4. Чому економія палива є основним показником економічності роботи обладнання?
5. Що входить до схеми визначення фактичного розрахункового та оптимально-нормативного витрат палива енергоблоком?
6. Які чинники впливають економічність роботи устаткування?

7. Що таке зона обслуговування при аналізі автоматизації ТЕП?

Тема №6

ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗОВАНОГО АНАЛІЗУ ТЕП ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

План

1. Структура економіко-математичної моделі автоматизованого аналізу ТЕП конденсаційної електростанції.

2. Складання програмного забезпечення автоматизованих підсистем економічного управління у складі ІАСУ ТЕС

Структура економіко-математичної моделі автоматизованого аналізу ТЕП конденсаційної електростанції.

Розглянемо розроблену на основі викладених положень економіко-математичну модель автоматизованого аналізу ТЕП ІАСУ блочної конденсаційної електростанції.

Ця модель включає групу функціональних залежностей для визначення:

- витрат тепла на турбоустановку;
- впливу відхилення параметрів турбоустановки на її витратну характеристику;
- витрат палива на парогенератор;
- впливу відхилення параметрів парогенератора на його витратну характеристику;
- ТЕП бруutto окремих блоків та станції в цілому за будь-який період часу;
- витрат електроенергії на власні потреби за блоками, цехами та основними групами споживачів та розмірами їх відхилень від нормативних, включаючи оптимізацію окремих систем;
- оптимально-нормативних показників усіх ланок ТЕС;
- впливу різних вартісних показників на собівартість енергії, прибуток і розрахункові витрати (ціна палива, заробітна плата, амортизація, поточний ремонт, капіталовкладення, сума реалізації та ін).

На рис. 1 представлена блок-схема загального алгоритму аналізу ТЕП та оцінки діяльності персоналу блокової теплової електростанції. Для простоти на блок-схемі показано два енергетичні блоки, блоки розрахунків яких позначені відповідно підрядковими цифрами 1 або 2.

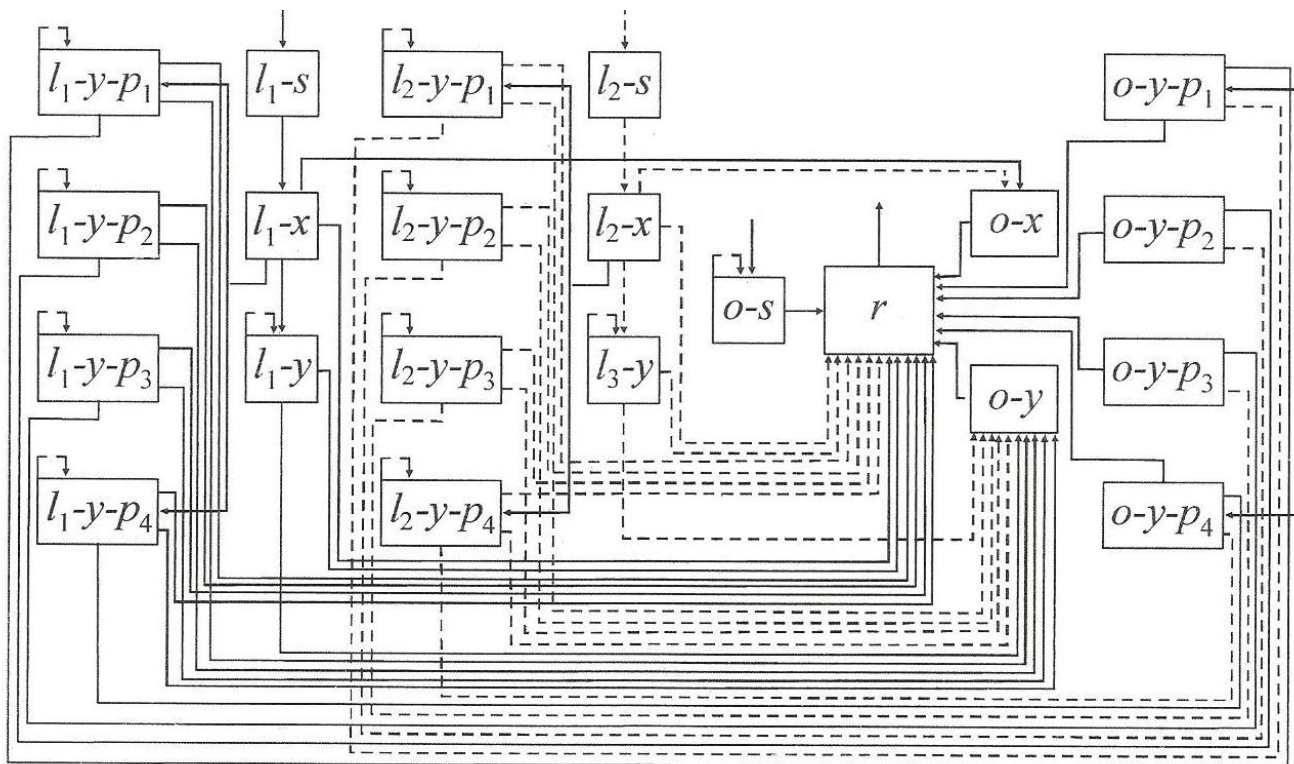


Рис. 1. Блок-схема загального алгоритму аналізу ТЕП та оцінки діяльності персоналу блокової теплової електростанції [2]

Первинну інформацію, необхідну щодо аналізу показників на ЕОМ, утворюють значення параметрів, витрат і потужностей, виміряні у різних характерних точках схеми енергоблоку і схеми потреб, і навіть значення вартісних величин, що використовуються упорядкування калькуляції собівартості енергії.

Вихідна інформація після контролю її достовірності надходить до блоків розрахунку оперативних показників $l-s$. У блоках $l-s$ виконується переважна більшість всіх розрахунків і готуються дані, необхідні визначення у наступних блоках показників окремих змін, вахт, енергоблоку і станції загалом за період.

З блоків $l-s$ оперативні показники надходять у блоки розрахунку змінних показників $l-x$. По відпустці електричної та теплової енергії, витратах тепла на турбоустановку та палива нетто на парогенератор, а також за величинами їх відхилень за рахунок впливу зовнішніх та внутрішніх факторів у блоках $l-x$ визначаються ТЕП кожного енергоблоку за певну зміну (або її частину). Розраховані в блоках $l-x$ величини характеризують роботу ваhti, яка обслуговує енергоблок у цю зміну, тому вони є оцінкою діяльності персоналу цей період.

Результати розрахунків з блоків $l-x$ надходять у підсумовуючі блоки $l-y$ і $l-y-p$.

У блоках $l-y$ проводиться розрахунок та аналіз показників кожного енергоблоку наростаючим підсумком за будь-який період часу (ряд змін). Ці показники необхідні головним чином для кількісної оцінки стану обладнання та розробки відповідних оптимальних планів ремонтних та реконструктивних робіт.

У блоках l–y–p розраховуються та аналізуються показники роботи вахти, що обслуговує окремі енергоблоки, наростаючим підсумком за низку змін. Ці показники є для оцінки діяльності відповідного вахтового персоналу за той же період, зокрема начальників змін блоків.

Отримані в блоці o-x розрахункові показники характеризують роботу наскрізної вахти, яка обслуговує все обладнання електростанції протягом зміни, вони служать для оцінки діяльності загальновахтового вахтового персоналу за дану зміну, зокрема чергового інженера станції.

Аналогічним чином результати розрахунків з блоків l–y та l–y–p спрямовуються відповідно до підсумовуючих блоків загальностанційних показників o–y та o–y–p, у яких визначаються всі необхідні показники для оцінки діяльності керівного персоналу станції та цехів (o–y) та загальностанційного вахтового персоналу або персоналу наскрізної вахти (o–y–p) за аналізований період.

У блоці o–c враховуються різні вартісні показники, що формують калькуляційні статті витрат собівартості енергії, прибуток та наведені витрати, а саме: ціна палива, заробітна плата, амортизація, загальностанційні витрати, капіталовкладення тощо. У ньому передбачено можливість проведення аналізу собівартості електричної та теплової енергії, прибутку, капітальних витрат, а також визначення розмірів відхилень окремих статей витрат від нормативних. Найбільш детально може бути проаналізовано паливну складову собівартості енергії.

Розрахунок всіх ТЕП та видача результатів на друк проводяться за допомогою блоку г.

У всіх підсумовуючих блоках накопичення даних, необхідних для аналізу показників змін і вахт за будь-який період часу, відбувається за допомогою запису в пристрої ЕОМ. На початку розрахунків усі раніше записані сумарні дані засилаються до ЕОМ. Після закінчення розрахунків до них додаються відповідні дані за поточний період, а нові суми знову записуються до ЕОМ.

Кінцевим результатом автоматизованого аналізу ТЕП електростанції та окремих енергетичних блоків є визначення розмірів відхилень витрат тепла, палива та електроенергії на власні потреби за рахунок впливу різних факторів. Для цього спочатку повинні розраховуватися оперативні (тобто за малі відрізки часу) величини по кожному енергетичному блоку, а потім на підставі їх – показники за будь-який період часу (зміну або її частину, добу, місяць тощо) для будь-якої ланки енергопідприємства (вахти, цехи, черги, електростанції). Визначення оперативних показників відбувається у блоках l–s.

За оперативними експлуатаційними даними можна вести розрахунок та аналіз показників безперервно за будь-які відрізки часу роботи обладнання. Для цього мають бути автоматизовані збір та обробка інформації. Там же, де облік та обробка первинної інформації на ТЕС не автоматизовані та ведуться вручну, проводити повний аналіз ТЕП та оцінку діяльності експлуатаційного персоналу відповідних

робочих місць за дуже короткі проміжки часу неможливо. На таких електростанціях доцільно проводити автоматизований аналіз ТЕП за триваліші проміжки часу (добу). Звісно, у цьому разі ефективність аналізу істотно знижується.

Повний автоматизований аналіз економічності роботи ТЕС передбачає розробку таких алгоритмів:

- алгоритму аналізу витрати тепла на турбоагрегат,
- алгоритму аналізу витрати палива на парогенератор,
- алгоритму аналізу витрати електроенергії на механізми потреб,
- загального алгоритму аналізу ТЕП електростанції та її ланок.

Складання програмного забезпечення автоматизованих підсистем економічного управління у складі ІАСУ ТЕС. Перелічені алгоритми, які мають бути розроблені відповідно до викладених у методичних основ автоматизованого аналізу, необхідні для складання програмного забезпечення автоматизованих підсистем економічного управління у складі ІАСУ ТЕС.

Таким чином, автоматизація визначення та аналізу ТЕС в АСУ ТП енергоблоками дозволяє не тільки отримати об'єктивну інформацію про перебіг виробничого процесу, а й є єдиним джерелом інформації про фактичний стан обладнання та необхідну базу для оптимізації технологічних процесів. Наявний досвід переконливо підтверджує, що чим вищий рівень точності та достовірності визначення та аналізу ТЕП, тим нижча питома витрата палива на вироблення електроенергії.

Автоматизація визначення та аналізу ТЕП є однією з найважливіших функцій ІАСУ ТЕС, оскільки на цій основі визначають умови оптимальної експлуатації теплової електростанції.

Питання для самоперевірки

1. Що включає економіко-математична модель автоматизованого аналізу ТЕП ІАСУ блочної конденсаційної електростанції?
2. Охарактеризуйте блок-схему загального алгоритму аналізу ТЕП та оцінки діяльності персоналу блокової теплової електростанції.
3. Що є кінцевим результатом автоматизованого аналізу ТЕП електростанції та окремих енергетичних блоків?
4. Які алгоритми передбачає повний автоматизований аналіз економічності роботи ТЕС?
5. Чому автоматизація визначення та аналізу ТЕП є однією з найважливіших функцій ІАСУ ТЕС?

Тема №7
АЛГОРИТМИ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ
ЕНЕРГОБЛОКІВ

План

1. Алгоритмізація визначення ТЕП.
2. Структура похибки визначення показника
3. Автоматизація аналізу ТЕП

Техніко-економічні показники (ТЕП) характеризують економічність, безвідмовність та довговічність енергообладнання у процесі його експлуатації. На основі автоматизації визначення ТЕП за допомогою засобів обчислювальної техніки безпосередньо під час виробництва електроенергії може бути отримана об'єктивна інформація про економічності перебігу технологічних процесів, а також дійсний стан енергообладнання.

В цілому, автоматизація визначення та аналізу ТЕС дає суттєвий техніко-економічний ефект, тому реалізація результатів автоматизації цього завдання в АСУ енергоблоками ТЕС та АЕС є досить актуальною.

Алгоритмізація визначення ТЕП. З погляду методики обчислення ТЕП зручно розділити на первинні та вторинні, а останні – на абсолютні та відносні (питомі).

Первинні показники – це середні (інтегральні) значення вимірних найважливіших технологічних параметрів за розрахунковий період (температура та тиск свіжої пари, температура живильної води та газів, що йдуть, вміст кисню у продуктах згоряння, навантаження генератора, об'ємні витрати води та пара та ін).

Вторинні відносні (питомі) показники – це відносини абсолютних показників (питомі втрати тепла парогенератора, к.п.д. парогенератора, питома витрата тепла на турбоустановку, питома витрата палива та ін.).

Структура алгоритму розрахунку та аналізу ТЕП енергоблоку представлена на рис. 1. Вхідна поточна інформація, що надходить від датчиків технологічних параметрів, піддається первинній обробці, яка включає алгоритми усереднення (інтегрування), контролю достовірності, і навіть корекції недостовірної інформації. Завдання усереднення вхідної інформації зводиться до обчислення інтеграла за всіма вимірюваним технологічним параметрам.

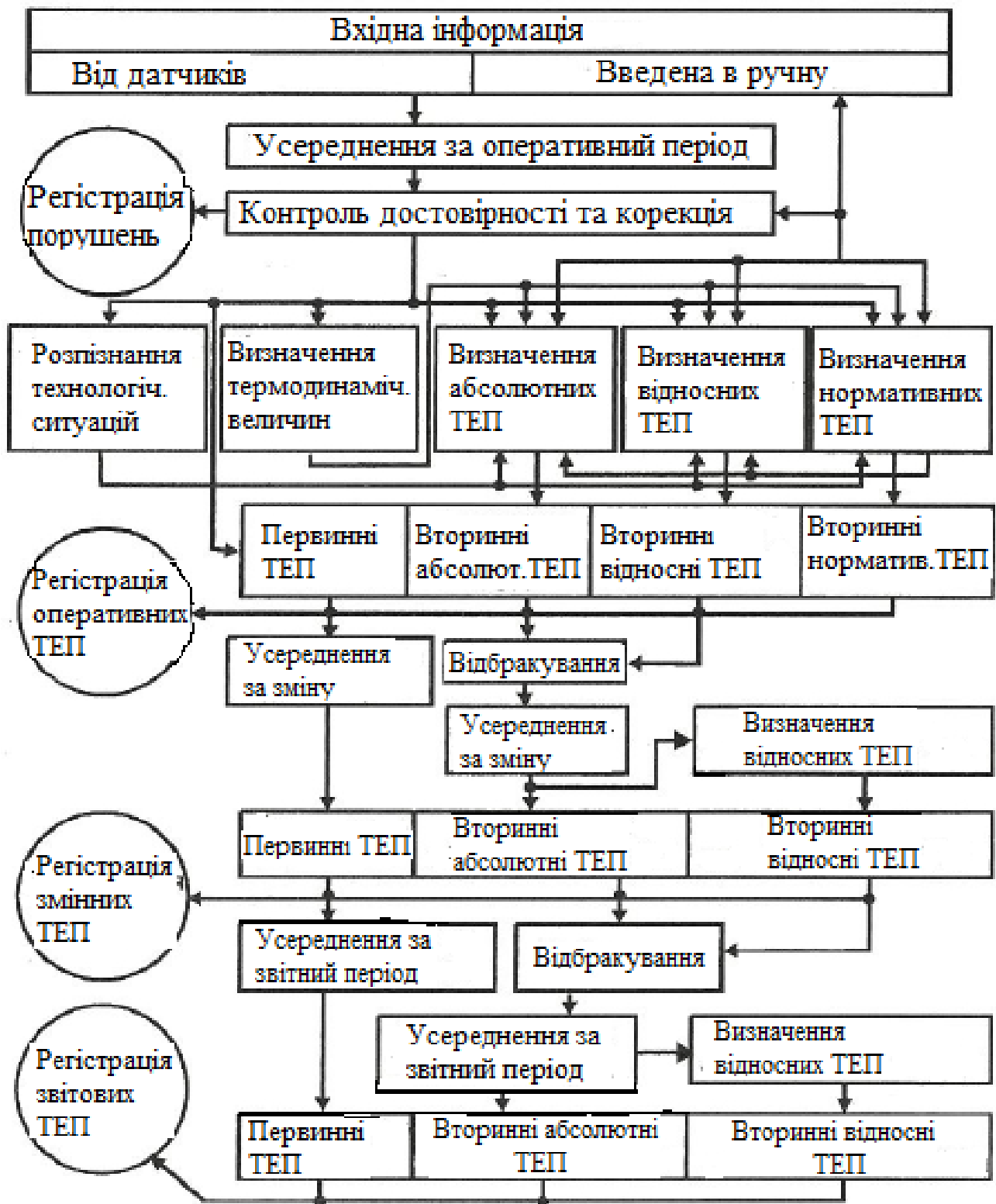


Рис. 1. Структурна схема розрахунку та аналізу ТЕП енергоблоку

$$\bar{X} = \frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} x(t) dt \quad (1)$$

де T_0 – інтервал усереднення;

$x(t)$ – поточне значення середньої величини.

Оскільки у цифровій обчислювальній машині кожен параметр представлений послідовністю своїх значень у дискретні моменти часу $t_0 \dots t_{0n}$ (t_0 – період квантування), то інтеграл (1) може бути обчислено лише наближеними методами (за допомогою квадратурних формул).

Найпростішим і найпоширенішим методом є метод прямокутників. При використанні цього методу формула для обчислення набуває вигляду:

$$\bar{X} = \frac{t_0}{T} \sum_{i=1}^n x(t_i) . \quad (2)$$

Період квантування t_0 визначається за умови допустимої похибки обчислення і вибирається зазвичай загальним всім технологічним параметрам. Після усереднення технологічних параметрів реалізується алгоритм контролю достовірності та корекції спотвореної інформації. Використання в цих алгоритмах усереднених значень параметрів забезпечує їх високу стійкість до перешкод і суттєве зниження витрат машинного часу.

Найпростішим способом перевірки достовірності є використання граничних значень параметра (X_{\min} та X_{\max}). Виконання умови $X_{\min} < X(T) < X_{\max}$ вказує на достовірність параметра. Межі достовірності вибираються із технологічних міркувань. Для перевірки достовірності вхідної інформації використовуються також методи поздовжньої та поперечної діаграми. Їхня сутність полягає в порівнянні взаємопов'язаних технологічних параметрів. Порівнюватися між собою можуть як однойменні (наприклад, температури середовища на паралельних потоках), так і різноіменні (електрична потужність блоку - продуктивність парогенератора) параметри.

Ефективність автоматизованого розрахунку ТЕП залежить від надійності функціонування системи. Значна частина збоїв при розрахунку пов'язана з використанням великого обсягу робочої інформації, що надходить від датчиків та перетворювачів.

Істотним резервом підвищення надійності функціонування системи є заміна робочої інформації апріорною, накопиченою в результаті попереднього досвіду. На цьому принципі побудовано алгоритм корекції спотвореної інформації. Як апріорну інформацію можуть бути використані: математичне очікування параметра; середнє значення параметри за неповний період розрахунку; кореляційний зв'язок між параметрами. Вибір виду апріорної інформації та вирішення питання про можливість її використання зрештою залежать від величини збільшення похибки показника, при розрахунку якого використовується ця інформація.

В результаті первинної обробки інформації отримують оперативні первинні показники, які надалі є вихідною інформацією всім наступних розрахунків. Крім первинних показників до вихідної інформації відносяться різні змінні константи. До них належать: невимірювані автоматично технологічні параметри (наприклад, калорійність і зольність палива), різні метрологічні поправки, нормативні величини і т.д.

Після розрахунку первинних показників реалізується алгоритм розпізнавання технологічних ситуацій на блоці. У завдання цього алгоритму входить: визначення режиму роботи блоку, визначення виду спалюваного палива; визначення складу допоміжного устаткування.

З погляду розрахунку ТЕП можливі нормальний та пусковий режими роботи енергоблоку, які визначаються за величиною навантаження блоку. Залежно від навантаження змінюється склад допоміжного обладнання (наприклад, заміщення живильного турбонасосу електронасосом, відключення регенеративних підігрівачів високого тиску, включення та вимкнення млинів тощо). Розпізнавання складу допоміжного обладнання проводиться у разі відхилень відповідних технологічних параметрів.

В алгоритмі розпізнавання технологічних ситуацій може використовуватися дискретна інформація про положення запірних органів, стан електроприводів механізмів. Інформація, отримана в результаті розпізнавання технологічних ситуацій, що використовується для вибору складу розрахункових формул ТЕП, і навіть корекції первинних показників.

В алгоритмі розрахунку вторинних показників використовуються загальноприйняті формули. Найбільший обсяг обчислень посідає абсолютні показники (вагові та теплові витрати робочого середовища, витрати електроенергії і т.д.). З метою скорочення обсягу розрахунків, їх визначення провадиться за середніми значеннями за оперативний період. По абсолютним показниками обчислюються відносні. У ряді випадків відносні показники визначаються безпосередньо за середніми значеннями параметрів, а потім за ними обчислюються абсолютні показники. Зворотній порядок розрахунку пов'язаний з відсутністю методів безпосереднього розрахунку деяких абсолютних показників (наприклад, втрати тепла парогенератора, витрата твердого палива тощо).

Оптимально-нормативні показники визначаються переважно в залежно від навантаження енергоблоку, а також інших зовнішніх факторів (температури зовнішнього повітря та охолоджувальної води, сорти палива). Частіше всього фактичні дані щодо нормування представлені у вигляді кривих або таблиць. Для отримання аналітичних виразів їх необхідно апроксимувати. Як вихідна інформація для розрахунку нормативних Показників використовуються дані за оперативний період.

Як зазначалося вище, аналіз ТЕП базується на порівнянні фактичних та нормативних показників. При аналізі паливовикористання за різницею між нормативними та фактичними величинами визначаються перепали палива як абсолютних чи відносних показників.

Розрахунок ТЕП за зміну, добу та місяць провадиться наступним чином: первинні та абсолютні показники визначаються шляхом усереднення результатів розрахунку, отриманих відповідно за оперативний період, зміну, добу. При цьому проводиться відбраковування спотворених даних за окремі періоди. Як критерій при відбраковуванні використовуються найбільш узагальнені відносні показники, що змінюються у вузьких межах (наприклад, питома витрата палива). Використання алгоритму покрокового усереднення дозволяє отримувати первинні та вторинні абсолютні показники наростаючим результатом. Відносні показники за кожен період розраховуються за відповідним абсолютним показниками.

Структура похибки визначення показника. Одним із найбільш загальних критеріїв при розробці системи визначення ТЕП є точність одержуваних результатів, включаючи похибка різного роду відхилення від нормального функціонування системи (наприклад, відмова у надходженні інформації по одному з вимірювальних каналів). Структура похибки визначення показника є комбінацією похибок від різних джерел (рис. 2). Ці похибки можуть бути поділені на інструментальні та методичні. Інструментальні похибки визначаються апаратурними засобами, що використовуються в системі (вимірювальними пристроями, перетворювачами, обчислювальною машиною), методичні – прийнятим алгоритмом та його характеристиками.

Прагнення зниження методичних похибок пов'язані з ускладненням алгоритму розрахунку та відповідним збільшенням завантаження обчислювальної машини. Воно виправдане лише у тому випадку, якщо призводить також до помітного зниження сумарної похибки. Правильний вибір співвідношення між методичною та інструментальною складовими загальною похибки є основою розробки раціонального алгоритму визначення ТЕП. Прийняття недостатньо обґрунтованих алгоритмів на першому етапі впровадження щодо невеликих розрахункових завдань компенсувалося надмірними можливостями обчислювальних машин. В даний час при створенні великих систем (наприклад, АСУ потужними енергоблоками АЕС) це призводить до їх значного ускладнення та подорожчання.

Зазначені обставини зумовили необхідність постановки та проведення спеціальних досліджень із розглянутої проблеми.

Предметом досліджень, у них з'явилися методичні похибки, зумовлені алгоритмом розрахунку показників. При дослідженні кожного джерела методичної похибки було поставлено завдання отримання результатів у такому вигляді, який дозволив би здійснити як аналіз алгоритму - оцінку похибки, що виникає, так і його синтез - визначення характеристик алгоритму за заданою величиною похибки.

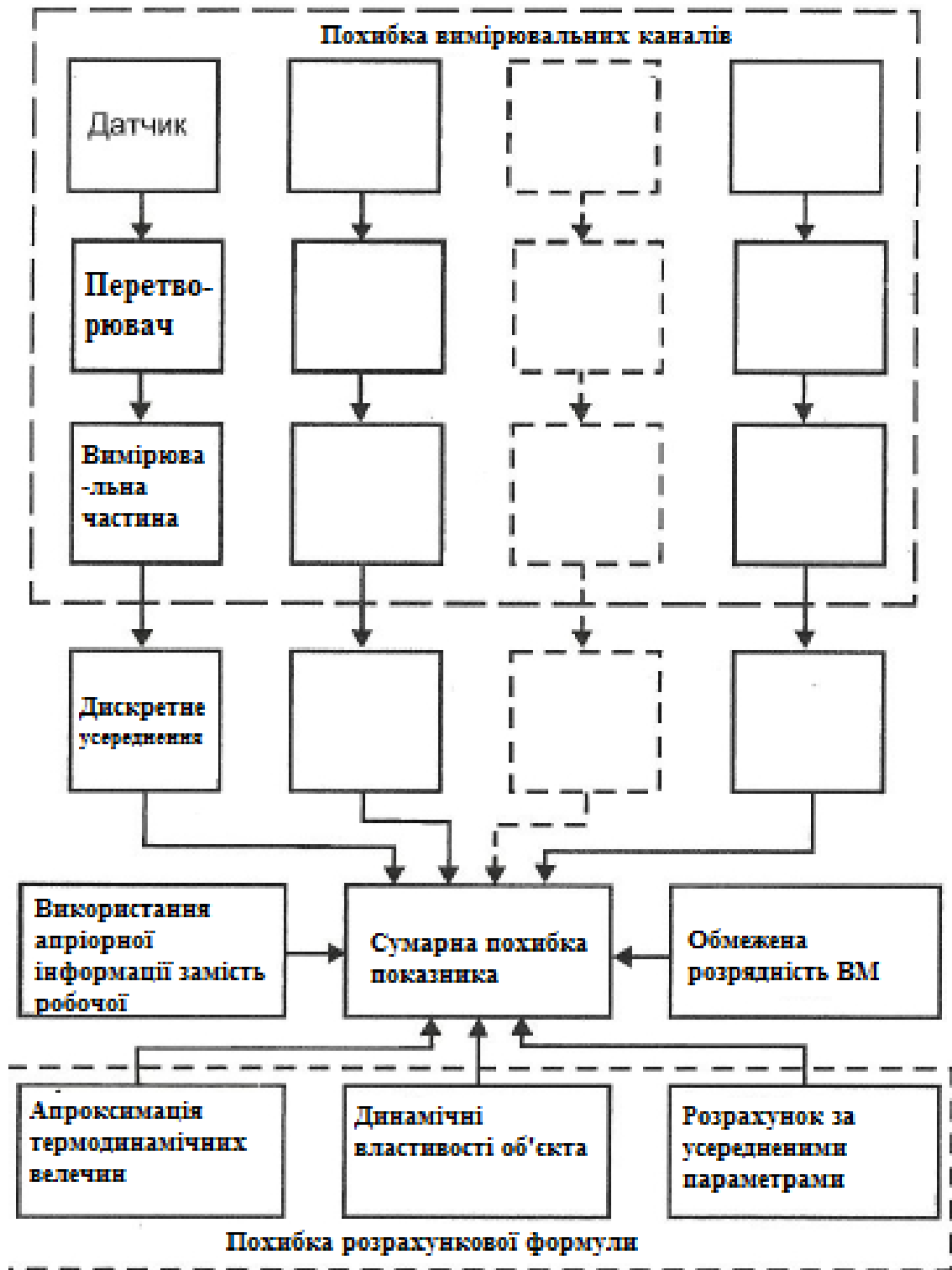


Рис. 2. Структурна схема визначення похибки розрахунку ТЕП

Автоматизація аналізу ТЕП. Організувати якісний новий аналіз ТЕП – безперервний та багатофакторний, здатний усунути зазначені недоліки, можна лише за умови його автоматизації. Автоматизація ж аналізу показників електростанцій нині практично відсутня, попри інтенсивна шкода сучасних засобів обчислювальної техніки на ТЕС, і особливо на АЕС. Таке відставання обумовлено недооцінкою ролі

аналізу як потужного інструмента на економіку виробництва та недосконалістю застосовуваних методів його проведення.

Наприклад, на всіх електростанціях високого тиску Франції із загальним виробленням електроенергії близько 96% організовано всебічний економічний контроль за витратою палива, що становить приблизно 70% усіх витрат. З цією метою щомісяця роблять порівняння фактичної питомої витрати тепла по кожному блоку з мінімально можливим. Причини, які протягом періоду, що розглядається, могли б впливати на експлуатацію обладнання, піддаються детальному аналізу.

Усього аналізується до 50–60 факторів, найважливішими з яких є заданий графік навантаження, несприятливі атмосферні умови, стандартна якість палива, стан обладнання, процес спалювання палива, параметри пари, витрата електроенергії на власні потреби, втрати води та пари. В результаті на ТЕС Франції відбувається безперервне зближення фактичного та оптимального питомих витрат умовного палива. Досягти таких результатів французькі енергетики змогли внаслідок впровадження автоматизованих систем аналізу ТЕП.

Питання для самоперевірки

1. Що відносять до первинних і вторинних показників ТЕП при їх алгоритмізації?
2. Чим відрізняються абсолютні та відносні показники ТЕП?
3. Охарактеризуйте структуру алгоритму розрахунку та аналізу ТЕП енергоблоку?
4. Від чого залежить ефективність автоматизованого розрахунку ТЕП?
5. Який принцип алгоритму корекції спотвореної інформації?
6. Охарактеризуйте структурну схему визначення похибки розрахунку ТЕП.
7. Що є основою розробки раціонального алгоритму визначення ТЕП?

Тема №8

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕНЕРГОВИРОБНИЦТВА ТЕС

План

1. Актуальність питань економіки автоматизації.
2. Джерела економічності автоматизованих систем управління (АСУ).
3. Особливості оцінки ефективності АСУ енергоблоками.

Актуальність питань економіки автоматизації. У зв'язку з безперервним підвищенням рівня автоматизації сучасних потужних енергоблоків питання техніко-економічної ефективності створюваних для них АСУ набувають все більшого

значення. Актуальність питань економіки автоматизації особливо зросла останнім часом через використання в системах управління енергоблоками дорогих електронних обчислювальних комплексів, які вимагають свого нормального функціонування кваліфікованого обслуговування. В умовах масового тиражування подібних систем прийняття недостатньо аргументованих рішень може призвести до суттєвих економічних втрат.

З ускладненням завдань управління, вирішуваних зараз в АСУ ТЕС, сумарні витрати на придбання, монтаж та обслуговування засобів управління мають яскраво виражену тенденцію подальшого збільшення. Тому ціна системи управління енергоблоком принаймні переходу більш високий рівень управління різко зростає.

Перехід на новий, якісніший рівень системи управління, супроводжується значним збільшенням кількості різних пристроїв управління та появою принципово нових засобів автоматизації (наприклад, ЕОМ, функціональні групи тощо). Тому вартість системи керування знергоблоком у міру переходу на більш високий рівень різко зростає (див. рис. 1, крива 1).

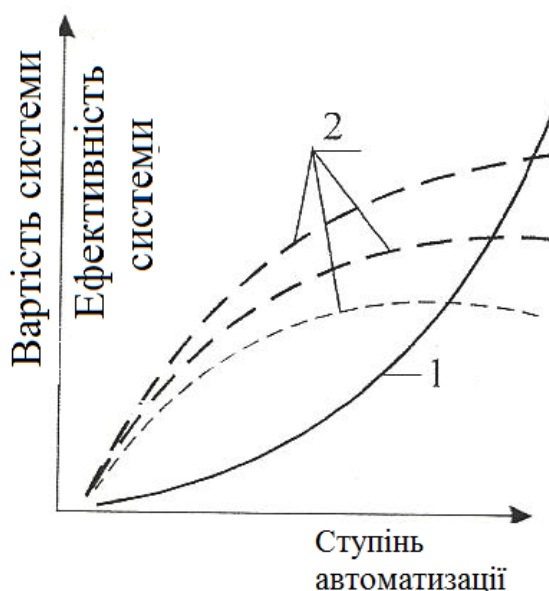


Рис. 1. Залежність вартості та ефективності систем керування енергоблоками від ступеня їх автоматизації

Більш-менш точна оцінка доцільності цих вкладень в даний час практично неможлива через відсутність необхідних даних для побудови залежності одержуваного ефекту від рівня автоматизації знергоблоку. На основі накопиченого на вітчизняних та зарубіжних електростанціях досвіду може бути здійснена лише орієнтовно оцінка характеру цієї залежності (рис. 1, криві 2). Відомо, наприклад, що найбільша частка техніко-економічного ефекту досягається на перших рівнях автоматизації.

Джерела економічності автоматизованих систем управління (АСУ).

Економічний ефект автоматичного управління будь-яким підприємством обумовлений кількома джерелами. Їх слід розглядати як з погляду інтересів підприємства, а й народного господарства загалом.

Першим джерелом економії є збільшення продуктивності технологічного устаткування, і навіть термінів його надійної експлуатації. Крім того, народне господарство додатково отримує ефект, оскільки зазначене вище еквівалентно будівництву додаткової виробничої потужності.

Другим джерелом ефективності є економія матеріалів та знергії. Це також окрім покращення економіки підприємства позитивно впливає на структуру та кількість постачальників цих матеріалів та енергії.

Третім джерелом ефективності є економія робочої сили. Проте, це завжди є головною метою автоматизації, т.к. загальному скорочення робочої сили протиставляється запровадження кваліфікованого персоналу обслуговування і ремонту автоматичних устроїв.

Четвертим джерелом ефективності є покращення якості продукції, яка завжди супроводжує автоматичне управління. На жаль, найчастіше ціна продукції від якості не залежить, т.к. підприємство економічно стимулюється не за її якості, а за зниження собівартості. Проте, з позиції народного господарства якість продукції має значення.

Великим комплексним джерелом ефективності, що діє на всі раніше перелічені фактори, є зменшення невпорядкованості виробництва за рахунок прискорення руху інформації про хід виробничого процесу та її використання для управління. Автоматизація оперативного управління виробництвом, що спирається на краще використання інформації, на основі створення автоматизованих інформаційно-керуючих систем скорочує простий обладнання, «пролежування» матеріалів, покращує планування та організацію роботи підприємства загалом. Автоматизація оперативного управління має велике значення як усередині підприємства, так і за його межами.

Зрештою, при проектуванні нових об'єктів виявляється можливим застосовувати високопродуктивні процеси та агрегати, які не можуть діяти без автоматичного керування. Також з'являється можливість здешевити споруди за рахунок автоматичного керування встановленого на ньому обладнання, що часто перебиває витрати на автоматизацію. Все це – додаткові джерела економії.

Особливості оцінки ефективності АСУ енергоблоками.

Нижче викладено основні засади оцінки техніко-економічної ефективності АСУ енергоблоком, що склалися на сьогодні.

Забезпечення високої ефективності АСУ потужними енергоблоками має базуватися на комплексі необхідних засобів, здатних найкраще виконувати завдання, що стоять перед ними, а також на оптимальних методах використання цих засобів у реальних умовах експлуатації. Однією з умов успішного вирішення

завдань, що належать до цієї складної проблеми, є вміння кількісно оцінювати ефективність технічних засобів та методів їх використання з тим ступенем повноти та точності, що визначається цілями досліджень, що проводяться. Ця оцінка зводиться до вибору спеціальних критеріїв, які можуть бути мірою ефективності відповідних засобів або систем управління, а також визначення методів знаходження їх значень.

Ефективність будь-якої системи управління визначається її призначенням, результатами використання за цим призначенням, а також витратами на створення системи та подальшу експлуатацію. Можна виділити технічну ефективність, тобто. ступінь відповідності системи поставленим проти неї технічним завданням, та економічну ефективність, тобто. ступінь відповідності отриманого ефекту витрат на створення системи та її подальшу експлуатацію.

Критерій технічної ефективності E_T залежить від ефекту повного виконання завдання \mathcal{E}_H (незалежно від її технічної реалізації) та від ефекту застосування запропонованої системи \mathcal{E}_T .

$$E_T = F(\mathcal{E}_H, \mathcal{E}_T) \quad (1)$$

При порівняльних розрахунках часто не потрібні знання абсолютного значення E_T у сенсі (1). Достатньо знати лише його збільшення щодо базового варіанту в умовах $\mathcal{E}_H = \text{const}$. Тоді при базовому ефекті \mathcal{E}_B

$$\Delta E_T = f(W_B, W_T) \quad (2)$$

Технічна ефективність E_T виражається в одиницях виміру відповідних технічних показників обладнання (коефіцієнт корисної дії, середня кількість відмов, витрата палива тощо).

Критерій економічної ефективності E_E залежить від ефекту застосування системи порівняно з базовим варіантом \mathcal{E}_B , а також витрат на її створення та подальше обслуговування S :

$$E_E = F(\mathcal{E}_B, S). \quad (3)$$

Економічна ефективність виявляється у грошових одиницях чи оцінюється терміном окупності додаткових капітальних витрат.

Критерій економічної ефективності E_E є більш загальним критерієм оцінки, ніж критерій технічної ефективності E_T , оскільки включає останній. Однак він далеко не універсальний і не може бути застосований, зокрема, при оцінці пристроїв, що забезпечують безпеку персоналу або є технічно необхідними, без яких експлуатація обладнання практично неможлива. У таких випадках достатньо

обмежитися визначенням технічної ефективності, особливо тоді, коли перерахунок технічних показників у з економічні неможливо (наприклад, поліпшення умов праці оперативного персоналу).

Таким чином, визначення техніко-економічного ефекту від реалізації АСУ ТП доцільно розділити на два послідовні етапи:

- визначення технічної ефективності;
- визначення економічної ефективності.

Алгоритмічна схема аналізу техніко-економічної ефективності АСУ енергоблоком наведена на рис. 2

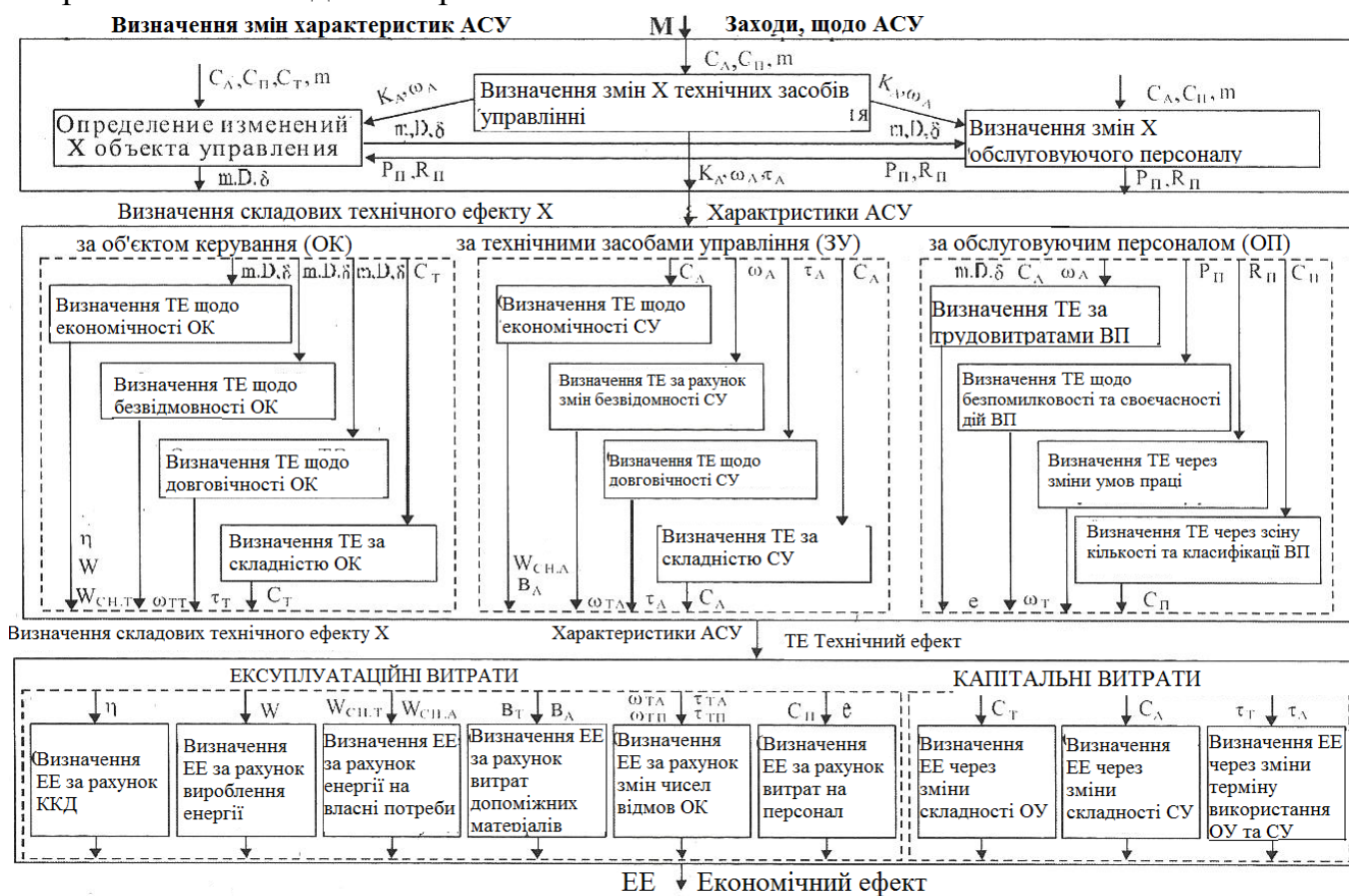


Рис. 2. Алгоритмічна схема аналізу техніко-економічної ефективності АСУ

Зміна ефективності на цьому рисунку розглядається в залежності від впровадження або вдосконалення АСУ або її елементів, названого заходом (М) по АСУ Як такі заходи можуть бути: введення окремих функцій АСУ, зміна типу чи складу комплексу технічних засобів та ін.

Питання для самоперевірки

1. Охарактеризуйте залежність вартості та ефективності систем керування енергоблоками від ступеня їх автоматизації.
2. Якими джерелами обумовлений економічний ефект автоматичного управління будь-яким підприємством?

3. Яка роль автоматизації оперативного управління в економічності АСУ ТЕС?
4. Чим визначається критерій економічної ефективності?
5. Які етапи визначення техніко-економічного ефекту від реалізації АСУ ТП?

Тема №9

МЕТОДИКА ТА ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТА ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ ЗАЛЕЖНО ВІД РІВНЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ

План

1. Методика визначення технічної ефективності.
2. Оцінка економічності.

Методика визначення технічної ефективності. Результати визначення технічної ефективності можна подати у вигляді вектора, компонентами якого є показники, що характеризують об'єкт управління, технічні засоби АСУ та обслуговуючий персонал.

Розробка узагальненого критерію технічної ефективності надзвичайно складна. Тому доцільно обмежитися такими приватними показниками технічного ефекту:

Економічність - властивість технологічного обладнання, технічних засобів АСУ та персоналу виконувати задані функції з певними поточними витратами (кількісно визначається к.п.д. агрегатів, витратою матеріалів та ін.).

Безвідмовність - властивість технологічного обладнання, технічних засобів АСУ та персоналу виконувати задані функції протягом деякого часу без вимушених перерв (кількісно визначається середнім числом відмов з урахуванням характеру їх наслідків).

Довговічність - властивість технологічного обладнання та технічних засобів АСУ виконувати задані функції до певного граничного стану (кількісно визначається терміном служби до списання).

Складністю визначається кількістю та типом елементів технологічного обладнання та системи управління, а також кількістю та кваліфікацією обслуговуючого персоналу.

Усі зазначені показники повинні розглядатися стосовно об'єкта, технічних засобів АСУ та персоналу у трьох характерних режимах: у нормальному, у нестационарному (при пусках та зупинках) та в аварійному.

Первинним результатом впровадження заходів щодо АСУ є зміна характеристик (X) АСУ, які кількісно визначають досконалість процесів управління. До таких змінюваних характеристик ставляться такі величини:

- по об'єкту управління: середній рівень m та дисперсія D параметрів технологічного режиму, показник нестационарності режиму δ ;
- з технічних засобів АСУ: середня кількість відмов технічних засобів ω_A , їх термін служби τ_A та коефіцієнт використання K_A ;
- з обслуговуючого персоналу: ймовірність безпомилкових P_p та своєчасних K_p дій персоналу.

Технічний ефект щодо об'єкту управління може мати місце за такими показниками: К.П.Д. парогенератора η_K , К.П.Д. турбогенератора η_T , Витрата електроенергії на власні потреби блоку $W_{с.н.}$, Витрата допоміжних матеріалів B_T , середньорічне число відмов ω_{TT} , термін служби τ_T , складність елементів енергоблоку C_T .

Всі ці показники технічного ефекту щодо економічності пов'язані з окремими параметрами технологічного процесу відповідними функціональними залежностями. За будь-якої форми цих залежностей середній рівень технологічних параметрів призводить до зміни показників технічного ефекту.

Вплив дисперсії D на ці показники має місце лише за нелінійності зазначених залежностей. Метод обчислення технічного ефекту у разі зводиться до визначення зміни математичного очікування вихідного параметра системи $y(t)$ (показника технічного ефекту) при зміні параметрів випадкового процесу на $x(t)$ її вході (рис.1).

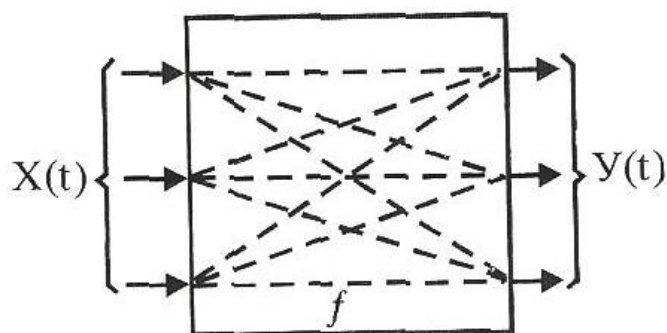


Рис. 1. Схема зв'язку показників економічності, безвідмовності та довговічності обладнання з параметрами технологічного процесу

При лінійних залежностях $y = f(x)$ (наприклад, К.П.Д. турбіни від температури гострої пари) збільшення динамічної точності системи не призводить до безпосереднього ефекту, але може стимулювати рішення про зміну середнього рівня регульованого параметра (наприклад, підвищити середню температуру свіжої пари так, щоб її максимальні значення залишилися колишніми). Реалізація цього

рішення зазвичай забезпечує зміну економічності, безвідмовності чи довговічності. Розрахунок ефекту від зміни середнього рівня параметра не пов'язаний із специфікою автоматизованих систем і проводиться так само, як при аналізі показників основного та допоміжного обладнання енергоблоку за статичними характеристиками.

Методика визначення технічного ефекту щодо різноманітних заходів ідентична, оскільки до розрахунку технічного ефекту байдуже, за рахунок чого змінилися характеристики АСУ. Розрізнено лише обсяг розрахунків. Так, наприклад, завдання автоматичного регулювання впливають на технічний ефект у стаціонарному режимі та режимі пуску, а завдання з технологічних захистів – лише в аварійному режимі.

Оцінка економічності. Складові технічного ефекту, виражені у грошових одиницях, у сумі визначають економічний ефект (ЕЕ). Визначення річного економічного ефекту від впровадження завдань АСУ ґрунтується на формулі наведених витрат:

$$E_p = \Delta U - E_n \Delta K, \quad (1)$$

де ΔK - додаткові капітальні витрати на створення АСУ ТП;

ΔU - річна економія експлуатаційних витрат;

E_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності.

Економічний ефект визначається щодо базового, вихідного рівня автоматизації. Визначення цього рівня є одним із найважливіших питань економіки автоматизації ТЕС, тому його вибір по суті визначає достовірність будь-якого техніко-економічного розрахунку.

На діючій електростанції за базовий приймається рівень, що існує до створення АСУ ТП. Для станцій, що будуються, за базовий приймається рівень, досягнутий до цього часу на більшості вітчизняних станцій. Цей рівень характеризується запровадженням автоматичного регулювання основних технологічних процесів, технологічних захистів; автоматичним контролем параметрів та централізацією управління, виконаних на засобах серійного виробництва та на базі типових або нормальних матеріалів.

Враховуючи особливості виробництва електроенергії при розрахунку економічного ефекту доцільно прийняти такі припущення:

- економічний ефект обмежується рамками енергосистеми;
- розподіл навантаження між енергоблоками та електростанціями енергосистеми здійснюється оптимальним чином;
- в енергосистемі завжди є оперативний (гарячий) резерв і тому немає збитків від недовідпуску електроенергії споживачеві;

- економія від зміни трудовитрат розраховується, виходячи з однакової продуктивності праці в порівнюваних випадках;

- фактор часу під час проведення капітальних витрат до року впровадження АСУ враховується лише за умови тривалості вкладення витрат понад три роки.

Річна економія експлуатаційних витрат ΔU від впровадження АСУ ТП є сумою таких складових:

ΔU_{η} - економія через зміну експлуатаційного к.п.д. блоку;

ΔU_W - економія через зміну вироблення енергії;

$\Delta U_{CH.T.A}$ - економія через зміну витрати енергії на власні потреби (за об'єктом управління та технічними засобами);

$\Delta U_{BT.A}$ - економія через зміну витрати допоміжних матеріалів (за об'єктом управління та технічними засобами);

$\Delta U_{\omega,\tau}$ - економія через зміну кількості відмов об'єкта управління;

$\Delta U_{C,1}$ - економія через зміну кількості та кваліфікації персоналу.

Додаткові капітальні витрати ΔK визначаються залежно від складності C_T, C_A та терміну служби τ_T, τ_A об'єкта управління та технічних стрес.

Термін окупності додаткових капітальних витрат при використанні традиційних засобів автоматизації стосовно чинних в енергетиці норм не повинен перевищувати 5 – 6 років, а для АСУ, які виконуються на базі сучасних засобів обчислювальної техніки 3 – 4 роки.

У найбільш загальному вигляді економічна ефективність будь-якого виду капітальних вкладень, зокрема. і у створенні АСУ енергоблоками, стосовно складових ринкових відносин в енергетиці, може бути виражена наступним чином:

$$\sum_{i=1}^n E_i = \sum_{i=1}^n P_i - \sum_{i=1}^n B_i, \quad (2)$$

де E – економічний ефект;

P – результати;

B - Витрати.

Під результатами (P) мається на увазі дисконтована (тобто приведена до початку розрахункового періоду) сума надходжень за реалізовану продукцію та інших доходів за весь період, а витрати (B) – це дисконтована сума всіх одноразових та щорічних витрат за цей період.

За підсумками поняття економічного ефекту сформульовано низку критеріїв економічної ефективності, які можна розбити на 4 групи:

- прибуток (Π) – ефект у абсолютних величинах (перевищення доходів над витратами у грошах);

- рентабельність (P) – ефект у відносних одиницях (ставлення прибутку чи доходів до витрат, що відбиває частку витрат, повертається щорічно як прибутку чи доходу);

- період повернення капіталу (T_B) - час, протягом якого інвестиції повертаються у вигляді прибутку і можуть бути використані для нових вкладень (тобто розширене відтворення);

- наведені витрати (B) – видаткова складова ефекту, яку часом зручно використовуватиме зіставлення кількох варіантів інвестиційного проекту за умови ідентичності прибуткової складової доходів.

Кожна з цих груп містить декілька приватних критеріїв, що відрізняються складом доходів, витрат, розрахунковим періодом та ін. характеристики всіх критеріїв, а також рекомендації щодо їх застосування та розрахункові формули наведено у методичних матеріалах Міненерго України щодо оцінки ефективності капітальних вкладень у реабілітацію енергетичних підприємств.

Характер залежності економічної ефективності АСТУ та АСЕУ від глибини автоматизації показаний на рис. 2.

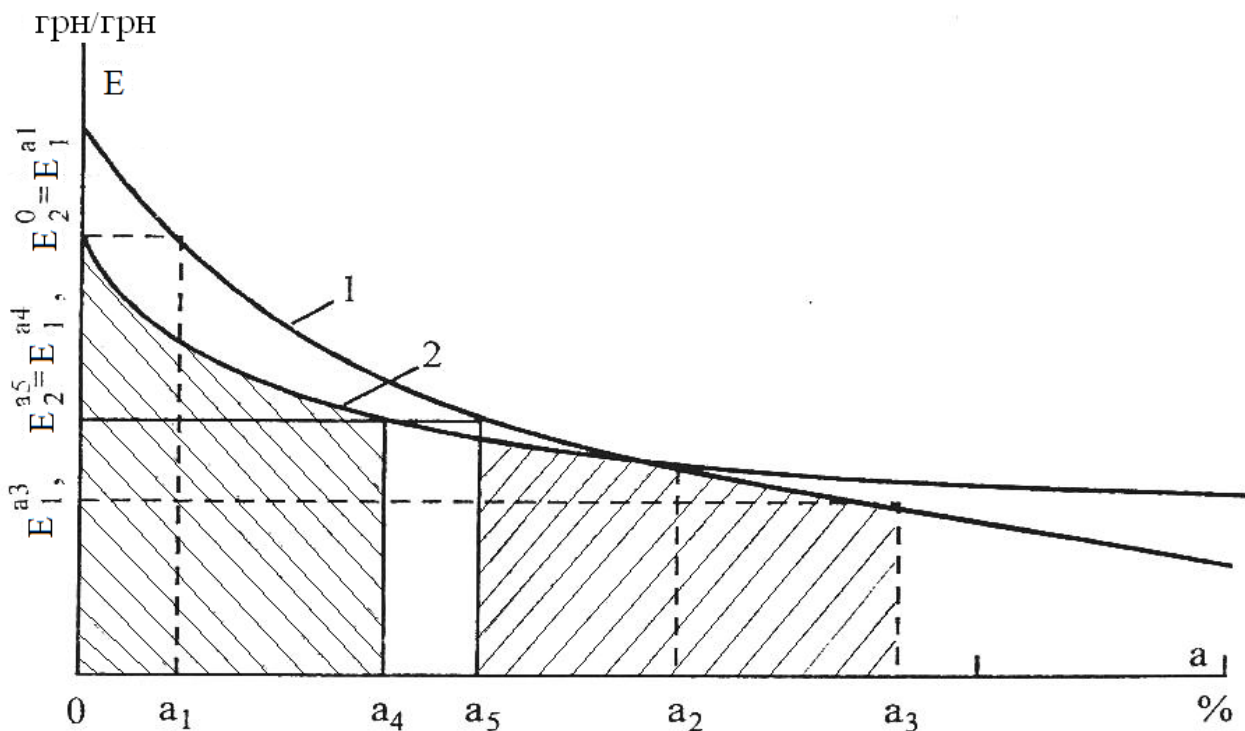


Рис. 2. Залежність економічної ефективності автоматизованих систем технологічного та економічного управління E від глибини автоматизації a :

- 1 – ефективність автоматизованих систем технологічного управління;
- 2 – ефективність автоматизованих систем економічного управління

До ступеня автоматизації a_1 доцільно витратити кошти лише з автоматизацію технологічного управління. Після ступеня автоматизації a_1 доцільно одночасно створювати автоматизовані системи як технологічного, і економічного управління. Починаючи з певної величини ступеня автоматизації, що дорівнює a_2 , глибина автоматизації економічного управління має випереджати глибину автоматизації технологічного управління.

Сучасний рівень розвитку АСУ в енергетиці характеризується значним збільшенням рівня автоматизації технологічного управління. Водночас економічне управління автоматизоване в дуже слабкій мірі, що призводить до вироблення неоптимальних рішень, великих непродуктивних витрат праці та зрештою до подорожчання електроенергії.

В даний час глибина автоматизації технологічного управління більша a_1 (наприклад, a_3), в той же час як глибина автоматизації економічного управління близька до нуля (чисельні значення a_1, a_2, a_3 не наводяться через відсутність відповідних вартісних даних).

Якби всі кошти, витрачені на доведення ступеня технологічної автоматизації до величини a_3 , використовувалися оптимальним чином, то питомий ефект автоматизації технологічної та економічної систем управління був однаковим, а величини, відповідні оптимальним глибин автоматизації, склали б для економічного управління a_4 , а для технологічного a_5 .

Збитки від недотримання належних пропорцій між ступенями автоматизації технологічних та економічних систем управління чисельно дорівнює різниці площ, заштрихованих на рис. 3.

АСЕУ можуть бути створені лише за наявності достатньої кількості інформації, що безперервно надходить, всебічно характеризує роботу обладнання ЕС. Така інформація може бути отримана в результаті використання якісно нових методів аналізу ТЕП, оскільки методи аналізу, що зазвичай застосовуються, дозволяють виявити лише обмежену кількість можливих причин і факторів, що впливають на економічність і надійність роботи енергоустановки. До того ж через відносно тривалі проміжки часу та, як правило, без відповідної кількісної оцінки.

Зі зростанням одиничних потужностей енергоблоків можливості покращення якості та поглиблення аналізу ТЕП збільшуються у зв'язку зі збільшенням кількості контрольованих точок та, отже, обсягу первинної інформації. Так, наприклад, при переході від блоку 200 МВт ТЕС (з барабанним парогенератором) до блоку 800 МВт (з прямоточним парогенератором) загальна кількість точок інформації збільшується з 560 до 2225.

В даний час на всіх теплових електростанціях Франції із загальним виробленням електроенергії близько 96% організовано всебічний економічний контроль за витратою палива, що становить 70% усіх витрат. Причини, які протягом

періоду, що розглядається, могли впливати на експлуатацію обладнання, піддаються детальному аналізу. Усього аналізується до 50 - 60 факторів, найважливішими з яких є заданий графік навантаження, несприятливі атмосферні умови, нестандартна якість палива, стан обладнання, процес спалювання палива, параметри пари, витрати електроенергії на власні потреби, втрати води та пари.

Отримані результати вивчаються фахівцями електростанції та енергосистеми з метою вжиття заходів, необхідних підвищення економічності роботи устаткування. На самій електростанції результати використовуються для уточнення або зміни деяких правил технічної експлуатації обладнання, поліпшення режимів його роботи, та проведення необхідних заходів щодо усунення виявлених відхилень та витрат палива від мінімально можливих значень. Диспетчерська служба використовує дані аналізу для оптимального розподілу навантажень між електростанціями та агрегатами, а ремонтна служба та служба розвитку - для постійного вдосконалення та модернізації обладнання, у тому числі й нововведеного.

Наявний досвід показує, що існує прямий зв'язок між рівнем аналізу та досягнутими ТЕР ТЕС. Наявність якісно нових методів аналізу, що реалізуються автоматизованими системами, дає змогу значно покращити ТЕР електростанцією. Це визначає головну роль автоматизованого аналізу ТЕР в ТЭС.

Таким чином, аналіз наявних оцінок ефективності АСУ енергоблоками, незважаючи на зазначені труднощі їх отримання та вельми орієнтовну достовірність, дозволяє зробити висновки щодо позитивного впливу автоматизації на ефективність енерговиробництва ТЕС.

Питання для самоперевірки

1. Які показниками технічного ефекту Вам відомі?
2. Що відносять до змінних характеристик АСУ, які кількісно визначають досконалість процесів управління?
3. Охарактеризуйте схему зв'язку показників економічності, безвідмовності та довговічності обладнання з параметрами технологічного процесу.
4. Як визначається річний економічний ефект від впровадження завдань АСУ?
5. Які складові визначають річну економію експлуатаційних витрат ΔU від впровадження АСУ ТП?
6. Який термін окупності додаткових капітальних витрат при використанні традиційних засобів автоматизації?
7. Які критерії економічної ефективності?

Тема №10
ЗМЕНШЕННЯ ВПЛИВУ МЕТОДИЧНИХ ПОХИБОК ПРИ
АВТОМАТИЧНОМУ ВИЗНАЧЕННІ ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ
ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ ТЕС

План

1. Похибка дискретного усереднення технологічних параметрів.
2. Похибка розрахунку вторинних показників за середніми значеннями параметрів.
3. Динамічна похибка.
4. Похибка використання апріорної інформації.

Одним з найбільш загальних критеріїв при розробці системи визначення ТЕП є точність одержуваних результатів, включаючи похибку різного роду відхилення від нормального функціонування системи (наприклад, відмова у надходженні інформації по одному з вимірювальних каналів).

Ці похибки можуть бути поділені на інструментальні та методичні. Інструментальні похибки визначаються використовуваними у системі апаратурними засобами (вимірювальними пристроями, перетворювачами, обчислювальною машиною), методичні - прийнятим алгоритмом та його характеристиками.

Розглянемо основні джерела методичних похибок.

Похибка дискретного усереднення технологічних параметрів. Похибка дискретного усереднення є різницею виразів:

$$\Delta \bar{X}_M = \frac{1}{T_0} \int_0^{t_{n+1}} x(t) dt - \frac{t_0}{T_0} \sum_{i=1}^n x(t_i). \quad (1)$$

Для визначення середньоквадратичного значення цієї похибки необхідно мати статистичні характеристики випадкового процесу зміни в часі технологічного параметра.

В результаті виконаних досліджень для середньоквадратичної похибки дискретного усереднення отримано таку формулу:

$$\sigma_{\Delta \bar{X}_M} = t_0 \sqrt{\sum \sigma_{x_j} C_j^4 \gamma_j^2}, \quad (2)$$

де $C_j = K_1 + K_2 / (K_3 + \sqrt{T_0(\gamma_j)})$; $K_1 = 0,0715$; $K_2 = 1,5$; $K_3 = 1,325$ - постійні коефіцієнти;

$\sigma_{x_j} \gamma_j$ - параметри автокореляційної функції випадкового процесу, апроксимованої сумою експонент

$$R_x(t) = \sum_j^m \sigma_{x_j}^2 e^{-t/\tau_j} \quad (3)$$

Формула (3) зручна тим, що може бути дозволена щодо періоду квантування t_0 , отже, дозволяє визначити по заданій похибці. Необхідність у цьому виникає розробки системи.

Як приклад у таблиці 1 наведено результати розрахунку періоду квантування ряду технологічних параметрів енергоблоку 200 МВт з барабанним парогенератором. За виконання цього розрахунку методична похибка $\sigma_{\Delta \bar{X}_m}$ було прийнято 0,03%.

Таблиця 1.

Технологічний параметр	Апроксимуючий вираз кореляційної функції	Період розрахунку			
		5 хв	15 хв	1 год	8 год
		Періоди квантування			
Температура пари	$R_{t_n} = 8e^{- t/20 }$	96	120	225	8
Витрата пари	$R_{D_n} = 27,6e^{- t/16 } + 47,6e^{-2 t/16 }$	27	33	61	205
Витрата поживної води	$R_{D_{п.в.}} = -50e^{- t/10 } + 100e^{-2 t/10 }$	11	14	30	106
Активна потужність генератора	$R_{N_r} = 2,7e^{- t/9 } + 7,5e^{-2 t/9 }$	17	24	58	168

Похибка розрахунку вторинних показників за середніми значеннями параметрів. Реалізація розрахунків більшості вторинних показників, що є середніми значеннями функцій технологічних параметрів, пов'язана з необхідністю виконання великого обсягу обчислювальних операцій, оскільки кількість вимірювань технологічних параметрів за період розрахунку досить велика.

При обчисленні показників по середнім значенням технологічних параметрів з метою скорочення обсягу обчислень виникає похибка, зумовлена нелінійністю розрахункових формул. Ця похибка визначається різницею

$$\Delta f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f(x_i, y_i, \dots) - f\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \sum_{i=1}^n y_i\right), \quad (4)$$

де x_i, y_i – поточні значення параметрів.

Різниця за формулою (4) залежить від виду нелінійності розрахункової формули показника, а також діапазону та характеру зміни технологічних параметрів. У таблиці 2 дано оцінку похибки визначення показників енергоблоку за середніми значеннями параметрів. Наведено найбільш характерні види нелінійних формул показників енергоблоку.

Визначення середньоквадратичної оцінки різниці (4) пов'язане з нелінійними перетвореннями випадкових величин і є важкою задачею. Тому дослідження було обмежено оцінкою верхнього значення похибки в заданому діапазоні зміни параметрів: $0 \leq a_i < x_i \leq b$; $0 < c \leq y_i \leq d$ де a, b, c, d – граничні значення параметрів. Формули з метою оцінки похибок наведено у таблиці 2.

Динамічна похибка. Можливості обчислювальних машин дозволяють скоротити до мінімуму період розрахунку показників і в межах ставити завдання отримання поточних значень показників. Використання при цьому зазвичай застосовуваних розрахункових формул висунуло проблему динамічної похибки, яка спотворює результати розрахунку. Компенсація динамічної похибки може бути здійснена двома способами — усередненням результатів розрахунку показників і використанням при розрахунку динамічної моделі об'єкта.

Таблиця 2.

Вид нелінійності	Приклади розрахункової формули показника	Верхня оцінка похибки
$f = \frac{1}{x}$	Коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = \frac{21}{(21 - O_2)}$	$(1 - \sqrt{a - b})^2$; $a \leq x \leq b$
$i = x^{1/2}$	Витрата середовища, виміряний дросельним витратоміром, $D = k\sqrt{\Delta P}$	$\frac{1 - \sqrt{a/b}}{4(1 + \sqrt{a/b})^2}$; $a \leq x \leq b$
$f = xy$	Кількість виробленого тепла $Q = Di$	$\frac{(1 - c/a)(1 - a/b)}{4}$; $a \leq x \leq b; c \leq y \leq d$
$f = \frac{x}{y}$	Внутрішній к.п.д. турбіни $\eta_{oi} = \frac{H_i}{H_0}$	$\frac{1 - \sqrt{c/d}}{1 + \sqrt{c/d}} (1 - ac/bd)$; $a \leq x \leq b; c \leq y \leq d$

Перший спосіб є найпростішим. Однак за його використання цінність розрахунку для оперативного управління може бути значно знижена. Компенсація

похибки за допомогою динамічної моделі об'єкта є важким завданням через складність моделі теплоенергетичного об'єкта. При сумісному застосуванні зазначених вище способів суттєво полегшується вирішення задачі, оскільки надається можливість використання спрощеної моделі. Остання своєю чергою дозволяє різко скоротити період розрахунку, оскільки він у разі визначається лише з умови відмінності моделі і реального об'єкта.

Такий підхід до компенсації динамічної похибки може бути проілюстрований на прикладі розрахунку ККД барабанного парогенератора прямого балансу тепла. Баланс тепла, що визначається в темпі технологічного процесу, становить значний інтерес як критерій при оптимізації процесу горіння. Динамічні властивості енергоблока в нормальному режимі експлуатації визначаються парогенератором, оскільки інерційність останнього значно перевищує інерційність турбогенератора. Тому компенсація динамічної похибки розрахунку ККД парогенератора дозволяє одночасно компенсувати її для ККД блоку загалом.

При розрахунку використовується динамічна модель, отримана з умови подання барабанного парогенератора у вигляді зосередженої ємності, при цьому розрахунок ККД за оперативний період $T_0 = t_2 - t_1$ проводиться за формулою

$$\eta_{\text{п}} = \left(\int_{t_1}^{t_2} Q_{\text{п}} dt + A \Delta P_{\text{п}} \right) Q_{\text{р}}^{\text{н}} \int_{t_1}^{t_2} B_{\text{т}} dt, \quad (5)$$

$Q_{\text{п}}$ - теплопродуктивність парогенератора;

A -коефіцієнт, що залежить від постійної часу пароводяного тракту;

$B_{\text{т}}$ - витрата палива; $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ - калорійність палива;

$\Delta P_{\text{п}}$ - збільшення тиску пари за період розрахунку.

Ефективність використання розрахунку ККД парогенератора спрощеної динамічної моделі може бути проілюстрована даними таблиці 3, де наведені оцінки похибки розрахунку при різних значеннях $T_0, \%$. Тут наведено оцінки похибки для випадку розрахунку без використання динамічної моделі.

Таблиця 3.

Період розрахунку	Похибка розрахунку	
	без використання моделі	з використанням моделі
5хв	0,4	0,075
15 хв	0,22	0,05
1год	0,08	0,01

Похибка використання апріорної інформації. Похибка, що виникає при використанні апріорної інформації замість робочої в процесі розрахунку ТЕП,

залежить від статистичних властивостей робочої інформації (параметрів, що вимірюються) і періоду її усереднення.

Для випадків використання як апріорна інформація математичного очікування параметра або його середнього значення за неповний період розрахунку середні квадрати похибки відповідно визначаються такими виразами:

$$\sigma_{\Delta\bar{x}_1}^2 = M \left\{ \left[\frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} (x(t) - m_x) dt \right]^2 \right\}; \quad (6)$$

$$\sigma_{\Delta\bar{x}_2}^2 = M \left\{ \left[\frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} x(t) dt - \frac{1}{T_1} \int_0^{T_1} x(t) dt \right]^2 \right\}, \quad (7)$$

де m_x - математичне очікування параметра;

T_1 -час надходження достовірної інформації про поточне значення параметра ($T_1 < T_0$).

На рис. 3 збудовано сімейство кривих для нормованого значення похибки при використанні середнього значення параметра за неповний період розрахунку. Тут же (пунктиром) показано криву для похибки при використанні математичного очікування параметра. Ця крива поділяє всю область на частини. У верхній частині використання інформації за неповний період розрахунку є недоцільним, так як похибка, що виникає при цьому, перевищує похибку оцінки середнього значення параметра з його математичного очікування.

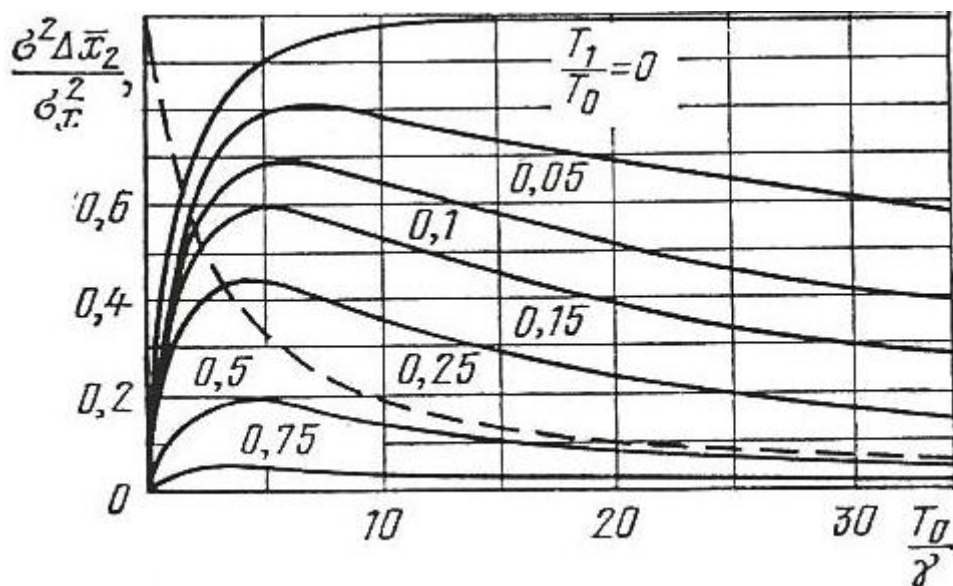


Рис.. 3. Криві похибки оцінки первинного показника щодо його математичного очікування та інформації за неповний період розрахунку

За наявності кореляційного зв'язку між параметрами виникає можливість заміни одного параметра іншим. Середньоквадратична похибка внаслідок такої заміни визначається виразом

$$\sigma_{\Delta\bar{X}} = M \left\{ \left[\frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} x(t) dt - \frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} y(t) dt \right]^2 \right\}, \quad (8)$$

де $x(t)$ і $y(t)$ - поточні значення кореляційних параметрів.

Значний практичний інтерес представляє використання апріорної інформації кореляційного зв'язку між однойменними параметрами паралельних технологічних потоків (наприклад, в парогенераторі). Оцінка похибки у разі може бути отримана без безпосереднього визначення взаємкореляційної функції

Слід зазначити, що вибір виду апріорної інформації та вирішення питання можливості її використання в кінцевому рахунку залежить від додаткової похибки показника, при розрахунку якого використовується інформація.

Питання для самоперевірки

1. Які види похибок Ви знаєте?
2. Що таке похибка дискретного усереднення технологічних параметрів?
3. Охарактеризуйте похибку розрахунку вторинних показників за середніми значеннями параметрів.
4. Що таке динамічна похибка?
5. Поясніть похибку використання апріорної інформації.

Тема №11

ІНСТРУМЕНТАЛЬНІ ПОХИБКИ ТА СУМАРНІ ПОХИБКИ ОБЧИСЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГОБЛОКУ

План

1. Інструментальні похибки.
2. Методика оцінки сумарної похибки.

Інструментальні похибки. Основним джерелом інструментальної похибки є обмежена точність вимірювальної апаратури, що використовується для збирання вхідної інформації. Похибки, обумовлені машинною обробкою інформації (квантуванням сигналів за рівнем, обмеженою розрядністю, округленням і т.д.), мають значно менші значення і в разі потреби можуть бути знижені різними способами (наприклад, переходом до розрахунку з комою, що «плаває»).

Інструментальна похибка, названа іноді *приладовою* похибкою, обумовлена багатьма причинами, пов'язаними з конструкцією приладу, якістю його виготовлення і застосовуваних матеріалів, старанністю регулювання, умовами застосування і т.д. Інструментальна похибка має як систематичну, так і випадкову складову. Співвідношення між ними може бути неоднаковим для різних приладів (зазначається в паспорті приладу), однак частіше переважає систематична похибка. Інструментальну похибку можна встановити при порівнянні показань даного приладу з показаннями більш точного. У цьому випадку можна одержати таблицю або графік виправлень, використання яких підвищує точність приладу.

Традиційна **методика оцінки сумарної похибки** у складній системі непрямих вимірів ґрунтується на наступних припущеннях:

1. Похибка каналів вимірювання вхідної інформації, отже, і сумарна похибка розподілені за нормальним законом.

2. Гранична похибка каналів виміру визначається класом точності його елементів.

Враховуючи також незалежність похибок окремими каналами вимірювань, підсумовування приватних похибок і визначення граничної похибки виробляють за формулою

$$\Delta f = K_z \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x} \frac{x_0}{f_0} \sigma_{\Delta x}\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y} \frac{y_0}{f_0} \sigma_{\Delta y}\right)^2 + \dots}, \quad (1)$$

де $\frac{\partial f}{\partial x} \frac{x_0}{f_0}; \frac{\partial f}{\partial y} \frac{y_0}{f_0}$ - Коефіцієнти впливу вхідних параметрів $x, y \dots$ на показник;

$\sigma_{\Delta x}, \sigma_{\Delta y} \dots$ - середньоквадратичні похибки каналів вимірювання вхідних параметрів;

K_z - Коефіцієнт, що визначається заданою довірчою ймовірністю a . При $a = 0,997 K_z = 3$.

Насправді сумарна похибка обчислення показників визначається похибками дуже обмеженого числа каналів виміру, серед яких може бути два або кілька домінуючих. Якщо закон розподілу домінуючої похибки невідомий чи похибка задана лише допуском, відповідно до діючої методики підсумовування похибок нею приймається закон рівної ймовірності. Закон розподілу сумарної похибки та коефіцієнт від нього коефіцієнт K_z визначаються в цьому випадку як композиція рівноймовірного та нормального законів розподілу.

Граничні похибки каналів вимірювання зазвичай задані допусками (класами точності), що включають основну похибку та додаткову, які залежать від зовнішніх факторів, що впливають. Тому друге припущення дає, зазвичай, завищення оцінки, якщо вимірювальний прилад справний і у нормальних умовах.

Отримані на основі зазначених вище припущень результати хоча і не визначають точних меж довірчого інтервалу, проте можуть бути використані для виявлення найбільш важливих каналів вимірювання технологічних параметрів та аналізу впливу їх точності на сумарну похибку обчислення показників енергоблоку.

Результати розрахунків похибок, виконаних у вигляді прикладу для енергоблоків 200 та 300 МВт, наведено у табл. 1. У ній надано ваги приватних похибок обчислення найбільш узагальнених показників — ККД парогенератора та турбіни від однотипних груп каналів вимірювання технологічних параметрів. Ці похибки залежать відзначень коефіцієнтів впливу, і навіть від однотипних каналів.

Коефіцієнти впливу своєю чергою визначаються особливостями конкретного алгоритму (наприклад, визначення ККД методом прямого чи зворотного балансу тепла). За рахунок вхідної інформації при використанні серії вимірювальної апаратури загальнопромислового призначення похибка обчислення питомої витрати палива (газу) методом зворотного і прямого балансу тепла може бути оцінена в 1,8 і 2,5%.

Таблиця 1.

Результати розрахунків похибок, виконаних у вигляді прикладу для енергоблоків 200 та 300 МВт

Вхідні параметри	Блок 200 МВт	Блок 300 МВт
Витрата первинної пари	0,67	0,6
Витрата вторинної пари	-	0,14
Витрата поживної води	0,35	0,2
Тиск первинної пари	0,64	0,3
Температура первинної пари	0,016	0,092
Тиск вторинної пари	0,011	0,072
Температура холодної вторинної пари	0,21	0,168
Температура гарячої вторинної пари	0,093	0,208
Температура живильної води	0,31	0,168
Витрата газу	1,00	1,00
Тиск газу	0,225	0,225
Активна потужність генератора	1,00	1,00

Вхідні параметри, що у розрахунку ТЕП, за рівнем впливу похибки їх виміру на сумарну похибку можна розбити кілька груп. Основну групу складають параметри приватні похибки виміру яких є домінуючими. До них відносяться в першу чергу потужність генератора, витрата та тиск первинної пари, витрата палива (газу). До складу другої групи входять витрата та температура вторинної пари та

поживної води Похибки вимірювання цих груп у сукупності визначають межі довірчого інтервалу обчислення показників теплової економічності. Сумарний вплив похибок інших груп незначний.

На основі класифікації технологічних параметрів можна визначити вимоги до метрологічних характеристик каналів виміру вхідної інформації при заданій точності обчислення показників. Розрахунки показують, що в даний час розробка та використання приладів підвищеної точності (класу 0,5 - 1,0) замість існуючих (класу 1,5) з метою зниження сумарної похибки обчислення показників є доцільним лише для параметрів основної групи. Для інших параметрів можна використовувати серійні прилади загальнопромислового призначення.

Отже, визначення та аналіз ТЕП енергообладнання є основою для оцінки економічності енерговиробництва ТЕС. Чим вище достовірність та точність визначення ТЕП, тим точніше проводиться об'єктивний аналіз економічності експлуатації ТЕС. Тому компенсація негативного впливу методичних похибок під час автоматичного визначення ТЕП підвищує точність розрахунку цих важливих показників та безпосередньо впливає на оцінку ефективності експлуатації ТЕС.

Питання для самоперевірки

1. Які похибки називають інструментальними?
2. Поясніть методику оцінки сумарної похибки у складній системі непрямих вимірів.
3. Чим визначається сумарна похибка обчислення показників?
4. Як діляться вхідні параметри у розрахунку ТЕП за рівнем впливу похибки їх виміру на сумарну похибку?
5. Як можна визначити вимоги до метрологічних характеристик каналів виміру вхідної інформації при заданій точності обчислення показників?

Тема №12

АВТОМАТИЗАЦІЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ

План

1. Необхідність визначення енергетичних характеристик енергообладнання.
2. Застосовувані методи визначення енергетичних показників.
3. Використання засобів обчислювальної техніки для автоматизації визначення енергетичних характеристик.

Необхідність визначення енергетичних характеристик енергообладнання. Серед основної інформації про роботу енергообладнання електростацій, що перебувають у складі багаторівневої системи «енергоблок-електростанція-

енергосистема», для ефективної експлуатації енергообладнання та вирішення багатьох завдань оперативно-диспетчерського управління важливе місце належать енергетичним характеристикам як енергоблоку загалом, так і його окремих частин.

Визначення енергетичних характеристик необхідно як оптимізації режиму електростанції, а й визначення впливу різних порушень нормального режиму роботи енергообладнання з його характеристики. Тому автоматизація оперативного визначення енергетичних характеристик енергообладнання є своєчасним та актуальним завданням.

Застосовувані методи визначення енергетичних показників. Енергетичні характеристики можуть визначатися за допомогою спеціально організованих балансових випробувань або під час нормальної експлуатації. Залежно від поставлених перед ними цілей випробування поділяються на:

а) режимно-налагоджувальні, що проводяться з метою побудови режимних оптимальних карт роботи енергоустаткування (наприклад, залежностей оптимального значення коефіцієнта надлишку повітря від навантаження енергоблоку);

б) режимно-інформаційні, що проводяться для визначення статичних характеристик (наприклад, витратних характеристик та характеристик питомих приростів) або для визначення ступеня порушення нормального режиму роботи енергоустаткування (наприклад, при відключенні повітропідігрівача, димососа або дутьового вентилятора тощо);

в) експлуатаційні, що проводяться після капітального ремонту або реконструкції, при переході на інший вид палива, у разі систематичних відхилень параметрів від нормальних значень тощо;

г) спеціальні, що проводяться для виявлення характеристик окремих елементів енергоблоків (пароперегрівача, водяного економайзера, повітропідігрівача, циркуляційної системи тощо) або з метою визначення їхнього стану;

д) прийнятно-здатні, що проводяться з метою перевірки гарантованих заводом-постачальником техніко-економічних показників енергообладнання. Вони проводяться при постійному навантаженні, на розрахунковому вигляді палива, при чистих поверхнях нагріву, при мінімальних коливаннях всіх параметрів та інших необхідних умов.

Через складність сучасного енергообладнання, особливості його експлуатації, великий обсяг експериментальних даних, а також складність їх математичної обробки експериментатори стикаються з необхідністю реєстрації великого обсягу первинної інформації та виконання значної кількості досить трудомістких обчислень для отримання кінцевих результатів експерименту. Багато хто з цих робіт доводиться виконувати вручну, що призводить до суттєвого подовження термінів

отримання результатів випробувань, не забезпечує їх необхідної точності та значно знижує продуктивність праці працівників, які проводять подібні випробування.

На період випробувань зазвичай встановлюють додаткові прилади, що самопишуть, що підключаються до датчиків через різного роду узгоджувальні приставки. Однак у разі необхідності одночасної реєстрації великої кількості параметрів така система стає громіздкою, а використання при цьому багатоточкових приладів веде до небажаного збільшення часового інтервалу реєстрації кожного параметра, тобто. до втрати частини інформації.

Крім того, численні прилади вимагають значних витрат праці для налаштування та тарування під час підготовки до проведення випробувань.

Необхідно також відзначити, що для зняття будь-яких характеристик енергоустаткування зазвичай потрібні тривалі випробування (4 - 24 години, а іноді й більше). Це пояснюється інерційністю теплових процесів і, отже, витратами часу на перехідний процес з одного режиму на інший, а також великими зовнішніми та внутрішніми обуреннями під час експлуатації, які часто неможливо запобігти навіть за спеціально організованих випробувань (наприклад, нерівномірність подачі та зміни якості палива). У зв'язку з необхідністю проведення активного експерименту з'являються додаткові втрати за рахунок порушення ходу нормальної експлуатації електростанції (наприклад, втрати палива через порушення оптимального розподілу навантажень між блоками щодо їх витратних характеристик).

Зазначені обставини ускладнюють оперативне використання енергетичних характеристик для якісної експлуатації енергообладнання та зумовлюють прийняту на більшості електростанцій практику їх визначення лише після капітальних ремонтів обладнання чи будь-яких значних робіт з його реконструкції. Це відповідає періодичному оновленню енергетичних характеристик приблизно через 1,5-2 роки.

Використання засобів обчислювальної техніки для автоматизації визначення енергетичних характеристик. Використання засобів обчислювальної техніки в АСУ енергоблоками дозволяє автоматизувати процес експериментального визначення різних характеристик енергообладнання. При цьому можуть бути оптимізовані плани експериментів та опрацювання їх результатів. Синхронне введення даних від ряду вимірюваних параметрів в інформаційні або керуючі обчислювальні машини, також обчислювальні можливості процесора дозволяють проводити первинну обробку вихідних даних у темпі з експериментом, визначати статистики окремих параметрів і зв'язок між ними, а також вести відбраковування явних збоїв і виявляти порушення технологічного режиму при випробуваннях. Отримання інформації в більш ємному, стислому вигляді після попередньої обробки на обчислювальній машині значно зменшує витрати на подальшу обробку даних, а також дозволяє коригувати плани експерименту в ході його проведення.

Останнім часом обчислювальні машини на електростанціях починають все ширше застосовувати для проведення різних експериментів та аналізу одержуваних результатів.

Так, відомий досвід використання УВМ типу “Комплекс”, що експлуатується на блоці 200 МВт Зміївської ТЕС, для визначення статичних, енергетичних та екстремальних характеристик цього блоку, а також проведення балансових випробувань парогенератора типу ТП-100. За допомогою УВМ, встановленої на енергоблоці 800 МВт Слов'янської ТЕС проводяться випробування цього блоку для визначення деяких динамічних характеристик.

Великі можливості обчислювальних систем прийому, переробки, зберігання та аналізу значних обсягів інформації зумовили розробку нових методів проведення та обробки результатів експерименту.

Для більш ефективного використання систем обробки та аналізу інформації в АСУ різними об'єктами зараз почали розробляти спеціальну апаратуру та програми, які забезпечують роботу цих систем у режимі діалогу з людиною.

Аналіз робіт із проведення експерименту з допомогою обчислювальних систем дозволяє намітити такі основні функції системи автоматизації експериментів в АСУ ТЕС:

- 1) збирання та реєстрація даних, які від випробуваного об'єкта;
- 2) зберігання та експрес-аналіз експериментальних даних;
- 3) реалізація алгоритмів планування експериментів;
- 4) автоматизоване керування процесами експерименту;
- 5) обробка та інтерпретація результатів проведеного експерименту;
- 6) накопичення даних із серії експериментів та їх статистична обробка;
- 7) забезпечення можливості безпосереднього оперативного спілкування експериментатора із об'єктом дослідження;
- 8) оформлення та видача результатів обробки експериментальних даних у формі, зручній для подальшого використання.

Нижче наведено основні завдання, для яких необхідні енергетичні характеристики енергообладнання.

Для оптимізації режимів енергоблоків:

- упорядкування режимних оптимальних карт роботи енергоблока, тобто. залежності керуючих впливів від контрольованих параметрів технологічного процесу (наприклад, залежність оптимального надлишку повітря від активного навантаження генератора;
- залежність динамічних налаштувань регулятора від навантаження парогенератора або активного навантаження генератора тощо);
- визначення термінів профілактичних та капітальних ремонтів;
- оцінка ефективності проведення організаційно-технічних заходів (наприклад, оцінка ефекту від ремонту окремих видів устаткування тощо).

Для оптимізації режиму електростанції (енергосистеми):

- розподіл активного та реактивного енергетичних навантажень по блоках з вибором оптимального складу основного обладнання;
- розподіл видів палива, що використовується по блоках;
- оптимізація підтримання вакууму;
- оптимізація графіка проведення організаційно-технічних заходів, поточних та капітальних ремонтів тощо.

Природно, що з розвитком та вдосконаленням АСУ ТЕС коло завдань, на вирішення яких необхідне визначення енергетичних характеристик, безперервно розширюватиметься.

При створенні системи управління експериментами дуже важливо оцінити їх основні властивості. Експерименти, що розглядаються, можуть бути локальними (визначення характеристик окремих видів енергообладнання) або складними універсальними (проведення балансових випробувань енергоблоку). Вони також можуть бути як пасивними, так і активними з оптимальним керуванням та комбінованим видом моделей (детермінованими та стохастичними).

Необхідно наголосити, що проведення будь-якого експерименту завжди пов'язане з участю людини-оператора.

Точність показників грає істотну, інколи ж визначальну роль. Наприклад, показано, що використання неточних витратних характеристик при розподілі активних навантажень методом рівності питомих приростів може призвести не до виграшу, а істотних перепалів палива. Тому дуже важливими є питання оцінок точності одержуваних характеристик та облік їх у алгоритмах управління. Проте багато хто з цих питань досі повністю не вирішено, а для вирішення деяких з них прийняті нормативні метрологічні характеристики засобів вимірювання явно недостатні. Надалі розробки методик визначення характеристик необхідно орієнтуватися на нові ідеї в нормуванні метрологічних характеристик засобів вимірювання.

Слід також зазначити, що поки що невирішено багато проблем прийому та обробки вихідної інформації про роботу енергоблоку. Зокрема, є ще не всі необхідні уніфіковані датчики необхідної точності та відповідної номенклатури.

На рис. 1 наведено укрупнену схему загального завдання визначення енергетичних характеристик стосовно енергоблоку ТЕС. Стрілки показують шлях проходження інформації та порядок виконання робіт при знятті характеристик.

Інформаційні статичні показники. Ці характеристики відображають стан енергообладнання та режим роботи енергоблоку. Для їх визначення зазвичай немає потреби змінювати налаштування регуляторів. Однак за їх зняття необхідно фіксувати умови проведення експерименту.

Режимні оптимальні карти. Ці показники відбивають залежність раціонального значення управляючих впливів від контрольованих технологічних

властивостей. Вочевидь, що з зняття необхідне проведення внутрішніх екстремальних експериментів. Отже, визначення інформаційних характеристик повністю входить як складова частина методу визначення режимних оптимальних карт.

При розробці планів експериментів завдання зазвичай ділиться на дві частини (рис. 1) – планування однофакторних та багатфакторних експериментів.

Цей традиційний поділ пов'язаний з різним математичним апаратом, що застосовується на стадії планування та на стадії первинної обробки результатів експериментів. Багатфакторний експеримент необхідний визначення та корекції вхідних даних, наведених до номінальним умовам. Отримані вирази, що коригують, і коефіцієнти використовуються при обробці результатів експериментів. Крім того, вони використовуються в подальшому при коригуванні отриманої для нормальних умов характеристики з метою використання її в умовах експлуатації.

У статистичну обробку результатів входять первинна обробка даних, відбраковування з метою виявлення явних збоїв і порушень режимів, оцінка основних параметрів апроксимації, визначення точності апроксимації і порівняння отриманих результатів.

Енергоблок є складним багатозв'язаним об'єктом керування. Крім контрольованих параметрів, визначальних умови проведення експерименту та вплив яких піддається корекції, є ще ряд неконтрольованих параметрів, що впливають на характеристики та призводять до їхнього дрейфу в часі. Тому необхідно оновлення показників, навіщо необхідно визначати їх тимчасові статистичні характеристики. Методика оновлення повинна відповідати на питання, з яким періодом і в якому обсязі має надходити нова інформація. Для оптимального вирішення цього питання необхідно знати, для чого використовується одержувана характеристика, а також оцінити втрати, пов'язані із зменшенням достовірності та точності та втрати, пов'язані з отриманням додаткової інформації.

Слід наголосити, що тимчасові та статистичні властивості енергетичних характеристик самі по собі є у багатьох випадках важливими критеріальними параметрами в алгоритмах оптимізації (наприклад, при визначенні термінів ремонту обладнання).

Наведена на рис. 1 схема використання результатів експериментального визначення енергетичних характеристик енергообладнання має певною мірою умовний характер. Зв'язки між її окремими частинами відображають уявлення про завдання оптимізації режиму ТЕС, що склалися до теперішнього часу у більшості працівників АСУ ТП. Природно, що в міру накопичення досвіду розробки та впровадження АСУ ТЕС та АЕС можлива поява інших варіантів подібної схеми.



Рис. 1. Схема використання результатів експериментального визначення енергетичних характеристик енергоблоку ТЕС

Питання для самоперевірки

1. Чому необхідно визначення енергетичних характеристик обладнання?

2. Види випробувань на електростанції.
3. Як часто оновлюють енергетичні характеристики обладнання?
4. Які основні функції системи автоматизації експериментів в АСУ ТЭС?
5. Які основні завдання, для яких необхідні енергетичні характеристики енергообладнання?
6. Види експериментів.
7. Охарактеризуйте схема використання результатів експериментального визначення енергетичних характеристик енергоблоку ТЕС.

Тема №13

ПРИКЛАДИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЗАГАЛЬНОСТАНЦІЙНИХ ЗАВДАНЬ УПРАВЛІННЯ ТЕС

План

1. Автоматизація загальностанційних завдань управління на прикладі Зміївської ТЕС
2. Оптимізація нормального режиму роботи електростанції.

Автоматизація загальностанційних завдань управління на прикладі Зміївської ТЕС. Основна увага до теперішнього часу приділялася автоматизації технологічними процесами енергоблоків, внаслідок чого вдалося забезпечити досить надійну, маневрену та економічну експлуатацію енергообладнання. Що навіть стосується автоматизації загальностанційних завдань управління електростанцією в цілому, то вона поки що обмежена лише окремими приватними прикладами, і не отримала подальшого використання та розвитку.

Так було в 1970÷80 гг. на Зміївській ТЕС потужністю 2400 МВт (6 блоків по 200 МВт та 4 блоки по 300 МВт) було створено та впроваджено в дослідну експлуатацію I чергу АСУ ТЕС. До її складу входили підсистеми управління: енергоблоками, загальностанційними об'єктами управління, загальностанційними технологічними процесами ТЕС.

Найбільший інтерес становлять результати від розробки та дослідно-промислової експлуатації підсистеми оптимізації управління навантаженням усіх 10 енергоблоків ТЕС.

Відомо, що для регулювання електроенергії, що генерується, в енергосистемах залучаються все більш потужні енергоблоки конденсаційних ТЕС. За участю блокової ТЕС регулювання навантаження енергосистеми (енергооб'єднання) нормальний режим її роботи характеризується значною нестабільністю. Плановий графік навантаження такої станції стає суттєво змінним, причому фактичне навантаження часто відрізняється від планового. Змінним стає також склад

основного устаткування, яке несе навантаження, тобто. частина блоків періодично виводяться у резерв. При використанні кількох видів палива, що спалюється, частина з них може лімітуватися за інтенсивністю надходження на ТЕС або за споживанням за певний період.

Збільшення нерівномірності навантажень в енергосистемі, часті коливання навантаження ТЕС, значна різниця між прогнозованим диспетчерським графіком та дійсним значенням навантаження, суттєва залежність реальних характеристик енергоблоків від параметрів режиму та зовнішніх впливів – все це збільшує навантаження оперативного диспетчерського персоналу енергоблоків. Водночас навіть незначні помилки у вирішенні цього завдання призводять до суттєвих економічних втрат.

Оптимізація нормального режиму роботи електростанції. За цих умов у роботі оперативно-диспетчерського персоналу ТЕС особливо актуального значення набуває оптимізація нормального режиму роботи електростанції. Метою такої оптимізації є підвищення економічності та безпеки устаткування, тобто. досягнення мінімуму наведених витрат за вироблення енергії за дотримання цілої низки обмежень. До основних з них відносяться необхідність виконання диспетчерських графіків навантаження ТЕС і витрати виду палива, що лімітується, а також обмеження, пов'язані з технологічним процесом.

Можна виділити три основні завдання оптимізації режиму ТЕС:

- вибір складу основного обладнання ТЕС на певний період з метою мінімізації витрат на електроенергію, включаючи витрати на пуски (зупинки) енергоблоків;

- розподіл видів спалюваного палива між енергоблоками (за наявності лімітованого виду) на певний період або оперативно з метою мінімізації витрати видів палива, що лімітуються, та вартості операцій переходу з одного виду палива на інший;

- розподіл активного навантаження ТЕС між енергоблоками на певний період чи оперативно з метою мінімізації сумарної витрати палива.

Отримання використання досить точних і адекватних у кожний момент часу енергетичних характеристик енергообладнання є необхідною інформаційною базою для вирішення завдань, що розглядаються.

Методи вирішення зазначених вище завдань можуть бути різні. Вибір того чи іншого методу визначається конфігурацією та ступенем достовірністю використовуваних енергетичних характеристик обладнання, а також трудомісткістю відповідного методу з огляду на необхідність оперативної оптимізації режиму ТЕС.

Складність методів розв'язання; великий обсяг інформації, який оперативно-диспетчерський персонал ТЕС має переробляти за короткий проміжок часу; досить висока ціна помилки, - усе це зумовлює необхідність автоматизації процесу вирішення завдань.

При створенні першої черги АСУ Зміївської ТЕС було проведено роботи з автоматизації оперативно-диспетчерського управління ТЕС, які лягли в основу однієї з перших вітчизняних автоматизованих систем управління, потужністю блокової ТЕС «Румб».

Ця система на підставі фактичної інформації про технологічний процес визначає робочі енергетичні характеристики енергоблоків та оптимальну характеристику питомих приростів ТЕС, а потім розподіляє навантаження ТЕС між енергоблоками. Як складові в цю систему входять розподіл видів палива, що спалюється, і підготовка даних для вирішення завдання вибору складу основного обладнання.

Для вирішення завдання розподілу навантаження, система «Румб» передбачає низку режимів, що вимагають участь людини в управлінні («Прогноз», «Рада», «Допомога»), а також режим автоматичного керування потужністю – «Автомат». Розподіл навантажень у всіх режимах, крім «Прогноз», здійснюється в реальному масштабі часу. Режим «Автомат» передбачає вплив на блокову частину автоматичної системи управління потужністю САУМ (або САУР ЧС) у вигляді поправки до розподілу, що враховує більш повне та точніше знання характеристик енергооб'єкта.

Як ще один приклад автоматизації розв'язання загальностанційних завдань управління ТЕС слід згадати про реалізацію у складі I черги АСУ Зміївської ТЕС визначення ТЕП 6 енергоблоків по 200 МВт (№№1-6), і цього ж завдання для блоків по 800 МВт (№№5, 6 та 7) Запорізької ТЕС. Наведені приклади переконливо свідчать про актуальність автоматизації загальностанційних завдань управління ТЕС, які нерозривно пов'язані як із завданнями управління енергоблоками, так і управлінням ТЕС у складі енергосистеми, і яким поки що приділялася недостатня увага.

Питання для самоперевірки

1. Наведіть приклади автоматизації загальностанційних завдань управління електростанцією.
2. Які явища збільшують навантаження оперативного диспетчерського персоналу енергоблоків та приводять до економічних втрат?
3. Назвіть три основні завдання оптимізації режиму ТЕС.
4. Які фактори обумовлюють необхідність автоматизації процесу вирішення завдань на електростанції.

Тема №14
УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ

План

1. Напрями управління якістю.
2. Аспекти управління якістю.
3. Комплексне керування якістю.
4. Підвищення якості.

Напрями управління якістю. Управління якістю — скоординована діяльність, яка полягає у спрямуванні та контролюванні організації щодо якості.

Спрямування та контролювання щодо якості звичайно охоплює:

- розроблення політики в сфері якості і цілей у сфері якості,
- планування якості,
- контроль якості,
- забезпечення якості і поліпшення якості.

В міжнародному стандарті з термінології (ISO 9000) виділені два аспекти управління якістю: «загальне» управління якістю (quality management) і управління якістю як оперативна діяльність (quality control).

Аспекти управління якістю. Управління якістю - аспекти виконання функцій управління, які визначають політику, цілі та відповідальність у сфері якості, а також здійснюють їх за допомогою таких засобів, як планування якості, оперативне управління якістю, забезпечення якості та поліпшення якості в рамках системи якості.

Загальні аспекти:

- планування на рівні вищого керівництва;
- систематизація і документальне оформлення діяльності у вигляді методик, протоколів, інструкцій та ін;
- залучення всіх виробничих ресурсів і всього персоналу;
- широке використання стандартизації, у тому числі і міжнародних стандартів, в управлінні якістю;
- регулярні перевірки, вивчення зворотного зв'язку і коректування дій;
- безперервне навчання персоналу прийомів і методів управління якістю.

Технічні аспекти:

- використання у виробництві останніх світових стандартів або стандартів, що перевищують рівень світових;
- контроль продукції на кожному етапі в процесі виробництва з використанням необхідних засобів контролю;
- діагностика обладнання;
- забезпечення керованості всіма процесами і простежування кожної одиниці продукції;

- регулярний перегляд технологій.

Економічні аспекти:

- управління економікою якості;

- планування капіталовкладень в якість (витрати на функціонування системи якості, навчання персоналу, вивчення ринку, контроль, діагностику, переоснащення виробництва, залучення незалежних експертів, особисті премії персоналу та ін.)

Управлінські аспекти:

- визначення політики у сфері якості та конкретний розподіл обов'язків і повноважень кожного співробітника;

- розробка формалізованої методології управління якістю з використанням різних методів і прийомів управління якістю та контроль виконання методик;

- планування необхідного кошторису капіталовкладень в якість у річному бюджетному плані;

- орієнтація виробництва на використання останніх науково-технічних розробок і вимог;

- контроль за виконанням норм екології і безпеки праці.

Комплексне керування якістю. Комплексне керування якістю — програми, спрямовані на безупинне поліпшення якості товарів, обслуговування і маркетингової діяльності.

Фундаментальні принципи комплексного управління якістю:

- якість продукції — це не специфічна відокремлена функція тільки технічних і спеціальних підрозділів, а різнобічний процес, що охоплює всі підрозділи компанії, а також її споживачів та постачальників, це спосіб управління організацією;

- підвищення якості має забезпечуватися на етапах маркетингу, проектно-конструкторських робіт, виробництва й технічного обслуговування виробів;

- постійне поліпшення якості потребує застосування нових технологій;

- належної якості можна домогтися тільки тоді, коли створено чітко орієнтовану на споживача систему управління якістю.

Методи управління якістю.

Науковою основою сучасного технічного контролю є математико-статистичні методи. Управління якістю продукції може забезпечуватися двома методами: за допомогою розбраковки виробів і шляхом підвищення технологічної точності. Здавна методи контролю зводилися, як правило, до аналізу браку шляхом суцільної перевірки виробів на виході. При масовому виробництві такий контроль дуже дорогий: контрольний апарат повинен в п'ять - шість разів перевищувати кількість виробничих робітників, і навіть при цьому немає повної гарантії від бракованої продукції. Тому від суцільного контролю переходять до вибіркового із застосуванням статистичних методів обробки результатів.

Один з основоположників застосування статистичних методів при серійному виробництві американський фахівець В. А. Шухарт писав: «Протягом тривалого часу ефективність статистики буде залежати в меншій мірі від існування загону статистиків, що мають чудову підготовку, ніж від підготовки всього покоління, вихованого в дусі статистики, з фізиками, хіміками, інженерами та багатьма іншими фахівцями, які відповідатимуть в тій чи іншій мірі за підготовку та управління новими процесами виробництва ». Коли йдеться про широке застосування статистичних методів, розглядати слід тільки ті з них, які зрозумілі і які можуть легко застосовуватися не статистиками. Японські фахівці вибрали з усієї безлічі сім методів. Їх заслуга полягає в тому, що вони забезпечили простоту, наочність, візуалізацію цих методів, перетворивши їх фактично в ефективні інструменти контролю якості:

- **Контрольний листок** - інструмент для збору даних і їх автоматичного упорядкування для полегшення подальшого використання зібраної інформації;

- **Стратифікація** (розшарування) - інструмент, що дозволяє зробити селекцію даних у відповідності з різними факторами. Цей метод, заснований тільки на достовірних даних, застосовується для отримання коректної інформації, виявлення причинно-наслідкових зв'язків.

- **Гістограма** - інструмент, що дозволяє візуально оцінити розподіл статистичних даних, згрупованих за частотою попадання даних у певні (заздалегідь задані) інтервали.

- **Аналіз Парето** - інструмент, що дозволяє об'єктивно представити і виявити основні фактори, що впливають на досліджувану проблему, і розподілити зусилля для її вирішення.

- **Причинно-наслідкова діаграма Ісікави** - інструмент, який дозволяє виявити найістотніші фактори (причини), що впливають на кінцевий результат (наслідки);

- **Діаграма розкиду** - інструмент, що дозволяє визначити вид і тісноту зв'язку двох розглянутих параметрів процесу;

- **Контрольна карта** - інструмент, що дозволяє відслідковувати хід протікання процесу і впливати на нього (за допомогою відповідної зворотного зв'язку) попереджаючи його відхилення від висунутих до процесу вимог. Ці методи можна розглядати і як окремі інструменти, і як систему методів. Послідовність застосування семи методів може бути різною залежно від поставленої мети.

Відомий японський фахівець в області якості професор К. Ісікава говорив: «Грунтуючись на досвіді своєї діяльності, можу сказати, що 95% всіх проблем фірми можуть бути вирішені за допомогою цих семи прийомів ». Тому статистичні методи - це той засіб, який необхідно вивчати, щоб впровадити управління якістю. Вони - найважливіша складова комплексної системи контролю загального управління якістю.

Підвищення якості. Системи управління якістю являють собою органічне поєднання економічних, правових та інших факторів, що впливають на якість. За допомогою нововведень (інновацій) можна не тільки уникнути консерватизму і застою в розвитку комплексного підходу до якості, а й свідомо і впевнено рухатися далі. У системах якості нововведення поділяються на дві групи:

- функціональні
- системні

До функціональних відносяться нововведення, що зачіпають завдання однієї з функцій управління якістю і не потребують структурних змін системи. В крайньому випадку, необхідність у структурних змінах настільки незначна, що їх можна не проводити.

До системних відносяться нововведення, які зачіпають не одну, а кілька функцій управління якістю і викликають необхідність внесення змін до змісту елементів системи. Системні нововведення можуть стосуватися однієї функції, але за масштабами впливу впливають на інші функції, що призводить до необхідності внесення в них змін. Наприклад, при виготовленні запасних частин для обладнання нафтових і газових промислів можливий перехід від відрядної форми оплати праці до погодинної або погодинно - преміальної. Відомо, що відрядна оплата праці у багатьох випадках негативно впливає на якість виготовлення і в певний момент часу, коли якість починає опускатися нижче допустимого межі. Виникає необхідність від цієї системи відмовитися і перейти до погодинної або змішаної оплати праці. Таке нововведення входить до складу функції управління якістю - матеріального стимулювання поліпшення якості. Зміна форми оплати праці торкнеться інших функцій - технологічної підготовки виробництва, контроль якості, а за масштабами дії вплине на дуже велику групу учасників процесу забезпечення якості.

За допомогою класифікації нововведень нам легше визначити адресність у реалізації нововведень. Функцію нововведення здійснює підрозділ апарату управління - технічні, технологічні служби, відділи кадрів і оплати праці, відповідальні за реалізацію тих чи інших завдань управління якістю.

Системні нововведення проводяться керівництвом, адміністрацією більш високого рівня, ніж функціональні органи управління. Це пояснюється необхідністю координації внесення змін (одночасно або в певній послідовності) у діяльність різних служб підрозділів. Для визначення порядку дії із системними і функціональними нововведеннями надзвичайно важливо оцінювати їхні наслідки і ступінь впливу на якість. Тому точні відомості одержати дуже складно, доводиться покладатися на думку авторитетних фахівців, експертів, працівників підприємства, що здійснюють розробку та впровадження нововведень у діяльність по поліпшенню якості.

В.Е.Демінг, відомий американський фахівець і вчений в галузі статистичних методів аналізу різних способів поліпшення якості вважає, що системні

нововведення більш ефективні як за масштабом впливу на якість, так і за величиною економічних результатів по поліпшенню якості.

Аналіз всього нового і вироблення на цій основі відповідних рекомендацій в інтересах поліпшення якості може бути й особливою функцією органів, служб управління якістю. У число службових обов'язків нових сучасних керівників тепер повинні включатися такі функції як:

1. Організація і керівництво розробкою, впровадженням та вдосконаленням систем якості.
2. Організація сертифікації систем якості.
3. Контроль стану та ефективності системи.
4. Контроль реалізації плану розробки і впровадження нововведень у систему якості.

Питання для самоперевірки

1. Що таке управління якістю?
2. Які аспекти управління якістю Вам відомі?
3. У чому полягають економічні аспекти управління якістю?
4. Які існують методи управління якістю?
5. Які методи є основою технічного контролю?
6. Що таке контрольна карта при управлінні якістю?

ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА

1. Енергетика: історія, сучасність та майбутнє. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/>
2. Грінченко Г.С., Василюк Т.Ю., Купріянов О.В., Близниченко О.М., Фурсова Т.М. Підвищення якості АСУ теплових електростанцій шляхом уточнення критерію оптимальності техніко-економічних показників // *Машинобудування*, 2023, №31. DOI 10.32820/2079-1747-2023-31-71-79
3. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Василюк Т.Ю., Цветкова-Канюк А.О., Толсторебров О.Т. Декомпозиція техніко-економічних показників якості енергоблоків електростанцій // *Машинобудування*. 2024. №34. <https://doi.org/10.26565/2079-1747-2024-34-08>
4. Коберник В.С. Техніко-економічні показники технологій теплової енергетики, що експлуатуються в маневрених режимах // *Проблеми загальної енергетики*. - 2021. - Вип. 3. - С. 36-42. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/PZE_2021_3_7
5. Канюк Г.І., *Методи та моделі енергозберігаючого управління енергетичними установками електростанцій* [Текст] / Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Сук І.В. –Харків: «Точка», 2016. –332 с. ISBN 978-617-669-195-2.
6. Скловська Є.Г., Сердюк Б.М., Бахмачук С.В., Шевченко Т.Є. Економіка енергетики: Підручник. – К.: Каравела, 2020. – 492 с. Режим доступу: http://library.kpi.kharkov.ua/files/new_postupleniya/ekonener.pdf
7. Лігоненко Л.О., Харчук Т.В. Економічне управління: еволюція поглядів та авторська концепція. Бюлетень міжнародного економічного форуму, 2013. № 1 (6). Режим доступу: <https://econforum.duan.edu.ua/images/PDF/2013/26.pdf>
8. Гончаров А.Б. Економічне управління підприємством: конспект лекцій / А.Б. Гончаров, Н.М. Олейнікова. Харк.нац.економ.ун-т. – Х.: Вид. ХНЕУ, 2009. – 366 с.
9. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. – Суми: Університетська книга, 2015. – 378 с. Режим доступу: https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/45315/1/Melnyk_Sotnyk.pdf
10. Прохорова В. В., Михальченко Г. Г., Буданов М. П. Класифікація ризиків в аспекті формування організаційно-економічного забезпечення управління енергетичною безпекою підприємств. *Бізнес Інформ*. 2024. № 7. С. 449–459.
11. Управління якістю. Режим доступу: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D1%96%D0%BD%D0%BD%D1%8F_%D1%8F%D0%BA%D1%96%D1%81%D1%82%D1%8E
12. Оцінювання якості та прогнозування ризиків процесів системи управління підприємств кваліметричними методами / Рудик Ю. І., Тріщ Г. М., Катрич О. О., Хімичева А. І., Малахов І. М., Тимофеев О. П. *Машинобудування*, 2024, №33. <https://doi.org/10.32820/2079-1747-2024-33-92-101>

Електронне навчальне видання комбінованого використання
Можна використовувати в локальному мережному режимі

Фурсова Тетяна Миколаївна

СИСТЕМИ ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ СКЛАДНИМИ ТЕХНІЧНИМИ КОМПЛЕКСАМИ

Навчально-методичний посібник
для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня за спеціальністю
174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

В авторській редакції

Підписано до розміщення .10.2025. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 3.39. Обсяг 2.826 Мб. Зам. № 523/25.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна