

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Оптимізація систем енергопостачання та енергозабезпечення

методичні вказівки

Вінниця
2020

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ	6
ПЕРЕДМОВА	8
ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ – ПРІОРИТЕТНИЙ НАПРЯМОК РОЗВИТКУ ЕКОНОМІКИ УКРАЇНИ	9
1.1. Основні визначення	9
1.2. Інституційний механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження у Європейському союзі.....	20
1.3. Інституційний механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження в Україні	25
ОСОБЛИВОСТІ РЕФОРМУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО СЕКТОРА	30
2.1. Ринкові перетворення.....	34
2.1.1. Моделі функціонування ринків електричної енергії	34
2.1.2. Досвід функціонування та перешкоди ефективному розвитку ОРЕ України	43
2.2. Реалізації напрямків подальшого розвитку ОРЕ	46
2.2.1. Ринок двосторонніх договорів та балансуючий ринок електричної енергії.....	56
2.2.2. Проблемні питання та рекомендації щодо впровадження конкурентної моделі ринку електричної енергії в Україні	67
2.3. Ліцензійна діяльність з передачі та постачання електричної енергії залізниць України.....	75
ЗАСТОСУВАННЯ SMART GRID	84
3.1. Основні перспективи розвитку систем електропостачання	84
3.2. Системи Smart Grid – новий етап розвитку систем електропостачання	88
3.3. Технології керування режимами роботи електричних мереж на основі пристроїв силової електроніки	94
НОРМАТИВНО-ПРАВОВІ ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ	101
4.1. Класифікація норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів	101

4.2.	Методичні засади визначення норм витрат паливно-енергетичних ресурсів	105
4.2.1.	Вимоги до нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів	105
4.2.2.	Основні етапи визначення норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів	107
4.2.3.	Методи визначення норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів	108
4.2.4.	Нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на технологічні потреби	109
4.2.5.	Нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на допоміжні потреби	113
4.2.6.	Нормування загальноцехових, загальнозаводських та групових питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів	114
4.3.	Прогнозування і планування споживання паливно-енергетичних ресурсів	117
4.3.1.	Методологічні основи прогнозування і планування споживання паливно-енергетичних ресурсів	117
4.3.2.	Прогнозування методом екстраполяції	126
ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....		137
5.1.	Розрахунок втрат в обладнанні підстанції	137
5.2.	Розрахунок втрат у тяговій мережі	143
5.3.	Обчислення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач	149
ТЕХНІЧНІ Й ТЕХНОЛОГІЧНІ ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ГОСПОДАРСТВАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАЛІЗНИЦЬ.....		176
6.1.	Комплексний і загальносистемний підхід до вибору заходів з енергозбереження.....	176
6.2.	Автоматизація управління установками реактивної потужності	196
6.3.	Застосування обладнання для своєчасного відключення (підключення) силових трансформаторів відповідно до рівня навантаження	198
6.4.	Оцінка потенціалу енергозбереження в освітлювальних установках	201
6.5.	Переведення електропостачання об'єкта на вищий рівень напруги.....	208
6.6.	Регулювання рівнів напруг на шинах ТП.....	210
6.7.	Використання на тягових підстанціях постійного струму накопичувачів електроенергії.....	219

ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ	229
7.1. Основні принципи та завдання енергозбереження і енергоефективності	229
7.2. Основні засади енергетичного менеджменту	231
7.3. Роль та значення енергетичного менеджменту на підприємстві	240
7.4. Основні форми та напрями енергетичного аудиту	245
7.5. Особливості проведення енергетичного аудиту в системах електропостачання	251
7.6. Система електропостачання як об'єкт енергетичного аудиту	257
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	261

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АВР	– автоматичний ввід резерву
АРН	– автоматичне регулювання напруги
АРП	– автоматичне регулювання потужності
АТ	– автотрансформатор
БСК	– батарея статичних конденсаторів
БВ	– балансувальний вузол
ВДТ	– вольтододатковий трансформатор
Відн. од.	– відносні одиниці
ВКБ	– конденсаторна батарея, яка вимикається
ВП	– власні потреби підстанції
ВЧ	– високочастотний зв'язок
ГК	– метод головних компонент
ДГ	– метод гармонік, що домінують
ЕРС	– електрорушійна сила
Енергоринок	– оптовий ринок електроенергії
ЕЕРП	– економічні еквіваленти реактивної потужності
ЗЗВ	– заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії
КБ	– конденсаторна батарея
к. з.	– коротке замикання
КЛ	– кабельна лінія
КВАРЕМ	– комп'ютерний «Комплекс розрахункового аналізу реактивів електричних мереж»
КРП	– компенсація реактивної потужності

КУ	– компенсуюча установка
МРН	– місцеве регулювання напруги
НКРЕ	– Національна комісія регулювання електроенергії
НЕК «Укренерго»	– Національна енергокомпанія «Укренерго»
НКБ	– конденсаторна батарея, яка не вимикається
НХВЕ	– нормативна характеристика втрат електроенергії
ОІК	– об'єднаний інформаційний комплекс
ПБЗ	– перемикання без збудження
ПЗ	– програмне забезпечення
ПЛ	– повітряна лінія
ПК	– персональний комп'ютер
ПРТ	– послідовні регульовальні трансформатори
ПС	– підстанція
РЕМ	– район електричних мереж
РП	– розподільчий пункт
РПН	– регулювання під навантаженням
РТ	– розподільчий трансформатор
СК	– синхронний компенсатор
ТВ	– телевимірювання
ТН	– трансформатори напруги
ТП	– трансформаторна підстанція
ТС	– трансформатори струму
УД	– узагальнена діаграма
УПК	– установка поздовжньої компенсації
х. х.	– холостий хід
ЦЖ	– центри живлення

ПЕРЕДМОВА

Дисципліна «Енергозбереження» базується на таких фундаментальних науках, як фізика й електротехніка, і є їх логічним розвитком. Вона є важливою ланкою в оволодінні студентами електротехнічною спеціальністю. У навчальному посібнику розглядаються основні принципи енергозбереження й енергоменеджменту в системах тягового електропостачання залізниць. Показані особливості закупівлі електроенергії з оптового ринку. Велику увагу автори приділили практичним питанням розрахунків втрат електроенергії в елементах систем тягового електропостачання постійного й змінного струму.

У цьому навчальному посібнику основна увага приділяється сучасним тенденціям в енергозбереженні. Для кращого розуміння автори використовували графічний матеріал, намагаючись не перевантажувати книгу цифрами й математичними формулами.

Автори висловлюють глибоку подяку колективам Інституту енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету «КПІ», кафедри «Відновлювальні джерела енергії» Національного гірничого університету, начальнику Головного управління електрифікації та електропостачання Укрзалізниці В. Ф. Максимчуку за цінні зауваження та рекомендації. Окрема подяка професорам П. Д. Лежнюку, Ю. Л. Саєнку, М. В. Хворосту за ретельне рецензування рукопису, що сприяло поліпшенню змісту навчального посібника. Автори також вдячні асистенту Д. В. Міронову за допомогу в оформленні рукопису.

Усі зауваження та рекомендації щодо поліпшення навчального посібника будуть прийняті авторами з вдячністю за адресою: кафедра «Електропостачання залізниць», ДНУЗТ, вул. Лазаряна, 2, м. Дніпропетровськ, 49010.

Енергозбереження – пріоритетний напрямок розвитку економіки України

1.1. Основні визначення та скорочення

Валовий внутрішній продукт (ВВП) – показник, який характеризує результати економічної діяльності у сфері матеріального й нематеріального виробництва, ринкова вартість усіх кінцевих товарів і послуг, вироблених (наданих) протягом року. Показник дозволяє зробити інтегрований вимір підсумків діяльності держави.

Ефективне використання енергетичних ресурсів – досягнення економічно виправданої ефективності використання енергетичних ресурсів при існуючому рівні розвитку техніки й технологій і дотриманні вимог до охорони навколишнього природного середовища.

Енергозбереження – діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), яка спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у національному господарстві і реалізовується з застосуванням технічних, економічних та правових методів.

Енергозберігаюча політика – адміністративно-правове і фінансово-економічне регулювання процесів видобування, переробки, транспортування, зберігання, виробництва, розподілу та застосування паливно-енергетичних ресурсів з метою їх раціонального використання та економного витрачання.

Енергоощадні (енергоефективні) заходи – заходи, спрямовані на впровадження та виробництво енергоефективної продукції, технологій та обладнання.

Енергоефективна продукція, технологія, обладнання – продукція або метод, засіб її виробництва, що забезпечують раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів порівняно з іншими

варіантами використання або виробництва продукції однакового споживчого рівня чи з аналогічними техніко-економічними показниками.

Енергоефективний проект – проект, спрямований на скорочення енергоспоживання, а саме: реконструкція мереж і систем постачання, регулювання і облік споживання води, газу, теплової та електричної енергії, модернізація огорожувальних конструкцій та технологій виробничих процесів.

Марнотратне витрачання паливно-енергетичних ресурсів – систематичне, без виробничої потреби, не зумовлене вимогами технічної безпеки недовантаження або використання на холостому ходу електродвигунів, електродвигунів та іншого електро- і теплоустановування; систематична втрата стисненого повітря, води й тепла, спричинена несправністю арматури, трубопроводів, печей і тепловикористовуючого устаткування; недотримання вимог нормативної та проектної документації щодо теплоізоляції споруд та інженерних об'єктів, яке призводить до зниження теплового опору огорожувальних конструкцій, вікон, дверей в опалювальний сезон (вид нераціонального використання паливно-енергетичних ресурсів).

Менеджмент з енергозбереження – система управління, спрямована на забезпечення раціонального використання споживачами паливно-енергетичних ресурсів.

Наскрізна норма питомих витрат – це показник витрат певного виду енергоресурсу на одиницю продукції протягом певного технологічного циклу виробництва в основних і допоміжних службах підприємства.

Нераціональне (неефективне) використання паливно-енергетичних ресурсів – прямі втрати паливно-енергетичних ресурсів, їх марнотратне витрачання та використання понад встановленого показника питомих витрат, визначеного системою стандартів, а до введення в дію системи стандартів – нормами питомих витрат палива і енергії.

Непродуктивна витрата електроенергії – втрати електричної енергії, викликані порушенням стандартів, норм, регламентів і безгосподарністю.

Нормування витрат ПЕР – це встановлення планової об'єктивно необхідної величини їх споживання на одиницю виробленої продукції, виконаних робіт або наданих послуг встановленої якості.

Норма питомої витрати паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) – це затверджений уповноваженим на те Кабінетом Міністрів України органом виконавчої влади показник використання ПЕР на одиницю виробленої продукції, виконаних робіт або наданих послуг встановленої якості, орієнтований на прогресивне виробництво.

Паливно-енергетичні ресурси – сукупність усіх природних і перетворених видів палива та енергії, які використовуються в національному господарстві.

Показник електроефективності – абсолютна або питома величина споживання або втрати електричної енергії для продукції будь-якого призначення, встановлені державними стандартами.

Прибуток – ефект в абсолютних значеннях (перевищення доходів над витратами на впровадження енергозберігаючих заходів у грошовому еквіваленті).

Прямі втрати паливно-енергетичних ресурсів – втрата паливно-енергетичних ресурсів поза технологічними процесами (вид нерационального використання паливно-енергетичних ресурсів).

Рентабельність – ефект у відносних одиницях (відношення прибутку або доходів до витрат), який відображає частку витрат, повернену щорічно у вигляді прибутку або доходів.

Система енергетичного менеджменту – це система керування, яка забезпечує таку роботу підприємства, при якій споживається тільки цілком необхідна для виробництва кількість енергії, та інструмент керування підприємством, знання про розподіл і умови споживання енергоресурсів на підприємстві.

Термін окупності – час, протягом якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку й можуть бути використані для нових вкладень (розширеного відтворення).

Баланс електроенергії – система показників ліцензіата-передавача за календарний (розрахунковий) період, складена на основі показів розрахункових засобів обліку, яка характеризує сумарні й з розбивкою на кожному ступені напруги значення надходжень, віддач, трансформуваль електроенергії та структури звітного значення технологічних витрат електроенергії.

Відгалуження (від лінії електропередачі) – лінія електропередачі, приєднана одним кінцем до іншої лінії електропередачі в проміжній точці.

Власні потреби підстанції – сукупність допоміжного обладнання, пристроїв та електричної частини, що належить до них, яка забезпечує роботу підстанції.

Головна ділянка лінії – ділянка лінії, яка з'єднує точку живлення з наступним вузлом із найбільшою сумарною приєднаною потужністю ділянки розподільчої лінії.

Графік навантаження енергоустановки споживача – крива змін у часі навантаження енергоустановки споживача.

Ділянка лінії – частина розподільчої лінії, виконана проводом або кабелем певної марки й певної довжини, що з'єднує вузли лінії.

Еквівалентний опір лінії – величина опору схеми заміщення розподільчої лінії, приведена до одного елемента, змінні втрати потужності в якому дорівнюють змінним втратам потужності у всіх ділянках цієї лінії.

Еквівалентний опір трансформаторів – величина опору схеми заміщення трансформаторів, приведена до одного елемента, змінні втрати потужності в якому дорівнюють змінним втратам потужності у всіх трансформаторах електричної мережі.

Електрична енергія (активна) – електроенергія, яка перетворюється в інший вид енергії.

Електрична мережа (електромережа) – сукупність підстанцій, розподільчих установок і ліній електропередачі, які їх з'єднують, призначена для передавання й розподілу електричної енергії.

Електрична підстанція – електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, складена з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, розподільчих і керувальних установок і допоміжних пристроїв.

Електропередавальна організація (ліцензіат-передавач) – суб'єкт господарювання, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії магістральними (міждержавними) електричними мережами або місцевими (локальними) електромережами, а також постачальники електричної енергії за регульованим тарифом, які здійснюють свою діяльність на закріпленій території.

Живильна електрична мережа – електрична мережа, яка має у своєму складі живильні лінії та розподільчі пункти й забезпечує концентроване передавання електроенергії в райони, віддалені від джерел живлення.

Заходи щодо зниження втрат електроенергії – заходи, що приводять до зниження втрат електроенергії, але витрати на які не окупаються за рахунок їх зниження.

Замкнена електрична мережа – електрична мережа, у схемі нормального режиму якої кожна лінія належить щонайменше до одного замкненого контуру.

Зведене до року зниження втрат електроенергії від упровадження технічного заходу – розрахункове зниження втрат електроенергії, отримане за рік.

Звітне значення витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів – складова частина звітного значення технологічних витрат електроенергії, яка дорівнює кількості електроенергії, витраченої на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, визначена за показами розрахункових засобів обліку електроенергії.

Змінні втрати електроенергії – складова частина втрат електроенергії в елементах електричних мереж, які залежать від значення струму, що протікає по цих елементах.

Зниження втрат електроенергії з моменту впровадження заходу – зниження втрат електроенергії, отримане за період з моменту впровадження заходу до кінця звітного або планового періоду (кварталу, року).

Кабельна лінія електропередач – лінія електропередач, складена з одного або кількох кабелів, прокладених безпосередньо в землі, кабельних каналах, трубах і кабельних конструкціях.

Лінія електропередачі (лінія) – електрична лінія, яка виходить за межі електростанції або підстанції і призначена для передачі електричної енергії на відстані.

Магістральні електричні мережі – електричні мережі напругою 220 кВ і вище та міждержавні електричні мережі з усією інфраструктурою, у тому числі системи автоматики, захисту, керування, регулювання та зв'язку, які перебувають у повному господарському віданні електропередавальної організації.

Максимум навантаження – найбільше значення активного навантаження за певний період часу.

Мінімум навантаження – найменше значення активного навантаження за певний період часу.

Надходження електроенергії – кількість електроенергії, яка отримана ліцензіатом-передавачем на межах балансової належності технологічних витрат електроенергії у електричних мережах від сусідніх ліцензіатів-передавачів, генеруючих джерел і підстанцій споживачів електроенергії.

Небаланс електроенергії на шинах об'єкта (підстанції, електростанції) – розрахована у відносних одиницях похибка вимірювання кількості електроенергії на основі технічних характеристик, кількості засобів вимірювання й кількості електроенергії, яка надійшла на шини об'єкта та віддана з шин об'єкта через кожний засіб обліку.

Нетехнічні (комерційні) втрати електроенергії в електричних мережах – частина звітних технологічних витрат електроенергії, що виникає під час постачання електроенергії та зумовлена похибками вимірювання надходжень та віддач електроенергії розрахунковими засобами обліку, а також заниженням віддачі електроенергії споживачам через крадіжки електроенергії, недостовірність обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію, помилки під час визначення обсягу споживання електроенергії за розрахунковий місяць за усередненими значеннями споживання електроенергії споживачами без зняття в цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії, неоднчасне зняття показів розрахункових засобів обліку, наявність сезонної складової та робота розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, які перевищують їх нормовані значення.

Номинальна напруга електричної мережі – напруга, на яку розраховано електричну мережу.

Нормальний режим роботи – режим, за якого забезпечується постачання електроенергії належної якості всім споживачам.

Нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах – складова звітного значення технологічних витрат електроенергії, яка дорівнює сумі значень технічних розрахункових витрат електроенергії у елементах електричних мереж і нормативних витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів.

Об'єднана енергетична система – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних за-

гальним режимом у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілення електроенергії та тепла за умови загального керування цим процесом.

Об'єкт електроенергетики (енергооб'єкт) – електрична станція (крім ядерної частини атомної електричної станції), електрична підстанція, електрична мережа, підключені до об'єднаної енергетичної системи України.

Оптимальний рівень технічних втрат електроенергії – різниця між технічними втратами електроенергії в електричній мережі за розрахунковий період і сумарним зниженням технічних втрат електроенергії від упровадження всіх техніко-економічних обґрунтованих заходів із супутнім зниженням втрат, передбачених схемами розвитку мереж. Оптимальний рівень технічних втрат електроенергії є тією межею, якої повинен прагнути персонал під час розробки й виконання плану заходів щодо зниження втрат електроенергії.

Організаційні заходи – заходи, які забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок оптимізації схем і режимів роботи електричних мереж і електростанцій, удосконалення їх технічного обслуговування.

Перехідний ефект зниження втрат електроенергії – зниження втрат електроенергії, отримане в поточному році за рахунок технічних заходів, упроваджених у попередньому році, яке дорівнює різниці між зведеним до року зниженням втрат електроенергії у попередньому році й зниженням втрат електроенергії з моменту впровадження до кінця попереднього року.

Повітряна лінія електропередач – лінія електропередач, проводи якої підтримуються над землею за допомогою опор та ізоляторів.

Постачальник електричної енергії – суб'єкт господарювання, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом (енергопостачальники, які здійснюють свою діяльність на закріпленій території) або нерегульованим тарифом.

Принципова схема нормального режиму роботи електричної мережі – схема з'єднань елементів електричної мережі на підставі попорних схем і паспортів ліній електропередач з урахуванням вимог щодо економічності та надійності постачання електроенергії споживачам, яка забезпечує нормальний режим роботи електричної мережі.

Радіальна лінія електропередачі – лінія електропередачі, до якої електрична енергія надходить тільки з одного кінця.

Реактивна енергія – обмінна електрична енергія в системах змінного струму, яка періодично накопичується та віддається електричними й магнітними полями, що виникають під час функціонування електричної системи та всіх приєднаних до неї електроустановок.

Розімкнена електрична мережа – електрична мережа, у нормальному режимі якої діє одне джерело живлення і немає жодного замкненого контуру.

Розподільча електрична мережа – електрична мережа, яка забезпечує розподіл електричної енергії між пунктами споживання.

Розподільча лінія, фідер – деревоподібна схема однієї лінії однакової номінальної напруги від точки живлення до точок нормального розмикання або тупикових підстанцій (розподільчі лінії умовно поділяються на повітряні й кабельні; якщо лінія має кабельні й повітряні частини, то вона належить до однієї із зазначених категорій за ознакою, яка переважає).

Розподільчий пункт – електрична розподільча установка, яка не належить до підстанції.

Розрахунковий період – календарний відрізок часу (місяць, квартал, рік), прогнозний або звітний, для якого виконуються розрахунки технологічних витрат електроенергії.

Системотвірна електрична мережа – мережа вищих ступенів напруги, яка забезпечує надійність і стійкість її, як єдиного об'єкта, та складається, як правило, із замкнених і розімкнених мереж.

Споживач електричної енергії (споживач) – юридична або фізична особа – суб'єкт господарської діяльності, який використовує електричну енергію для забезпечення потреб власних електроустановок на підставі договору.

Ступінь напруги – одне з номінальних значень напруги, яке використовується в даній електричній мережі.

Суб'єкт електроенергетики (суб'єкт енергетики) – суб'єкт господарювання незалежно від форм власності та відомчої належності, який займається виробництвом, передаванням, постачанням електричної енергії та теплової енергії у разі централізованого теплопостачання.

Сусідня електропередавальна організація (сусідній ліцензіат-передавач) – електропередавальна організація, яка є другим суб'єктом на межі балансової належності технологічних витрат електроенергії в електричних мережах між електропередавальними організаціями.

Технічні заходи – заходи щодо будівництва і реконструкції електричних мереж, що забезпечують зниження втрат електроенергії. Технічні заходи поділяються на заходи щодо зниження втрат електроенергії і заходи із супутнім зниженням втрат електроенергії.

Технічні заходи з перехідним зниженням втрат електроенергії – заходи, впроваджені не на початку року.

Технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії – це заходи, термін окупності витрат на впровадження яких за рахунок ефекту тільки від зниження втрат електроенергії не перевищує періоду більше одного року.

Технічні заходи із супутнім зниженням втрат електроенергії – це заходи з терміном окупності витрат на їх упровадження більше трьох років.

Технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах електричних мереж (втрати електроенергії) – кількість електроенергії, що витрачається на фізичні процеси нагрівання струмопровідних частин елементів електричних мереж під час протікання по них електричного струму, нагрівання магнітопроводів і окремих частин елементів конструкції електричних апаратів і коронного розряду повітряних ліній електропередач, яка визначається розрахунковим шляхом з урахуванням певних умов і припущень.

Технологічні витрати електроенергії в електричних мережах – кількість електроенергії, яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають у них під час передавання електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів і витрат електроенергії на плавлення ожеледі.

Трансформування електроенергії – кількість електроенергії, передана через трансформатори з одного ступеня напруги на інший у межах мереж ліцензіата-передавача.

Трансформаторна підстанція – електрична підстанція, призначена для трансформування електричної енергії.

Умовно-постійні втрати електроенергії – складова частина втрат електроенергії в елементах електричних мереж, які можна вважати незалежними від струму, що протікає по цих елементах.

Усталений режим роботи – режим роботи, за якого параметри режиму вважаються незмінними.

Енергетичний аудит (енергетичне обстеження) – визначення ефективності використання ПЕР та розроблення рекомендацій щодо її покращення.

Діяльність у сфері енергетичного аудиту (енергоаудиторська діяльність) – це одна із форм проведення державної політики у сфері енергозбереження, яка полягає в наданні допомоги суб'єктам господарювання (підприємствам, організаціям та установам) у підвищенні ефективності використання ними ПЕР шляхом проведення енергетичних аудитів, оцінки потенціалу енергозбереження та розробки рекомендацій із упровадження організаційних, правових, технічних і технологічних заходів з енергозбереження.

Енергоаудитор – кваліфікований фахівець, який має право (сертифікат) на можливість діяльності у сфері енергетичного аудиту.

Енергоаудиторська компанія – це організація, яка має ліцензію на право здійснення енергоаудиторської діяльності на території України і займається винятково проведенням енергетичного аудиту та наданням супутніх енергоаудиторських послуг.

Енергосервісна (енергозберігаюча сервісна) компанія – це підприємство чи організація, основними видами діяльності яких є: проведення енергетичного аудиту, розробка та впровадження проектів з енергозбереження, включаючи їх фінансування як власними коштами, так і коштами, залученими від третіх осіб.

Енергоаудиторський висновок – це офіційний документ, засвідчений підписом та печаткою енергоаудитора (енергоаудиторської компанії), який складається у встановленому порядку за результатами проведення енергетичного аудиту і містить висновок про рівень ефективності споживання ПЕР суб'єктом господарювання, а також щодо відповідності чинному законодавству та встановленим нормативам діючої на об'єкті енергоаудиту системи енергоменеджменту (управління споживанням ПЕР).

Звіт з енергетичного аудиту – це офіційний документ, засвідчений підписом і печаткою енергоаудитора (енергоаудиторської компанії), який складається у встановленому порядку за резуль-

татами проведення енергетичного аудиту і містить результати оцінки потенціалу енергозбереження та ефективності використання ПЕР об'єктом, а також розробки рекомендацій щодо підвищення ефективності споживання ПЕР із виконанням технічних вимог, вимог до якості продукції, охорони праці та навколишнього середовища.

Інформаційне забезпечення енергетичного аудиту – цілеспрямована робота зі збору інформації, її реєстрації, передачі, обробки, узагальнення, аналізу, зберігання та пошуку суб'єктами енергетичного аудиту з метою використання для здійснення енергоаудиторської діяльності.

Енергетичний менеджмент – це вид управлінської діяльності, спрямований на забезпечення раціонального використання споживачами паливно-енергетичних ресурсів, він базується на проведенні вимірювань та перевірок, а також аналізі енерговикористання та впровадженні енергозберігаючих заходів.

Потенціал енергозбереження – максимально можлива сумарна економія ПЕР, отримана за певний період часу, при оптимальному використанні передового технологічного й енергетичного обладнання, застосуванні передових технологій, наукової організації виробництва, за умови виконання технічних і технологічних вимог, а також вимог до якості продукції, охорони навколишнього середовища та охорони праці.

Методика проведення енергетичного аудиту – система організаційних і технічних процедур (прийомів та методів) обстеження й аналізу ефективності використання ПЕР суб'єктом господарювання, розробки енергозберігаючих заходів та їх економічної оцінки згідно із поставленими цілями суб'єкта господарювання у сфері енергозбереження.

Інші терміни вживаються у значенні, визначеному в ДСТУ 3440 та ДСТУ 3429.

1.2. Інституційний механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження у Європейському союзі

Діяльність органів Співтовариства у сфері енергозбереження розглядається як складова загальної енергетичної політики з огляду на статтю 174 (колишню статтю 130) Договору про заснування ЄС, яка передбачає, що політика Співтовариства у сфері навколишнього середовища має на меті розумне та раціональне використання природних ресурсів, а також підтримку на міжнародному рівні заходів для розв'язання регіональних та загальних проблем навколишнього середовища. Таким чином, у сфері енергетики та енергозбереження відповідні органи ЄС діють у межах своїх загальних повноважень, інституційний механізм регулювання відносин з енергозбереження в ЄС не розвивається як окремий механізм, а є тісно пов'язаним із загальним механізмом у сфері енергетики та транспорту.

Щодо органів, які здійснюють регулювання та управління в галузі енергетики і, зокрема, у сфері енергозбереження, то в Договорі про заснування ЄС передбачено, що завдання, покладені на Співтовариство, мають виконувати такі інституції: Європейський парламент, Рада міністрів, Європейська комісія, Суд справедливості та Палата аудиторів. «Інституційний трикутник» – Комісія, Європейський парламент та Рада – розробляє основні напрями політики та затверджує нормативні акти у сфері енергозбереження, які застосовуються на території всього ЄС. Комісія вносить пропозиції щодо прийняття нових законів, а ухвалюють їх уже Парламент та Рада. Дві інші інституції також відіграють значну роль: Суд справедливості забезпечує дотримання європейського законодавства, а Палата аудиторів слідкує за витрачанням коштів на діяльність ЄС. Загальна компетенція зазначених органів поширюється і на питання у сфері ефективного використання енергії. Рада складається з представників держав-членів, тобто на засіданнях Ради присутній один міністр з кожного національного уряду ЄС; який саме міністр відвідує засідання залежить від питань, винесених на порядок денний. Якщо, наприклад, Рада обговорює питання, пов'язані з навколишнім середовищем, на засіданні буде присутній міністр з охорони навколишнього середовища (з екологічних питань) кожної держави-члена ЄС, і такі засідання матимуть назву «Екологічна рада». Усього існує дев'ять таких

конфігурацій Ради залежно від предмета обговорення, серед яких є Рада з питань транспорту, телекомунікації та енергетики. У рамках цієї Ради й розглядаються питання енергозбереження.

Таким чином, політика енергоефективності дуже тісно пов'язана з енергетичною політикою Співтовариства і є її складовою, тобто при прийнятті рішень у сфері енергетики завжди має враховуватись аспект енергозбереження. Європейський союз обрав спосіб розв'язання проблеми значної залежності ЄС від імпортованих енергоресурсів шляхом зменшення попиту через більш ефективне, раціональне використання наявного обсягу енергоресурсів та уникнення марнотратства енергії.

Комісар з питань енергетики, який входить до складу Європейської комісії, відповідає також і за провадження політики з енергозбереження. Забезпечення Європи стабільним енергопостачанням з одночасним наданням можливості споживачам купувати електроенергію та газ за доступними цінами і є головним завданням Комісара з питань енергетики, проте, виконуючи ці завдання, він також забезпечує реалізацію положень щодо розвитку ефективного використання енергії, зокрема кінцевими споживачами. Окрім того, у складі Європейської комісії з 1 січня 2000 року функціонує Генеральний директорат з питань енергетики та транспорту, який було створено внаслідок злиття Директорату з питань енергетики та Директорату з питань транспорту. Поєднання цих сфер впливу в одній інституції пояснюється комплексним підходом Співтовариства до розв'язання проблеми значної енергозалежності. Насамперед це пов'язано з тим, що одним з найбільших споживачів енергії є транспортний сектор. Окрім того, транспортний сектор має стратегічне значення для існування держави та гарантування її безпеки. У цьому випадку ЄС спирається на положення про те, що комплексні питання постачання енергії та забезпечення енергією, а також її раціональне використання транспортним сектором мають регулюватися узгоджено.

Генеральний Директорат з питань енергетики та транспорту очолює директор, він підзвітний Комісару з питань транспорту та Комісару з питань енергетики й тісно співпрацює з іншими Директоратами, наприклад, у сфері охорони навколишнього середовища, досліджень та міжнародних відносин. Генеральний Директорат з питань енергетики та транспорту відповідає за розвиток та впровадження політики ЄС у сфері енергетики та транспорту, під час здійснення

якої враховуються критерії енергоефективності. Його основне завдання – забезпечувати проведення енергетичної та транспортної політики з найбільшою користю для всіх сфер суспільства, для ділових, міських, сільських районів і, понад усе, для населення. Сектори енергетики та транспорту є центральними для забезпечення європейського способу життя та функціонування економіки, а тому керівництво цих секторів відповідальне і за економічні, соціальні умови та умови у сфері охорони навколишнього середовища та гарантування безпеки, зниження енергозалежності Співтовариства шляхом раціонального використання енергоресурсів, і саме ці галузі є не тільки найбільш залежними від енергоресурсів, але й можуть впроваджувати новітні енергозберігаючі технології. З листопада 2004 року віцепрезидент Європейської комісії відповідає за транспортну політику, а Комісар – за політику у сфері енергетики.

Генеральний Директорат з питань енергетики та транспорту налічує понад 1000 працівників у десяти Директоратах, які розміщуються в Брюсселі та Люксембурзі. Про те, що провадженню політики енергозбереження в Генеральному Директораті з питань енергетики та транспорту приділяється значна увага, свідчить той факт, що до компетенції одного з Директоратів належить сфера «Нові та відновлювальні джерела енергії, енергоефективність та інновації». Цей Директорат складається з чотирьох департаментів: департамент регуляторної політики та поширення відновлювальних джерел енергії, департамент з управління програмами дослідження та технічного розвитку у сфері енергетики, департамент з енергоефективності, департамент з питань чистого транспорту та сталого розвитку. Відповідно питаннями, пов'язаними з реалізацією політики енергоефективності у Європейському співтоваристві, опікується департамент з енергоефективності, проте і в цій інституційній структурі ЄС ми спостерігаємо комплексний підхід до раціонального використання енергії, тобто враховуються такі сфери застосування енергозбереження, як відновлювальна енергетика, чистий транспорт, беруться до уваги нові розробки програм дослідження та технічного розвитку в секторі енергетики.

Виконавча Агенція «Розумна енергія для Європи», яка займається впровадженням програм щодо фінансової допомоги в енергетичному секторі, зокрема і проектами, пов'язаними з поширенням енергозбереження та відновлювальних джерел енергії у Співтоваристві, також

підзвітна Генеральному Директорату з питань енергетики та транспорту. Окрім розвитку транспортної та енергетичної політики Співтовариства, включаючи державні допомоги, Генеральний Директорат відповідає за управління програмами фінансової підтримки транс'європейських мереж, технологічного розвитку та інновацій.

Одним з пріоритетних напрямів дій Директорату протягом 2005 року було заохочення сталого розвитку, а саме: проводилася робота щодо послідовного оподаткування та створення прозорої інфраструктури з метою забезпечення справедливих цін для споживачів та заохочення до зміни дорожнього транспорту на види, більш сприятливі для навколишнього середовища; зменшення попиту на енергію, зокрема шляхом впровадження активної політики енергоефективності, яка визначена у Зеленій книзі; поширення використання відновлювальних джерел енергії, щоб досягти 22 % «зеленої» електроенергії у 2010 році.

У березні 2000 року десять національних регуляторних органів вирішили підписати «Меморандум порозуміння про створення Ради європейських регуляторів з енергетики», таким чином було створено РЄРЕ. Ключовими цілями створення РЄРЕ були: співпраця між національними регуляторами з питань енергетики та співпраця з інституціями ЄС, зокрема з Генеральним директором з питань енергетики та транспорту, Генеральним директором з питань конкуренції та Генеральним директором з питань проведення досліджень щодо енергетичних аспектів. Для розв'язання постійно зростаючої кількості питань та для поліпшення співпраці на рівні провадження діяльності, регуляторні органи у 2003 році вирішили створити неприбуткову асоціацію відповідно до законодавства Бельгії та заснувати невеликий офіс у Брюсселі.

Загальною метою діяльності Ради європейських регуляторів з енергетики є сприяння створенню єдиного конкурентного, ефективного та сталого внутрішнього ринку газу та електроенергії у Європі, а також обмін інформацією між членами про питання ефективного використання енергетичних ресурсів.

Окрім того, у Йоганнесбурзі у 2002 році відбувся світовий саміт щодо сталого розвитку, на якому було прийнято Йоганнесбурзький план імплементації, який, зокрема, передбачав потребу у швидкому та суттєвому збільшенні світової частки джерел відновлювальної енергії з метою підвищення її внеску до загального постачання

енергії. Визнавалася значна роль встановлення національних та добровільних регіональних показників, а також проведення ініціативних дій. Щоб забезпечити відповідне втілення зазначеного Плану щодо відновлювальної енергетики, ЄС разом з країнами-однорідцями прийняли «Декларацію стосовно шляху для відновлювальної енергетики». Відтак відповідні міністри цих держав та компетентні службовці регулярно проводять зустрічі під час конференцій та інших заходів. Високі посадовці визначили значне коло завдань стосовно поліпшення політики з питань відновлювальної енергетики та заходів, пов'язаних також з охороною навколишнього середовища, безпекою енергопостачання, розвитком сільського господарства та підприємництва, торгівлі, працевлаштування.

Група держав, які підтримують цю Декларацію, відомі як Йоганнесбургська Коаліція з питань відновлювальної енергетики. Засновниками були 66 держав, проте сьогодні кількість зросла до 88 (Україна не приєдналася до цієї Декларації). Члени Коаліції визнають найбільш важливим інструментом для впровадження та розвитку інтегрованої політики введення зв'язаних часовим проміжком показників, які мають бути досягнуті. Показники можуть встановлюватись у різних форматах і є ефективними інструментами для пришвидшення розвитку ринку відновлювальної енергетики та для заохочення інвестицій.

Таким чином, інституційний механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження у Європейському Союзі полягає: у розробці та впровадженні спільної політики з енергозбереження та енергоефективності; встановленні ефективної ринкової структури; зацікавлення і самого ринку, і споживачів ПЕР в енергозбереженні, розвитку та підтримці самої інституційно-організаційної основи. Інституційний механізм удосконалюється разом із розвитком самої структури ЄС і останнім часом схиляється до створення суспільних неприбуткових організацій, які б могли впливати на відповідні регулюючі органи країн ЄС шляхом розробки та впровадження суспільно значущих програм з енергозбереження та енергоефективності.

1.3. Інституційний механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження в Україні

Створення та розвиток інституційного механізму регулювання відносин у сфері енергозбереження в Україні не можна відірвати від формування структури органів виконавчої влади, впровадження адміністративної реформи та змін до Конституції України 2004 року.

У 1993–1994 рр. почала формуватися законодавча база з енергозбереження і розвиватися відповідні державні інститути. Так, Закон України «Про енергозбереження» визначив інституційні, регуляторні й економічні механізми енергозбереження, що відіграло значну роль у створенні системи керування ефективним використанням енергії в Україні.

У порядку реалізації інституційних засад енергозбереження, окреслених Законом України «Про енергозбереження», Указом Президента України від 26.07.1995 р. № 666 було утворено Державний комітет України з енергозбереження, як центральний орган виконавчої влади, що здійснює державне управління і проведення єдиної державної політики у сфері енергозбереження та підвищення ефективності роботи щодо раціонального використання та економного витрачання ПЕР. Функції Комітету визначені Указом Президента України [66]. Основними завданнями Державного комітету з енергозбереження (Держкоменергозбереження) були: керівництво діяльністю з ефективного використання енергії на урядовому рівні; реалізація всебічної державної політики у сфері ефективного використання енергії; підвищення результативності заходів з ефективного використання енергії; координація діяльності міністерств та інших державних органів з питань ефективного використання енергії, а також роботи підприємств, установ і організацій, підпорядкованих Комітету. В 1999 р. уряд створив Державну інспекцію з енергозбереження з метою забезпечення нагляду за дотриманням нормативів і стандартів з ефективного використання енергії. Більш докладний опис цієї нормативної ролі наведений нижче.

На виконання Указів Президента Постановою Кабінету Міністрів України від 09.01.96 р. № 20 «Про управління сферою енергозбереження» [40] було передбачено створення підрозділів з енергозбереження в центральних органах виконавчої влади, до сфери управління

яких входять підприємства та організації, що займаються видобуванням, переробкою, перетворенням, транспортуванням, зберіганням, обміном та використанням паливно-енергетичних ресурсів. Типове положення про підрозділ з енергозбереження в цих органах влади [63] затверджено наказом Державного комітету з енергозбереження від 06.03.96 р. № 10, зареєстрованим у Мін'юсті 21.03.96 р. за № 130/1155. Окрім того, Постановою Кабінету Міністрів України від 29.05.96 р. № 575 «Питання Державної інспекції з енергозбереження» [35] (втратила чинність) з метою здійснення контролю щодо виконання нормативів витрат ПЕР на підприємствах, в установах і організаціях, забезпечення проведення державної експертизи з енергозбереження та виконання інших функцій у сфері енергозбереження було створено Державну інспекцію з енергозбереження та її територіальні органи. Державна інспекція, у складі якої налічувалося 2 регіональні та 23 обласні інспекції з енергозбереження, виконує декілька завдань, у тому числі проведення технічної експертизи і контроль за впровадженням енергоефективних технологій та ізоляційних матеріалів під час будівництва і реконструкції. Інспекція також встановлює норми використання енергії в промисловості для кожного виду продукції і потім контролює дотримання цих норм виробниками. Відтак Постановою від 29.06.00 р. № 1039 «Питання Державної інспекції з енергозбереження» [36] їй надано статус урядового органу державного управління, що діє у складі Державного комітету України з енергозбереження та йому підпорядковується.

Ці заходи були адекватними ситуації щодо безпрецедентно високого рівня енергоємності ВВП в Україні, який до того ж постійно зростав з року в рік. Водночас слід відзначити певну компромісність, половинчастість постанов КМУ «Про управління сферою енергозбереження» [40] від 09.01.96 р. № 20 та «Про упорядкування структури місцевих державних адміністрацій» [39] від 18.05.00 р. № 821, які мали рекомендований характер щодо створення підрозділів з енергозбереження в регіонах. Як наслідок, часто питання енергозбереження покладалися на окремих спеціалістів підрозділів енергетики, які займалися специфічними проблемами ПЕК, і які є другорядними стосовно власне проблем енергозбереження. Ще більш незадовільною була ситуація на районному рівні. Певною мірою ситуацію із питаннями енергозбереження в органах виконавчої влади та бюджетних установах було виправлено із прийняттям Постанови КМУ від 29.08.02 р.

№ 1262 [37] (втратила чинність) та Постанови Кабінету Міністрів України від 26.03.03 р. № 390 [38] (втратила чинність), якою затверджено Типове положення про управління з енергозбереження обласної, Севастопольської міської державної адміністрації. У результаті, із передбачених Законом України «Про енергозбереження» механізмів державного регулювання, реально працювали лише ті, які безпосередньо були покладені на Держкоменергозбереження та Державну інспекцію з енергозбереження.

20.04.2005 року Президент України підписав Указ [65], яким в рамках адміністративної реформи був ліквідований Державний комітет з енергозбереження. Міністерство палива та енергетики отримало вказівку про залучення Державного комітету з енергозбереження до свого складу і про взяття на себе відповідальності за стратегію енергозбереження в Україні. Слід відзначити, що таке рішення було поставлене під сумнів більшістю експертів з енергозбереження, включаючи авторів, які вказували на той факт, що Міністерство, яке є великим власником енергетичних активів, не може бути активним прихильником і керівником програм з енергозбереження.

Указом Президента України від 31.12.2005 р. № 1900/2005 «Про утворення Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів» [67] на базі ліквідованого Державного комітету з енергозбереження було створено Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів з метою підняття рівня управління енергозбереженням (зараз – Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України. Маючи особливий статус державного органу, Агентство отримало такі доручення: впровадження державної політики у сфері енергоспоживання і енергозбереження; забезпечення зростання частки відновлювальної енергії в балансі споживання і виробництва енергії; створення державної системи контролю за виробництвом, споживанням, експортом та імпортом енергії; удосконалення системи реєстрації і керування енергоспоживанням; забезпечення функціональності системи норм і нормативів. Агентство має відігравати провідну роль у справі розробки і впровадження стратегії ефективного використання енергії в Україні. Надалі Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів було

перейменовано в Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України.

Таким чином, інституційно-організаційна основа енергозбереження в Україні полягає в координації та реалізації державної політики на регіональному, галузевому та міжгалузевому рівнях; запровадженні добровільних угод щодо підвищення енергоефективності між урядом та підприємствами, споживачами та постачальниками; проведенні експертизи з енергозбереження, наданні технічної та фінансової допомоги, залученні спеціалістів з енергозбереження, запровадженні системи консультаційних центрів. Сама структура складається з органів державної виконавчої влади, спеціалізованих підрозділів в органах місцевої влади, органів нагляду, державних та приватних суб'єктів господарювання. Крім того, державні інституції спрямовують діяльність на поєднання зусиль виробників та споживачів енергоресурсів у сфері енергоефективності через механізм енергетичного менеджменту та управління енерговикористанням.

В ЄС та Україні частково збігаються інституційні механізми у вигляді цільових програм (хоча в Україні вони мають галузевий характер) та діяльності енергосервісних компаній. Практично відсутній в Україні механізм залучення громадських організацій у процеси енергозбереження та енергоефективності.

На думку авторів, важливо зміцнити координуючу роль Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України в наданні споживачам ініціатив з енергозбереження, інформуванні стосовно вжитих заходів. Заходи державного масштабу повинні також супроводжуватися регіональними і місцевими заходами. Стосовно цього обласні, районні та місцеві відділи з енергозбереження повинні забезпечити ефективне впровадження національної стратегії енергозбереження на регіональному рівні.

Контрольні запитання та завдання

1. Як Ви розумієте марнотратне використання паливно-енергетичних ресурсів?
2. Який існує механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження у Європейському союзі?
3. Розкрийте інституційний механізм регулювання відносин у сфері енергозбереження в Україні.
4. Надайте визначення ефективного використання енергетичних ресурсів.

Особливості реформування енергетичного сектора

Глобальною тенденцією в сучасному світі є зміни структурних пропорцій енергетичних балансів розвинутих країн на основі прогресивних енерготехнологій, що у свою чергу радикально змінюватиме способи та безпеку життєдіяльності суспільства у сфері видобування та використання ПЕР [1–3, 12, 16, 21, 30, 33, 48, 61].

Структурні диспропорції енергетичного балансу та цінові перекося на ринках енергоресурсів України посилюють ризики стабільного енергозабезпечення країни в умовах підвищення світових цін та зростаючої конкуренції між вітчизняними та іноземними енергетичними компаніями. Таким чином, головним завданням державної енергетичної політики в середньостроковому періоді є оптимізація енергобалансу держави за рахунок підвищення енергоефективності економіки та збільшення частки власних джерел енергоресурсів, а також альтернативних видів палива.

Найбільш адекватною реакцією на сучасні зовнішньоекономічні виклики в енергетичній сфері для України мають стати радикальні структурні реформи в енергетиці: удосконалення системи управління ПЕК та планування його розвитку; лібералізація та інтеграція енергетичних ринків; підвищення енергоефективності економіки та реалізація програми збільшення в енергетичному балансі частки альтернативних джерел енергії. Лише за таких умов країна матиме необхідний для стабільного соціально-економічного розвитку рівень національної енергетичної безпеки.

Взаємозумовленість розвитку економіки та енергетики країни потребує чіткого взаємоузгодження стратегічних орієнтирів економічної та енергетичної політики. З одного боку, розвиток ПЕК не повинен стримувати зростання ВВП через необґрунтоване підвищення цін на енергоресурси та відволікання державних інвестиційних ресурсів

на субсидії нерентабельним виробництвам, а з іншого – економічне зростання стає передумовою нагромадження капіталу, а відтак і модернізації ПЕК.

На сьогодні інституційні засади функціонування ринку не відповідають його організаційній структурі. У свою чергу це призводить до непрозорого перерозподілу прав власності та посилення неформальних відносин між суб'єктами ринку, поширення тіньових схем взаєморозрахунків та непрозорого руху енергетичних потоків. Державне регулювання цих негативних явищ має бути спрямоване на усунення суперечностей між існуючими схемами функціонування ринків та існуючою моделлю управління і регулювання. Такі суперечності стали наслідком різних підходів, непослідовності та неузгодженості державної політики щодо формування конкурентної структури енергоринків, що фактично призвело до стагнації реформ в енергетиці [32, 58, 62].

Реформування енергетичного сектора має відбуватися з урахуванням орієнтирів реформування економіки в цілому.

У Програмі економічних реформ на 2010–2014 рр. сформовано принципи довгострокового економічного зростання на основі реформування та модернізації наявної економічної системи [49, 52, 68, 69]. Вирішення цих завдань видається можливим лише завдяки поетапному впровадженню системи організаційно-економічних заходів щодо підвищення та ефективного використання потенціалу промисловості України, що має стати одним із важливих напрямів забезпечення конкурентоспроможності вітчизняної продукції на зовнішньому та внутрішньому ринках; подоланню наслідків фінансово-економічної кризи; сприянню структурно-технологічній перебудові економіки; забезпеченню її розвитку в процесі реформ та у післяреформовий період.

Перспективи реалізації економічних реформ значною мірою залежать від спроможності української промисловості до післякризового відновлення обсягів виробництва. Зважаючи на диспропорційність галузевої структури української промисловості та неоптимальне використання її виробничого, інвестиційного, науково-технологічного потенціалу, можливість поліпшення ситуації в короткостроковій перспективі є маловірогідною.

Промислова політика України після кризового періоду має формуватися на основі концепцій імпортозаміщення та відродження

коопераційних зв'язків усередині економіки з метою формування нового корпоративно-коопераційного каркасу економіки й відродження тих її секторів, від яких залежить збільшення пропозиції вітчизняної продукції на внутрішньому ринку. Диверсифікація та кластеризація економіки можуть забезпечити гармонійний розвиток і кооперацію секторів економіки, збільшення випуску наукоємних товарів. Водночас необхідно передбачити включення вітчизняних підприємств у коопераційні ланцюги з підприємствами інших країн у високотехнологічних і наукоємних сферах.

Реформи мають вирішувати двоєдине завдання: відновлення високих темпів економічного зростання на стійких засадах і забезпечення відчутного поліпшення умов життя широких прошарків населення України [4, 13–15, 41, 50, 52, 69, 71]. Забезпечення стабільності національної економіки, швидкого зростання, необхідного для прискореного подолання наслідків кризи, та поліпшення умов життя громадян потребує оволодіння новими інструментами державної політики в різних сферах, «запуску» дієвих ринкових регуляторів. Розв'язання цього двоєдиного завдання можливе лише на реформаційному підґрунті.

Враховуючи зазначене, пріоритетні напрями реформ мають полягати в такому:

- продовження регуляторної реформи та створення сприятливого регуляторного середовища для підприємництва;
- створення стимулів для модернізації структури економіки та зростання національної конкурентоспроможності;
- розвиток внутрішнього ринку та конкурентна політика;
- реформування природних та інфраструктурних монополій;
- реформування земельних відносин та сфери аграрного виробництва;
- завершення бюджетної реформи;
- модернізація соціальної політики;
- формування сучасних важелів макроекономічної стабільності в умовах економіки, орієнтованої на зростання.

Першочергові завдання стабілізації функціонування ПЕК та кон'юнктури ринків енергоресурсів полягають у визначенні:

- принципів енергетичної політики та стратегічних орієнтирів ПЕК;
- форми та ступеня лібералізації ринків енергоресурсів;

- особливостей приватизації;
- механізмів та форми державного управління, планування, програмування та регулювання в енергетичній сфері;
- процедур формування, моніторингу та прогнозування енергетичного балансу держави;
- основ державної політики енергоефективності;
- форми участі та впливу на енергетичну політику суспільних інститутів;
- форми державно-приватного партнерства та механізмів збалансування взаємних інтересів;
- основи системи науково-технічного забезпечення;
- граничних показників та механізмів досягнення прийняттого рівня енергетичної безпеки;
- напрямків та шляхів міжнародної інтеграції України в енергетичній сфері тощо.

Можна визначити такі пріоритетні напрямки реформ щодо розвитку ПЕК та ринків енергоресурсів у середньостроковій перспективі:

- створення системи стратегічного планування розвитку ПЕК та оптимізації енергетичного балансу держави на основі моделювання та прогнозування кон'юнктури ринків енергоресурсів та структурних змін в економіці;
- здійснення модернізації існуючих енергогенеруючих потужностей на інноваційній основі;
- формування конкурентної структури ринків енергоресурсів, яка більшою мірою сприяє розвитку інноваційної діяльності порівняно з монопольною та можливостям модернізації пріоритетних об'єктів ПЕК за рахунок приватизації та інвестиційних податкових кредитів;
- приватизація та формування конкурентного ринку вугільної продукції;
- диверсифікація видів економічної діяльності та розвиток інфраструктури шахтарських регіонів, у тому числі залучення приватних інвестицій;
- удосконалення системи управління та регулювання галузевих енергетичних ринків, зокрема, щодо удосконалення системи управління державними корпоративними правами; розмежування та спеціалізація функції основних інститутів ринку й держави в реалізації інвестиційно-інноваційної політики;

- підвищення рівня капіталізації та приватизація теплової генерації;
- поетапне впровадження на оптовому ринку електроенергії довгострокових договорів та балансуєчого ринку з метою залучення довгострокових інвестицій для модернізації існуючих і будівництва нових енергогенеруючих та енергопостачальних потужностей;
- спрямування фінансових ресурсів від приватизації на заходи із забезпечення надійності енергосистеми та формування резервних запасів палива;
- встановлення ринкових правил ціноутворення на енергоресурси й максимально можливого уникнення адміністративного регулювання цін з боку органів державної влади;
- підвищення транспарентності методології формування тарифів на електричну та теплову енергію з боку енергопостачальних компаній-монополістів;
- забезпечення за допомогою регуляторної політики інвестиційної складової, прискореної амортизації та зменшення виробничих витрат підприємств ПЕК.

Наведемо основні особливості модернізації інфраструктури та базових секторів економіки України згідно з Програмою економічних реформ на 2010–2014 рр. «Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка», підготовленої Комітетом з економічних реформ при Президентові України у 2010 р. [49, 68, 69].

2.1. Ринкові перетворення

2.1.1. Моделі функціонування ринків електричної енергії

Модель функціонування певного ринку електричної енергії (зокрема, і ОРЕ України), навіть за наявності однакових сегментів, практично не може повністю повторювати жодну іншу модель ринку. Це пояснюється тим, що модель функціонування ринку електричної енергії залежить від правил ринку країни або регіону, де застосовується така модель. Крім того, певні обмеження накладають струк-

тура, принципи та підходи до керування роботою електроенергетичної системи країни. Тому розвиток ОРЕ України має відбуватися з урахуванням як світового досвіду розвитку оптових ринків електричної енергії, так і особливостей функціонування об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України, оскільки «фізичне» постачання електричної енергії є основною метою усіх ринків.

Незважаючи на те що сьогодні у світі існує велика кількість різноманітних моделей функціонування ринків електричної енергії, усі моделі в основному можна розділити на такі два типи (рис. 2.1): централізовані ринки – ринки «єдиного покупця»; децентралізовані ринки – ринки двосторонніх контрактів.

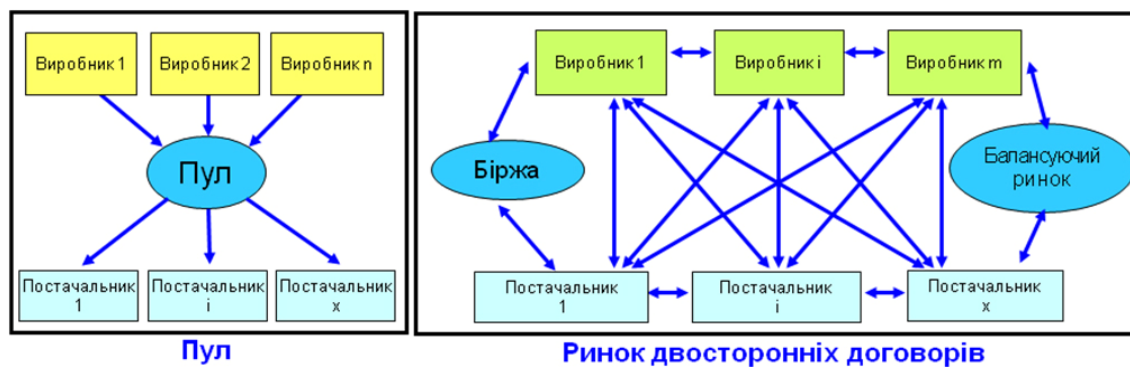


Рис. 2.1. Основні моделі ринків електричної енергії

З рис. 2.1 видно, що модель ринку «єдиного покупця» є централізованою в аспекті того, що купівля-продаж усіх обсягів електричної енергії здійснюється через певне об'єднання (пул). У випадку ОРЕ України таким об'єднанням є ДП «Енергоринок». Характерною рисою такої моделі є централізоване складання графіків роботи усіх електростанцій. При цьому усі постачальники електричної енергії повинні закуповувати увесь обсяг попиту електричної енергії в об'єднання. Таким чином, пул характеризується перетоками електричної енергії в одному напрямку, а саме від виробників електричної енергії до пулу та від пулу до постачальників.

На відміну від цієї моделі, на ринку двосторонніх договорів усі учасники ринку вільні укласти будь-які контракти щодо постачання електричної енергії, причому такі контракти є основою самостійного складання графіків роботи виробниками електричної енергії. Як

наслідок, ринок двосторонніх договорів дає можливість здійснення перетоків електричної енергії між двома будь-якими учасниками ринку та, по суті, дозволяє всім учасникам ринку бути трейдерами електричної енергії, тобто здійснювати її купівлю та продаж на власний розсуд. Таким чином, якщо в моделі «єдиного покупця» виробники електричної енергії мають змогу тільки продавати електричну енергію пулу, то в моделі двосторонніх договорів можливе здійснення виробником як продажу, так і купівлі електричної енергії.

При виділенні відмінностей між розглянутими двома базовими моделями, а також різноманітністю подібних моделей функціонування ринків електричної енергії, на практиці слід враховувати такі особливості цих моделей:

- централізоване порівняно з децентралізованим складання графіків роботи виробників електричної енергії;
- загальний пул порівняно з чистим (нетто) пулом;
- одностороннє порівняно з двостороннім подання заявок від учасників ринку щодо обсягів та цін купівлі-продажу електричної енергії;
- централізовану та децентралізовану диспетчеризацію.

В умовах функціонування пулу кінцевий графік виробництва всіх виробників електричної енергії на основі їх обов'язкової участі в пулі визначається оператором ринку. Таким чином, оператор ринку приймає рішення як щодо погодинного графіка поставок електричної енергії виробниками, так і щодо ціни цих поставок. На відміну від цього, ринок двосторонніх договорів дозволяє самостійне складання графіків виробниками по кожному блоку електричної станції.

У розглянутому контексті важливим є розподіл моделі ринків «єдиного покупця» на модель загального пулу та нетто пулу. В умовах загального пулу виробник електричної енергії не має прямого впливу на свій виробничий графік, оскільки він повністю визначається оператором ринку. При цьому виробники подають цінові заявки на виробництво електричної енергії для кожного розрахункового періоду, не знаючи напевне обсяги свого виробітку. Розрахунки в цьому випадку ведуться на загальній основі, тобто для усього обсягу виробленої електричної енергії окремим виробником і, навпаки, нетто пул дає змогу виробнику визначати, принаймні, початковий графік виробництва, який у майбутньому може слугувати основою для складання остаточного графіка виробництва на централізованій

основі. Виробники подають цінові заявки на початковий самостійно складений графік виробітку електричної енергії та на невикористану потужність кожного блока електростанції. При цьому розрахунки на централізованому ринку виконуються на основі загального попиту, а також на основі цінових заявок виробників щодо збільшення/зменшення виробництва. Розрахунки за ринковою ціною в цьому випадку виконуються тільки для різниці між обсягами, закладеними в початкових графіках виробництва, що складені виробниками електричної енергії, та фактичних графіках виробництва.

Нетто пул, таким чином, являє собою певне поєднання ринку «єдиного покупця» та ринку двосторонніх договорів у одній моделі та є типовим прикладом реалізації механізму балансування електричної енергії.

Функціонування більшості централізованих ринків («єдиного покупця») електричної енергії базується на принципі односторонньої подачі заявок, тобто коли пропозиції щодо обсягів та ціни продажу електричної енергії надаються до пулу лише виробниками. При цьому відбір таких заявок здійснюють на основі централізованого прогнозу попиту на електричну енергію і, як наслідок, ринки «єдиного покупця» мають нульову еластичність попиту. З іншого боку, двостороння подача заявок передбачає пропозиції щодо обсягів та ціни продажу електричної енергії з боку як виробників, так і постачальників електричної енергії. У цьому випадку відбір заявок та подальші розрахунки здійснюються на перетині кривих попиту постачальників та пропозиції виробників електричної енергії (рис. 2.2).

Двостороння подача заявок майже не зустрічається на централізованих ринках, натомість цей механізм зазвичай застосовується на ринках двосторонніх договорів та лежить в основі функціонування біржі електричної енергії.

Незалежно від моделі ринку, його функціонування може базуватися або на централізованій, або на децентралізованій диспетчеризації, причому вибір типу диспетчеризації зумовлюється, у першу чергу, особливостями функціонування електроенергетичної системи країни. У випадку централізованої диспетчеризації системний оператор має безпосередній контроль над диспетчеризацією кожного окремого блока електростанції. Децентралізована диспетчеризація може виконуватися кожним виробником електричної енергії індивідуально на

основі попередньо погодженого графіка виробництва з урахуванням коригувань, які може вимагати системний оператор у реальному часі постачання електричної енергії, наприклад, через механізм балансування.

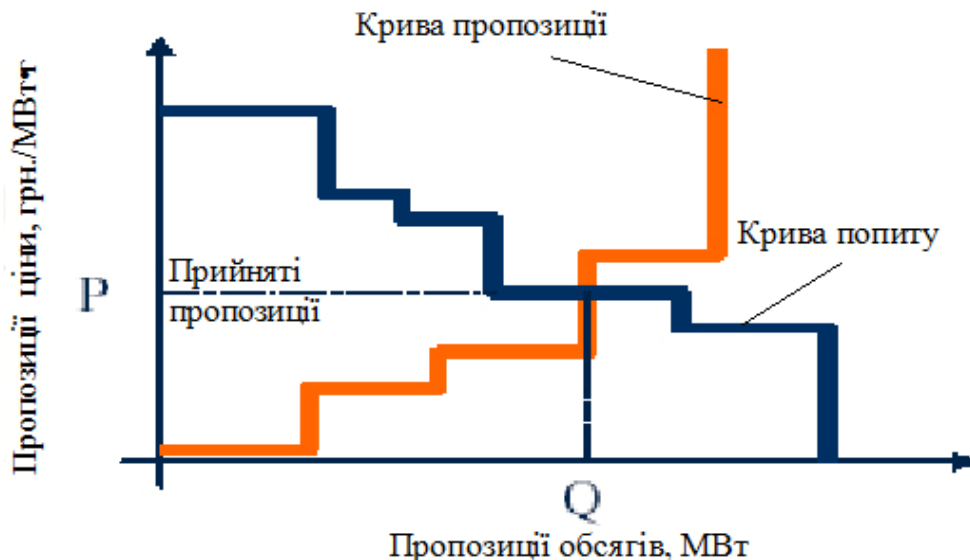


Рис. 2.2. Перетин кривих попиту та пропозиції на електроенергію

Серед існуючих моделей функціонування ОРЕ для сектора з вертикально розмежованою структурою можна виділити чотири основні моделі [22]:

Модель єдиного покупця – за цією моделлю одна спеціально створена компанія закуповує всю вироблену в країні електричну енергію та одночасно виступає в ролі єдиного оптового продавця електричної енергії розподільчим компаніям та великим споживачам.

Лібералізована модель єдиного покупця – лібералізована модель єдиного покупця передбачає значне зменшення ринкової частки єдиного покупця. Це реалізується через надання дозволу певним споживачам, а іноді й постачальникам, укласти прямі двосторонні договори на постачання електричної енергії з виробниками за договірними цінами.

Модель обов'язкового оптового ринку – модель передбачає створення обов'язкового пулу, через який усі великі виробники повинні продавати свою електричну енергію і всі постачальники повинні купувати електричну енергію. Такий пул базується на багатосторонній угоді, яка є контрактом на пропорційну купівлю і продаж електричної

енергії через пул, у якому визначаються всі необхідні умови для такої торгівлі. У зазначеній моделі ціни на купівлю-продаж електричної енергії і графік диспетчеризації визначаються за результатами регулярних аукціонів – найчастіше один раз на день на наступну добу наперед.

Повномасштабний конкурентний ринок – учасники ринку вільні вибирати між комбінацією довго-, середньо- та короткострокових договорів та купівлею електричної енергії на балансуєчому ринку. Зазначена модель передбачає такі механізми забезпечення функціонування ОРЕ: складання двосторонніх договорів на купівлю-продаж електричної енергії, біржа електричної енергії, балансуєчий ринок електричної енергії [27].

Першими країнами в Європі, які почали лібералізацію своїх ринків електроенергії та впровадження ринкових відносин, стали Великобританія, Іспанія, Фінляндія та Норвегія.

Зазначимо, що у ЄС був передбачений такий графік реформування ринків електричної енергії: лібералізація національних ринків (2005–2007 рр.); розвиток регіональних ринків (2005–2009 рр.); координація між ринками (2005–2010 рр.); інтеграція на європейському рівні (2007–2012 рр.).

Сьогодні ринки електричної енергії в усіх країнах Європи, Балтії, більшості країн Східної Європи, США, Австралії, деякі ринки Південної Америки (наприклад, Аргентини, Чилі, Бразилії) та ринок Росії є децентралізованими й мають сегмент двосторонніх договорів, ринок на добу наперед та балансуєчий ринок електричної енергії. Моделі функціонування ринків електричної енергії дещо різняться між собою, причому найбільші відмінності стосуються функціонування сегмента ринку на добу наперед. Саме наявність та принципи функціонування цього сегмента і дають змогу провести розподіл між типами моделей ринків електроенергії на повномасштабний конкурентний ринок і модель обов'язкового оптового ринку.

У табл. 2.1 наведено основні характеристики окремих ринків електричної енергії на добу наперед, що зумовлюють модель функціонування ринку країни в цілому.

Так, ринки на добу наперед, де враховуються технологічні обмеження щодо виробництва та розподілу електричної енергії (виконується економічна оптимізація режиму електроенергетичної системи), слід відносити до моделі обов'язкового оптового ринку.

Натомість ринки на добу наперед, що не враховують зазначені обмеження й базуються на функціонуванні біржі електричної енергії, слід відносити до повномасштабних конкурентних ринків. Крім того, ознакою повномасштабного конкурентного ринку є наявність внутрішньодобового ринку електричної енергії (Intra-Day), на якому учасники можуть скоригувати обсяги купівлі-продажу електроенергії вже після закінчення торгів на ринку на добу наперед та за декілька годин (або хвилин) до початку роботи балансуєчого ринку.

Таблиця 2.1

Характеристики окремих ринків електричної енергії

Ринок	Примусова участь	Біржа електричної енергії	Пул ринку на добу наперед	Врахування мережних та технологічних обмежень
Скандинавські країни (NordPool Elspot)	Ні	Так	Ні	Тільки контрольовані перетини між зонами ринку
США (PJM)	Так	Ні	Так	Так
США, Каліфорнія (CalPX)	Ні	Так	Ні	Так
Великобританія (APX)	Ні	Додатково до пулу	Так	Так
Іспанія (Ome)	Ні	Так	Ні	Так
Італія (GME)	Так	Так	Ні	Так
Нідерланди (APX)	Ні	Так	Ні	Ні
Elspot: Франція (Power-nex), Німеччина (EEX), Австрія, (EXAA)	Ні	Так	Ні	Тільки контрольовані перетини між зонами ринку
Словенія (EEX)	Ні	Так	Ні	Ні
Польща (PolPX)	Ні	Так	Ні	Ні
Росія (PSB)	Ні	Додатково до пулу	Так	Так

У таких країнах, як Іспанія, Італія, Німеччина в загальному випадку не враховуються технологічні обмеження при торгівлі електрич-

ною енергією на біржі, що дає змогу віднести моделі ринків цих країн до повномасштабних конкурентних ринків. Однак у цих країнах здійснюється моніторинг мережних обмежень і в разі появи обмежень, які складно врахувати на балансуєчому ринку, застосовується механізм їх врахування на біржі. У скандинавських країнах, які входять до об'єднання NordPool, мережні обмеження враховуються виключно для контрольованих перетинів між зонами ринку (країнами та певними регіонами), на які поділено NordPool.

Слід зазначити, що торгівля електричною енергією на децентралізованих ринках відбувається за різними часовими періодами – від довгострокової торгівлі до торгівлі у реальному часі (рис. 2.3).

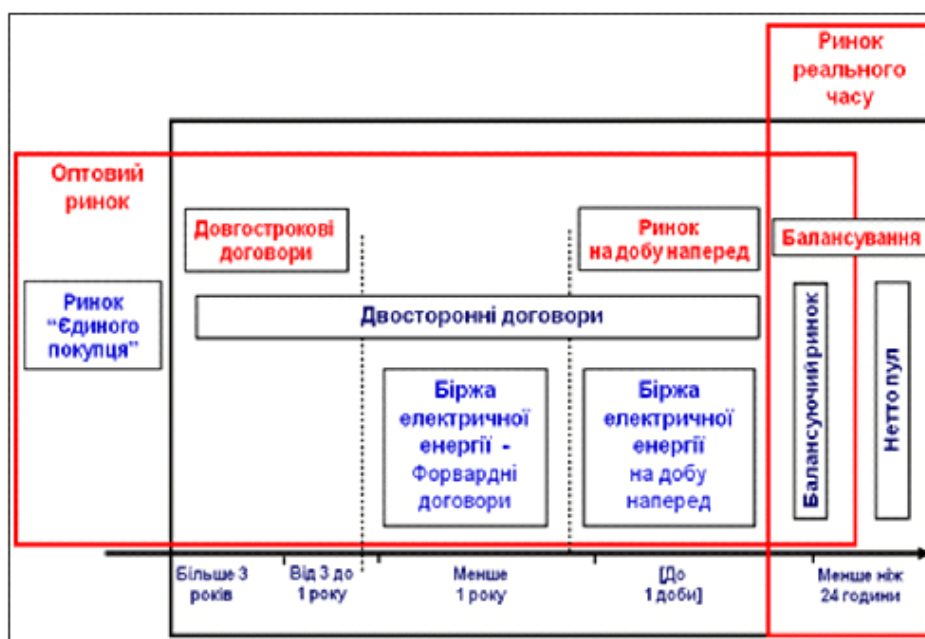


Рис. 2.3. Приклад поєднання різних часових періодів торгівлі електроенергією

Розклад роботи ринку являє собою характерний розклад часових періодів торгівлі електричною енергією на ринку та домінуючої діяльності, що виникає в кожному окремому періоді.

Умовно до характерних часових періодів торгівлі електричною енергією можна віднести: ринок довгострокових контрактів, спотовий ринок, ринок на добу наперед та ринок реального часу.

Довгострокова, або форвардна, торгівля зазвичай використовується учасниками ринку для запобігання можливим збиткам, що

можуть виникати внаслідок нестійкості ринкових цін на електричну енергію, які можуть значно коливатися як у довгостроковій перспективі (від декількох днів до декількох місяців), так і впродовж однієї доби. З цієї причини постачальники електричної енергії зацікавлені в придбанні певних її обсягів, використовуючи форвардні договори для покриття свого прогнозованого попиту, а виробники, таким чином, мають можливість заздалегідь продати певні обсяги виробітку електричної енергії. Форвардна торгівля базується на двосторонніх договорах купівлі-продажу електричної енергії, причому часто для реалізації такої торгівлі використовується механізм біржі електроенергії. На відміну від довгострокового ринку, де фізичне постачання електроенергії буде відбуватися в майбутньому, спотовий ринок визначається як ринок, де договори з купівлі-продажу укладаються на найближчий або негайний час постачання електричної енергії. Слід відзначити, що визначення поняття оптового ринку значно відрізняється на різних ринках електричної енергії. Наприклад, у багатьох європейських країнах терміном спотовий ринок позначається ринок купівлі-продажу електричної енергії на добу наперед, а в США спотовий ринок – це ринок, що є близьким до реального часу фізичного постачання електричної енергії.

Ринок на добу наперед, як зрозуміло, працює за день до фактичного постачання електроенергії. До початку функціонування ринку на добу наперед виробники та постачальники електроенергії зазвичай мають достатню інформацію щодо прогнозованих обсягів попиту на неї. Слід відзначити, що на цьому ринку укладається найбільша кількість угод щодо купівлі-продажу електроенергії. Такий ринок може бути організовано як у формі добровільної біржі електроенергії, так і обов'язкових пулів. Ринки реального часу використовуються для внесення коректив до фактичного виробітку електроенергії з урахуванням реального навантаження під час постачання електроенергії в реальному часі. Причому ринок реального часу може бути організований як загальний пул, нетто пул або балансуєчий ринок електричної енергії.

2.1.2. Досвід функціонування та перешкоди ефективному розвитку ОРЕ України

За період функціонування ОРЕ в Україні було закладено основу запровадження ринкових відносин в електроенергетиці та набуто значного досвіду в цих питаннях, а саме:

- по-перше, створення підґрунтя для запровадження конкурентного середовища шляхом розподілу видів діяльності в електроенергетиці; мова йде про розподілення виробництва, передачу та постачання електричної енергії;

- по-друге, збережено ОЕС України, що створює можливість безперервного доступу постачальників електричної енергії до об'єднаної та збалансованої потужності усіх виробників електричної енергії для гарантованого енергозабезпечення споживачів, а також забезпечено функціонування збалансованого за потужністю погодинного ОРЕ України, який має просту організаційну структуру;

- по-третє, в умовах ОРЕ України досягнуто (за допомогою державного регулювання) підвищення рівня розрахунків коштами та уникнуто застосування бартерних схем, створено прозору систему функціонування як в частині обсягів купівлі-продажу електричної енергії, так і формування цін та платежів, забезпечується формування єдиної усередненої оптової ціни на електричну енергію;

- по-четверте, створено умови для рівноправного доступу суб'єктів господарювання до ОРЕ України і певні передумови для залучення інвестицій, забезпечується формування єдиної усередненої оптової ціни на електричну енергію;

- по-п'яте, закладено систему саморегулювання ОРЕ України та закріплено розподіл функцій державного управління і регулювання діяльності в електроенергетиці, зокрема, й на ОРЕ України;

- і нарешті, напрацьовано та запроваджено нормативно-правову та договірну основу функціонування ОРЕ, яка може служити основою для його розвитку, умови та правила здійснення ліцензованих видів діяльності.

Сьогодні створено певні передумови для залучення інвестицій: визначено модель ОРЕ, систему відносин у ньому, сформовано нормативно-правову базу, регулюючий орган – НКРЕ, забезпечено ліцензування видів підприємницької діяльності в електроенергетиці тощо.

Поряд з позитивними рисами функціонування моделі єдиного покупця в ОРЕ України виникла низка проблем, які заважають ефективному функціонуванню ОРЕ України і здебільшого пов'язані між собою, часто мають спільні причини виникнення. Розглянемо ці проблеми та їх наслідки детальніше.

1. *Борги в ОРЕ України та їх дисбаланс* – наслідки: загроза енергетичній безпеці України через неможливість подальшого розвитку ОРЕ України, можливе банкрутство енергетичних компаній та підприємств, моральне та технічне зношення електроенергетичного обладнання (загроза функціонуванню ОЕС України), неможливість проведення ефективної приватизації електроенергетичних компаній.

2. *Неповна поточна оплата за електричну енергію* – наслідки: неможливість нормального функціонування компаній та підприємств електроенергетичної галузі через «вимивання» обігових коштів, подальше накопичення боргів на всіх рівнях розрахунків за електроенергію. Крім того, створюються передумови для застосування негрошових форм розрахунків, існування в межах алгоритму розподілу коштів ОРЕ можливості суб'єктивного підходу до розрахунків з окремими учасниками, впровадження обмежень для платоспроможних споживачів електроенергії через вимушене лімітування енергопостачання, адміністративного втручання в розподіл коштів між учасниками ОРЕ України.

3. *Недосконалість системи договірних відносин в ОРЕ* – наслідки: неповна поточна оплата за електричну енергію, що спричиняє спори між суб'єктами ОРЕ України при проведенні розрахунків платежів та формуванні графіка навантаження, а також створює умови роботи ОРЕ України, які є непривабливими для потенційних інвесторів.

4. *Адміністративне втручання в управління грошовими потоками на ОРЕ* – наслідки: погіршення фінансового стану тих енергетичних компаній, за рахунок яких здійснюється перерозподіл коштів на невизначений термін, неможливість учасників ОРЕ планувати перспективну діяльність, наявність ризиків для потенційних інвесторів.

5. *Перехресне субсидування через оптову ринкову ціну на електроенергію* – наслідки: завищення цін на електроенергію промислових споживачів через підтримання соціально необхідного рівня тарифу для населення і, як наслідок, недосконале планування доцільних обсягів споживання електричної енергії споживачами. Підтримка фінансового стану одних категорій споживачів за рахунок інших. Спо-

творення цінових сигналів для інвесторів щодо ефективності вкладення інвестицій як в електроенергетичну галузь, так і в інші галузі економіки.

6. *Недосконалість тарифо- та ціноутворення на ОРЕ* – наслідки: формування неоптимальних цін на електроенергію і тарифів на послуги учасників ОРЕ.

7. *Обмеження платоспроможного попиту в межах ОРЕ* – наслідки: зниження прибутковості діяльності енергопостачальних компаній та неможливість виконати договірні зобов'язання перед споживачами електричної енергії.

8. *Нерівність створення умов конкурентного середовища на ринку постачання електроенергії* – наслідки: формування неоптимальних цін для споживачів, а також можливість використання місцевими постачальниками свого монопольного становища щодо надання послуг з передачі електроенергії та інформаційних послуг.

9. *Недостатня урегульованість і прозорість здійснення експорту/імпорту електроенергії* – наслідки: невідповідність процедур експорту, імпорту та транзиту вимогам європейського законодавства та неможливість реалізації економічних переваг від здійснення таких операцій.

Крім описаних, можна виділити також такі проблеми: відсутність ринку допоміжних послуг; недосконалість систем комерційного обліку електроенергії; високий рівень витрат електроенергії в місцевих (локальних) електричних мережах; недосконалість нормативної бази з питань організації роботи суб'єктів ОРЕ в енергосистемі України та їх диспетчеризації, внаслідок чого з'являється можливість невиконання суб'єктами ОРЕ України своїх обов'язків щодо забезпечення сталої роботи ОЕС України; відсутність механізмів страхування фінансових ризиків та забезпечення виконання договірних платіжних зобов'язань учасників ОРЕ України.

Водночас до недоліків моделі єдиного покупця слід віднести те, що єдиним покупцем, як правило, є державне підприємство (в Україні – ДП «Енергоринок»), якому бракує необхідної економічної незалежності та яке може бути вимушене укласти не вигідні договори щодо закупівлі електричної енергії за завищеними цінами і, крім того, влада може втручатись у розподіл коштів зазначеного державного підприємства, використовуючи для цього політичні або комерційні важелі впливу.

Враховуючи наведені вище проблеми та згідно з Концепцією функціонування та розвитку ОРЕ України, основною метою подальшого розвитку ОРЕ України є:

- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- надійне та безперебійне задоволення потреб споживачів у електричній енергії за оптимальною ціною на основі конкуренції між виробниками і постачальниками з урахуванням економічно обґрунтованих витрат на її виробництво, передачу та постачання;
- забезпечення фінансової стабільності й прибутковості підприємств електроенергетичної галузі й залучення інвестицій у галузь;
- подальший розвиток конкурентного середовища в ОРЕ;
- технічне оновлення електроенергетичної галузі.

Для досягнення зазначеної мети в Концепції функціонування та розвитку ОРЕ України передбачено удосконалення системи відносин на ОРЕ України.

2.2. Реалізації напрямків подальшого розвитку ОРЕ

Враховуючи світовий досвід розвитку оптових ринків електричної енергії, норми Європейської енергетичної хартії та вимоги Директив Європейського Парламенту стосовно загальних правил на внутрішньому ринку електричної енергії, а також особливості функціонування ОЕС України, подальший розвиток системи відносин в ОРЕ передбачає поступовий перехід від діючої системи шляхом її подальшої лібералізації до перспективної моделі повномасштабного конкурентного ринку – ринку двосторонніх договорів та балансування (РДДБ) [25, 27].

Зазначена модель функціонування ОРЕ України включатиме:

- ринок прямих товарних поставок електричної енергії, який повинен функціонувати на основі двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії між виробниками електричної енергії та постачальниками і споживачами, причому такі договори можуть укладатися як на біржі електричної енергії, так і на позабіржовому ринку;
- балансуєчий ринок електричної енергії;

- ринок допоміжних послуг;
- ринок біржової торгівлі та фінансових контрактів.

Слід зазначити, що в Протоколі про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (Протокол ратифіковано Законом № 2787-VI від 15.12.2010) йдеться про те, що для відповідності розділові II Договору про заснування Енергетичного Співтовариства й пов'язаним з ним додаткам, визначено необхідність імплементації до 1 січня 2012 року Директиви 2003/54/ЄС Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії (далі – Директива), яка сьогодні замінена Директивою 2009/72/ЄС. Ця Директива встановлює загальні правила для генерування, передачі, розподілу та постачання електроенергії разом із положеннями про захист прав споживачів, з метою поліпшення й об'єднання конкурентних ринків електроенергії в Спільноті. У ній викладено правила організації та функціонування електроенергетичного сектора, відкритого доступу до ринку, критерії та процедури проведення тендерів, а також надання санкцій та робота систем. Тут також наведені зобов'язання із загальних послуг та права споживачів електроенергії, а також уточнюються вимоги до конкуренції.

До основних принципів функціонування конкурентного ОРЕ в Україні, що мають спиратися на Директиви 2003/54/ЄС та 2009/72/ЄС, слід віднести принципи забезпечення рівних можливостей для доступу на ОРЕ суб'єктів господарської діяльності (принцип відкритості), саморегульованості ОРЕ, справедливої конкуренції між виробниками та постачальниками електричної енергії в умовах рівних прав і можливостей, розвитку конкуренції шляхом вдосконалення правил роботи ОРЕ, недопущення дискримінації учасників ОРЕ, ефективного ціноутворення. Також до принципів функціонування РДДБ належать незалежне державне регулювання, яке забезпечує баланс інтересів держави, учасників ОРЕ і споживачів, стабільність і достатність нормативно-правової та договірної бази функціонування ОРЕ, прозорість розрахунків та формування ціни на електричну енергію в ОРЕ. Крім того, слід відзначити принципи можливості інтеграції у європейські ринки електричної енергії, енергозбереження та захисту навколишнього середовища, а також забезпечення енергетичної безпеки функціонування галузі.

До завдань, які повинні бути розв'язані в процесі функціонування та розвитку ОРЕ України, слід віднести:

– розвиток ОЕС України та її інтеграцію із суміжними електроенергетичними системами, включаючи європейську. Слід відзначити, що розвиток та ефективне функціонування РДДБ в Україні неможливо відокремити від розвитку ОЕС України. Причому розвиток ОЕС України та її інтеграцію з електроенергетичними системами сусідніх країн необхідно спрямовувати на забезпечення надійного та безперебійного постачання електричної енергії з додержанням якості згідно з вимогами європейських стандартів. Усі ринкові відносини можуть розвиватися лише паралельно з розвитком технічної інфраструктури електроенергетичної галузі, на якій базується діяльність ОРЕ;

– покращення фінансового стану в електроенергетичній галузі. У цьому аспекті розвитку ОРЕ України слід виділити необхідність удосконалення принципів ціноутворення з метою створення сприятливих умов для розвитку суб'єктів електроенергетики, забезпечення економічно ефективної модернізації електроенергетичного обладнання, зниження рівня нормативних та понаднормативних втрат в електричних мережах. Необхідним є вирішення проблеми боргів суб'єктів ОРЕ та їх дисбалансу, забезпечення повної поточної оплати за електричну енергію. Мають бути створені привабливі умови для забезпечення надходження інвестицій як вітчизняних, так і іноземних інвесторів у електроенергетичну галузь;

– збільшення відкритості ОРЕ України та розвиток конкурентного середовища для виробників і постачальників електричної енергії. Базуючись на світовому досвіді розвитку ринків електричної енергії, можна зробити висновок про те, що конкуренція призводить до оптимізації цін та підвищення ефективності енергетичного сектора та його сегментів. Конкуренція створює сприятливі умови для врахування в механізмі формування цін усіх існуючих витрат, пов'язаних з поточним функціонуванням підприємств електроенергетичної галузі, а також для інвестування будівництва нових потужностей та модернізації діючих;

– удосконалення тарифної та інвестиційної політики. Це завдання пов'язане, у першу чергу, із забезпеченням оптимальних цін на електричну енергію та створенням сприятливих умов для надходження інвестицій.

Також слід відзначити доцільність створення умов для розвитку ринку палива, наприклад, газу та вугілля для електростанцій з метою досягнення ефективної конкуренції серед виробників електричної енергії.

Для реалізації Концепції функціонування та розвитку ОРЕ України [25] та забезпечення впровадження моделі РДДБ необхідним є виконання ряду перехідних етапів реструктуризації ОРЕ України [34].

На рис. 2.4 показано основні етапи переходу ОРЕ України до функціонування в умовах нової конкурентної моделі.

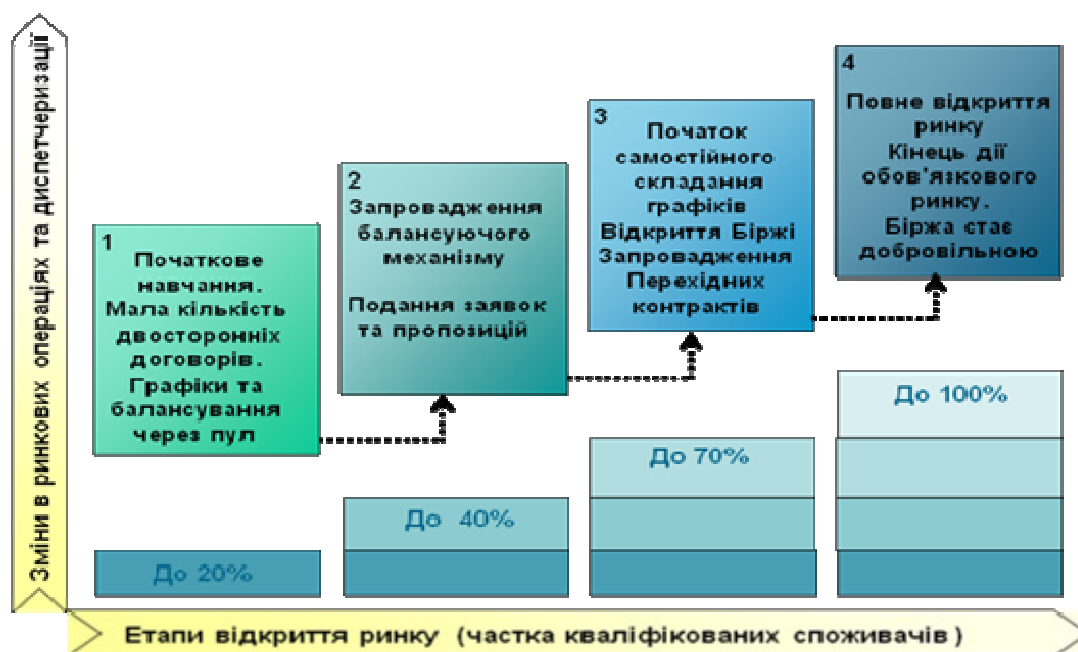


Рис. 2.4. Етапи впровадження РДДБ

Перехідні етапи мають забезпечувати набуття знань майбутніми учасниками РДДБ щодо принципів функціонування конкурентного ринку електричної енергії, адаптацію правил РДДБ на основі набутого досвіду та уникнення суперечок між учасниками нової моделі ОРЕ України.

На рис. 2.4 показано, що перехід ОРЕ України до функціонування в умовах РДДБ відбувається за такими етапами:

– перший етап – початкове навчання учасників РДДБ. Основною метою його є навчання учасників РДДБ укладанню двосторонніх договорів на купівлю-продаж електричної енергії в умовах

конкуренції. Причому на цьому етапі здійснюється двостороння торгівля електричною енергією, але в обмежених обсягах. Виробникам дозволяється продавати певну частину (квоту) обсягів виробітку електричної енергії за двосторонніми договорами. При цьому правомочні «кваліфіковані» споживачі також мають право купувати певні обсяги електричної енергії за двосторонніми договорами у виробників. Двостороння торгівля може доповнюватися річними аукціонами з продажу-купівлі електричної енергії, метою яких є полегшення укладання двосторонніх договорів. Для першого етапу характерним є продовження централізованого складання графіків вироблення, постачання та споживання електричної енергії, а виробники продають залишкову потужність на ринку «єдиного покупця» на добу наперед;

– другий етап – запровадження балансуєчого ринку електричної енергії. Метою цього етапу є навчання учасників балансуєчого ринку визначенню ризиків, що виникають внаслідок виникнення небалансу між замовленими та фактичними обсягами виробленої-спожитої електричної енергії, а також навчання учасників РДДБ точному плануванню та прогнозуванню обсягів виробітку та споживання електричної енергії. На цьому етапі, подібно до попереднього, продовжується укладання двосторонніх договорів, торгівля на РДДБ доповнюється функціонуванням балансуєчого ринку в реальному часі;

– третій етап – запровадження самостійного складання графіків. Мова йде про перехід від централізованого до самостійного складання графіків виробітку та споживання електричної енергії учасниками РДДБ. Цей етап передбачає відмову від ринку «єдиного покупця» на добу наперед з централізованим складанням графіків, учасники РДДБ несуть повну відповідальність за власні плани з виробництва та прогнози споживання електричної енергії. Можливим є впровадження додаткового процесу коригування графіків роботи учасників РДДБ з метою їх остаточного навчання. Для даного етапу характерним є запровадження біржі електричної енергії для укладання середньо- та короткострокових двосторонніх договорів на купівлю-продаж електричної енергії;

– четвертий етап – завершення функціонування ринку «єдиного покупця» та остаточний перехід до моделі РДДБ. На цьому етапі передбачено усунення залишкових перехідних механізмів, що викори-

стовуються на попередніх перехідних етапах. Як результат, РДДБ України стане подібним до ринків електричної енергії більшості європейських країн, таких як Франція, Німеччина, Великобританія, Скандинавських країн.

Передумовою реалізації наступного перехідного етапу є ефективне функціонування механізмів РДДБ, які впроваджені на попередніх етапах.

Передумовами переходу до першого етапу впровадження моделі РДДБ в Україні є, по-перше, розробка достатньої нормативно-законодавчої бази для створення РДДБ, узгодження розміру відкриття ринку, визначення квот для виробників, визначення критеріїв кваліфікованості, розробка методики розподілу прибутків між виробниками електричної енергії з різними типами генерації. По-друге, необхідним є визначення та розробка або імплементація необхідного програмного забезпечення та інформаційно-технологічних систем, наприклад, системи реєстрації учасників РДДБ України, системи обробки даних на РДДБ та прогнозного споживання кваліфікованих споживачів на наступну добу, системи збору даних комерційного обліку тощо.

Передумови переходу до другого етапу передбачають розробку архітектури, впровадження й успішного випробування інформаційно-технологічної системи керування роботою балансуючого ринку, забезпечення збору даних комерційного обліку та розрахунків за всіма торговельними операціями, встановлення правил та системи реєстрації сторін, відповідальних за балансування електричної енергії, розробку методів і засобів удосконалення прогнозування споживання електричної енергії учасниками РДДБ та розрахунків своїх заявок щодо вартості прогнозованих обсягів купівлі-продажу електричної енергії.

Передумовами третього етапу впровадження моделі РДДБ в Україні є розробка кінцевої структури та запровадження роботи біржі електричної енергії на добу наперед, впровадження певної організаційної установи, усіх відповідних правил та контрактів, розробка необхідних інформаційно-технологічних систем керування роботою РДДБ України та його сегментами.

Перехід до останнього етапу впровадження моделі РДДБ в Україні характеризується затвердженням гарантованих постачальників електричної енергії, зменшенням субсидій постачальникам та виробникам електричної енергії та узгодженням системи визначення

умовного графіка навантаження споживачів, які не мають приладів погодинного обліку електричної енергії (побутових споживачів).

Для пояснення передумов переходу до останнього четвертого етапу впровадження моделі РДДБ в Україні розглянемо питання класифікації та кваліфікації постачальників електричної енергії на попередніх етапах впровадження РДДБ в Україні. На рис. 2.5 показана схема, що відображає класифікацію постачальників електричної енергії на першому та другому перехідних етапах.



Рис. 2.5. Постачальники електричної енергії на першому та другому перехідних етапах

Із рис. 2.5 видно, що на першому та другому етапах постачальників електричної енергії слід розділяти на кваліфікованих постачальників та постачальників електричної енергії за регульованим тарифом. Причому до кваліфікованих постачальників (кваліфікованих споживачів) електричної енергії належать ті, що отримують доступ до можливості роботи в умовах нової моделі ОРЕ України за умови наявності відповідної системи комерційного обліку електричної енергії у споживачів, наявності відповідної ліцензії та за умови їх «неналежності» до споживачів, яким електрична енергія постачається за регульованими (дотаційними) тарифами.

Постачальники за регульованим тарифом не мають права купувати електричну енергію на РДДБ, а купують її лише на ринку «єдиного покупця» та здійснюють постачання некваліфікованим споживачам,

дотаційним групам споживачів і кваліфікованим споживачам, які не купують електричну енергію у кваліфікованих постачальників на РДДБ України.

На рис. 2.6 зображено схему функціонування ОРЕ України на третьому етапі реформування і типи постачальників електричної енергії.

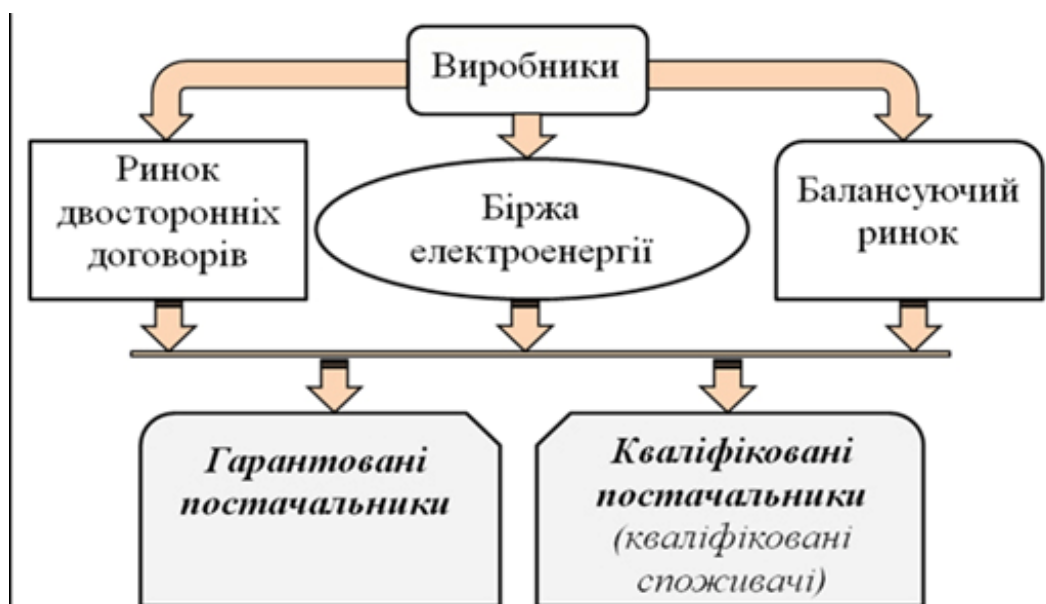


Рис. 2.6. Схема функціонування ОРЕ України на третьому етапі

Постачальники електричної енергії отримують широкий спектр інструментів для задоволення потреб споживачів і більш гнучку організацію своєї діяльності, а саме: двосторонні договори, біржу електричної енергії, як інструмент, що дає можливість привести контрактні обсяги купівлі електричної енергії до реального споживання, та балансуючий ринок, на якому можливо збалансувати попит і контрактні обсяги купівлі електричної енергії в реальному часі.

Для реалізації розглянутих етапів впровадження моделі РДДБ необхідним є виконання ряду першочергових, середньо- та довгострокових заходів.

Першочерговими заходами, які повинні бути реалізовані на першому етапі впровадження моделі РДДБ в Україні, є:

– забезпечення поточної оплати спожитої електричної енергії в повному обсязі, розв’язання проблеми боргів, упорядкування застосування пільг та субсидій;

– необхідні усунення адміністративного втручання в ринкові механізми ОРЕ, розроблення методів моніторингу ОРЕ та запровадження економічних стимулів для розвитку конкуренції на ОРЕ, розроблення правил щодо функціонування та принципів ціноутворення на ринку допоміжних послуг, а також розроблення правил та умов для поступового запровадження системи двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії між виробниками та споживачами або постачальниками;

– удосконалення методології ціно- та тарифоутворення на РДДБ України, оптимізація податкового режиму, розроблення та запровадження механізмів страхування цінкових ризиків, а також розроблення процедур та порядку митного оформлення експорту, імпорту та транзиту електричної енергії;

– розроблення правил та процедур взаємодії між суб'єктами РДДБ України в частині збору, передачі та обробки даних, розроблення протоколів обміну даних, прийняття Кодексу електричних мереж та комерційного обліку електричної енергії. Крім того, слід покращувати умови для залучення та повернення інвестицій в електроенергетичній галузі України та здійснювати розвиток конкуренції між виробниками електричної енергії, посилити відповідальність за несанкціоноване споживання електричної енергії.

До середньострокових заходів, які мають бути реалізовані на другому етапі впровадження моделі РДДБ в Україні, належать:

– поступове впровадження двосторонніх договорів та відпрацювання елементів балансуєчого ринку;

– перехід атомних станцій на роботу за цінovими заявками;

– подальше удосконалення тарифо- та ціноутворення;

– зміна організаційно-правової форми оператора ринку;

– розроблення технічної бази та механізмів торгівлі на біржі електричної енергії та відпрацювання її окремих елементів.

Окремі заходи, передбачені на другому етапі, у разі необхідності можуть виконуватися паралельно із заходами, передбаченими на першому етапі. Основними умовами переходу до третього етапу впровадження моделі РДДБ в Україні є готовність учасників РДДБ до повномасштабного впровадження балансуєчого ринку, включаючи підготовку правил його функціонування, а також готовність учасників для здійснення торгівлі на біржі електричної енергії на добу наперед.

Необхідними є наявність відповідної системи комерційного обліку електричної енергії у всіх учасників РДДБ, а саме: виробників, передавальних та розподільчих компаній, постачальників та споживачів електричної енергії, а також наявність системи зв'язку та обміну інформацією для розподілу обсягів навантаження та виставлення рахунків учасникам РДДБ, програмного забезпечення, що відповідає вимогам правил балансуєчого ринку.

У результаті розвитку ОРЕ та відповідно до Концепції функціонування та розвитку ОРЕ України:

- посилюється конкуренція, що призведе до встановлення обґрунтованих цін на електричну енергію для виробників та зменшення неефективних витрат палива;

- реструктуризація боргів створить умови для підвищення початкової ціни продажу об'єктів електроенергетики, що, у свою чергу, значно збільшить надходження до державного бюджету від приватизації енергокомпаній;

- запроваджуються двосторонні договори, що дасть змогу посилити відповідальність сторін договорів та знизити витрати на електричну енергію для певних споживачів без збільшення витрат для інших споживачів;

- ліквідується перехресне субсидування, встановлюються обґрунтовані ціни для всіх споживачів, що стимулюватиме їх до більш ефективного споживання електричної енергії;

- оптові ціни відображатимуть фактичні витрати на виробництво електричної енергії, що забезпечить встановлення реальних цін на електричну енергію для споживачів;

- припиняється втручання в господарську діяльність виробників електричної енергії, що забезпечить посилення конкуренції між ними. Фінансовий стан більш ефективних виробників покращиться, що сприятиме вкладанню коштів у будівництво нових потужностей та модернізацію неефективних та зношених;

- витрати на виробництво електричної енергії на атомних електростанціях включатимуть витрати на зняття з експлуатації та продовження ресурсу обладнання, що підвищить екологічну безпеку країни;

- запровадження механізмів страхування цінових ризиків сприятиме зменшенню коливань ціни на електричну енергію;

- розвиток ринкових взаємовідносин на ОРЕ створить привабливий інвестиційний клімат;
- розвиток ОРЕ сприятиме інтеграції України в ЄС.

2.2.1. Ринок двосторонніх договорів та балансуєчий ринок електричної енергії

Сьогодні перспективи розвитку конкурентних відносин в електроенергетичній галузі України пов'язані з впровадженням моделі повномасштабного конкурентного ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку. Модель РДДБ надасть широкий спектр інструментів для задоволення потреб як споживачів, так і виробників електричної енергії, що потребуватиме реорганізації їх діяльності. Модель РДДБ включатиме низку різних сегментів із відповідними функціями, які разом будуть складати основу майбутнього РДДБ України та забезпечення конкурентних відносин між його учасниками.

На рис. 2.7 наведено основні сегменти РДДБ: ринок двосторонніх договорів, біржа електричної енергії (ринок на добу наперед), балансуєчий ринок та ринок допоміжних послуг, а також сегмент урегулювання небалансів купівлі-продажу електроенергії.

Відповідно до положень проекту Закону «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» в Україні має функціонувати єдиний ринок електричної енергії, у рамках якого здійснюються продаж та купівля всієї електричної енергії, виробленої на електростанціях України, та імпортованої, її надійне передавання, розподіл та постачання споживачам; діє механізм придбання системним оператором допоміжних послуг з метою забезпечення надійного та сталого функціонування Об'єднаної енергетичної системи України; забезпечується доступ до пропускнуої спроможності міждержавних електричних мереж з метою здійснення експорту – імпорту електричної енергії.

Функціонування ринку електричної енергії здійснюється на принципах: забезпечення енергетичної безпеки України; забезпечення безпеки енергопостачання; енергоефективності та захисту навколишнього середовища; забезпечення захисту прав та інтересів споживачів електричної енергії; вільного вибору енергопостачальника; добросо-

вісної конкуренції в умовах рівних прав та можливостей; рівності прав на продаж та купівлю електричної енергії та провадження зовнішньоекономічної діяльності; забезпечення рівних можливостей доступу до ринку електричної енергії; незалежного державного регулювання, яке забезпечує баланс інтересів держави та суб'єктів ринку; економічно ефективного ціноутворення; недопущення дій та бездіяльності суб'єктів ринку, спрямованих на спричинення збитків іншим суб'єктам ринку; відповідальності суб'єктів ринку за недотримання правил ринку та умов договорів, які укладаються на цьому ринку; стабільності й достатності нормативно-правової бази функціонування ринку електричної енергії, що регламентує відносини між суб'єктами цього ринку; забезпечення можливості інтеграції до європейського ринку електричної енергії.

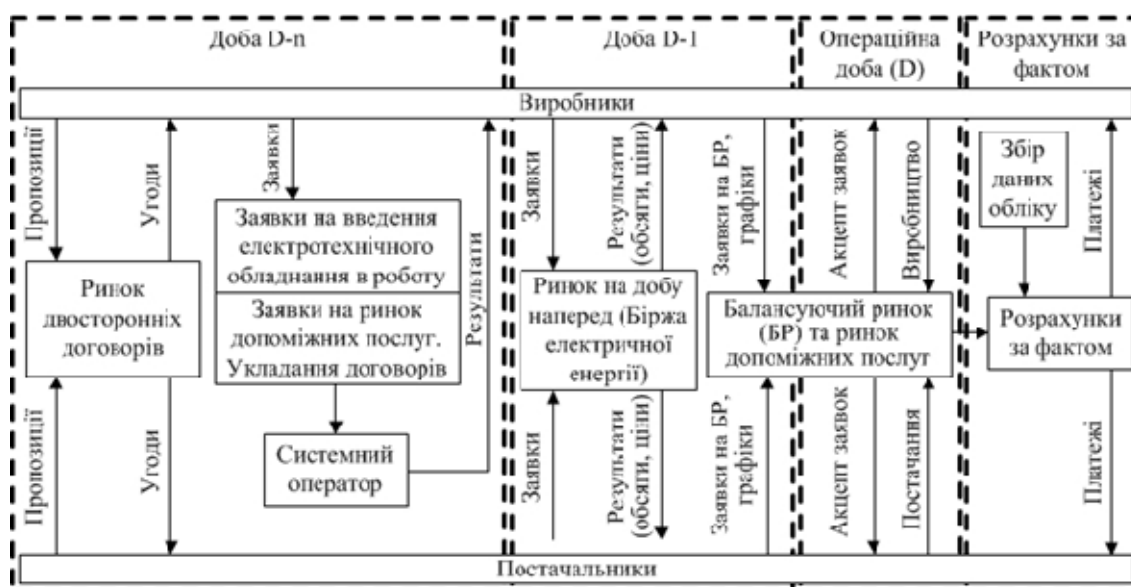


Рис. 2.7. Схема роботи РДДБ України

Ринок двосторонніх договорів. На ринку двосторонніх договорів продаж та купівля електричної енергії здійснюються за двосторонніми договорами, умови яких самостійно визначаються сторонами договору або регулюються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці в межах, передбачених Законом «Про засади функціонування ринку електричної енергії України».

Двосторонні договори з купівлі-продажу електроенергії між виробниками та постачальниками електроенергії визначатимуть обсяги, ціни, а також інші умови її постачання учасниками РДДБ згідно

з домовленістю сторін договору. Двосторонні договори можуть бути укладені на один або декілька операційних періодів, причому як на постійний обсяг купівлі-продажу електричної енергії, так і змінний. Крім того, торгуючі учасники РДДБ матимуть можливість домовлятися про певну «гнучкість» поставок електричної енергії як для однієї, так і обох сторін договору. Треба зазначити, що під постачанням певного обсягу електричної енергії розуміється в цьому випадку передача прав власності на цей обсяг електричної енергії від однієї сторони договору іншій стороні договору.

Згідно з укладеними договорами та за декілька днів до операційної доби (часу фізичного постачання електричної енергії) виробники повинні подати заявки системному оператору на введення їх електротехнічного обладнання в роботу.

Купувати електричну енергію у виробників на ринку двосторонніх договорів також можуть: електропередавальна та електророзподільні організації з метою компенсації витрат електричної енергії при її передачі магістральними і міждержавними електричними та/або місцевими (локальними) електричними мережами; гарантовані постачальники з метою постачання її споживачам.

При цьому умови (зокрема, ціна, обсяг та термін постачання електричної енергії) відповідних двосторонніх договорів визначаються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці відповідно до Закону «Про засади функціонування ринку електричної енергії України».

Балансуючий ринок. Балансуючий ринок електричної енергії – ринок, організований системним оператором з метою балансування обсягів виробництва та споживання в ОЕС України, а також фінансового урегулювання небалансів електроенергії учасників.

На балансуєчому ринку електричної енергії забезпечуються: планування режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України на наступну добу; балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії на поточну добу (далі – балансування); розрахунок платежів за результатами роботи балансуєчого ринку та виставлення відповідних рахунків. Причому участь у балансуванні є обов'язковою для виробників та енергопостачальників у випадках, передбачених правилами ринку. На рис. 2.8 зображена діаграма функцій з виділенням основних областей процесів на балансуєчому ринку.

Функції з планування режиму роботи ОЕС України на наступну добу та балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії за поточну добу на балансуєчому ринку виконує системний оператор у порядку, визначеному кодексом магістральних і міждержавних електричних мереж та правилами ринку.

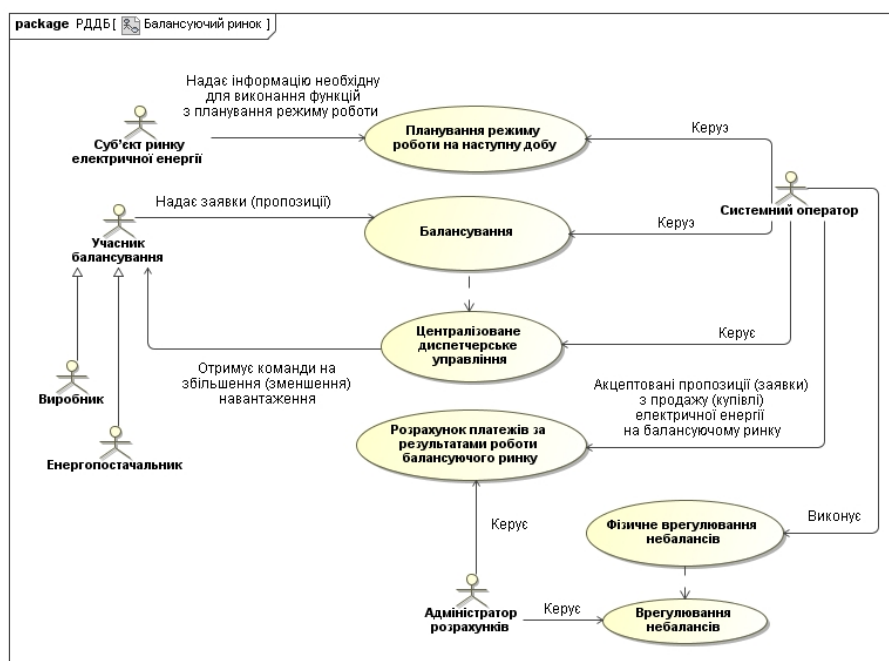


Рис. 2.8. Діаграма функцій сегмента балансуєчого ринку електричної енергії

Проведення розрахунків та виставлення рахунків за результатами роботи балансуєчого ринку здійснює адміністратор розрахунків.

Усі суб'єкти ринку (виробники, енергопостачальники, споживачі електричної енергії, електропередавальна та електророзподільні організації, системний оператор, адміністратор розрахунків, головний оператор комерційного обліку, біржа електричної енергії та інші підприємства і організації, які здійснюють діяльність на цьому ринку) зобов'язані надавати системному оператору інформацію, необхідну для виконання його функцій з планування режиму роботи ОЕС України в обсягах, формі та у порядку, визначених кодексом магістральних і міждержавних електричних мереж та правилами ринку.

При складанні графіка навантаження ОЕС України системний оператор повинен забезпечити в порядку, визначеному правилами ринку:

- врахування погодинних графіків виробництва та споживання електричної енергії учасників ринку, електропередавальної та електророзподільних організацій;
- наявність необхідних резервів потужності відповідно до укладених ним договорів про надання допоміжних послуг;
- врегулювання системних обмежень.

Погодинні графіки виробництва або споживання електричної енергії, затверджені системним оператором в установленому правилами ринку порядку, є обов'язковими для виконання відповідними суб'єктами ринку.

Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України здійснюється відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та кодексу магістральних і міждержавних електричних мереж.

При здійсненні централізованого диспетчерського (оперативно-технологічне) управління ОЕС України системний оператор має право видавати оперативні команди учасникам балансування на зміну їх затверджених погодинних графіків виробництва або споживання електричної енергії. Порядок врахування команд системного оператора при проведенні розрахунків на балансуєчому ринку та небалансів електричної енергії визначається правилами ринку.

Для участі в балансуванні виробники та енергопостачальники повинні відповідати вимогам кодексу магістральних і міждержавних електричних мереж та отримати статус учасника балансування шляхом укладення із системним оператором та адміністратором розрахунків договорів про участь у балансуванні у порядку, передбаченому правилами РДДБ України.

Учасники балансування подають системному оператору свої пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку в порядку та формі, визначених правилами ринку. Системний оператор з метою балансування обсягів виробництва та споживання електричної енергії надає команди учасникам балансування на збільшення (зменшення) їх навантаження з використанням механізму відбору пропозицій (заявок) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку учасників балансування.

Така команда системного оператора на збільшення (зменшення) навантаження є стосовно відповідного учасника балансування акцептом з боку системного оператора його пропозиції (заявки) з продажу

(купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку, зміною його затвердженого добового графіка виробництва (споживання), а також визначає взаємні зобов'язання системного оператора та учасника балансування з купівлі (продажу) електроенергії на балансуєчому ринку.

Акцептовані системним оператором пропозиції (заявки) з продажу (купівлі) електричної енергії на балансуєчому ринку вважаються угодами з купівлі-продажу електричної енергії на балансуєчому ринку між системним оператором та відповідним учасником балансування.

За результатами роботи балансуєчого ринку адміністратор розрахунків розраховує платежі за електричну енергію системного оператора та учасників балансування, а також ціну небалансу, обсяги небалансів та відповідні платежі за небаланси.

На ринку електричної енергії сторони, відповідальні за баланс (учасники ринку, електропередавальна та електророзподільні організації, біржа електричної енергії), несуть фінансову відповідальність за свій небаланс відповідно до правил ринку. При цьому вони повинні максимально забезпечувати збалансованість своїх договірних обсягів продажу та купівлі електричної енергії і фактичних обсягів виробництва та споживання електричної енергії.

Фізичне врегулювання небалансів в ОЕС України здійснюється системним оператором на балансуєчому ринку. Небаланс сторони, відповідальної за баланс, розраховується адміністратором розрахунків, виходячи з обсягів купівлі-продажу електричної енергії за усіма її двосторонніми договорами та біржовими угодами, а також акцептованих заявок та пропозицій на балансуєчому ринку й фактичних обсягів виробництва та споживання нею електричної енергії.

Фінансове врегулювання небалансів здійснюється шляхом взаєморозрахунків за небаланси між системним оператором та сторонами, відповідальними за баланс, за цінами небалансу, що сформувалися за результатами роботи балансуєчого ринку у порядку, визначеному правилами ринку.

Ринок допоміжних послуг. Ринок допоміжних послуг – ринок, організований системним оператором з метою придбання ним допоміжних послуг у постачальників допоміжних послуг. Він функціонує з метою забезпечення достатнього обсягу послуг, необхідних

системному оператору для підтримання балансу в ОЕС України, забезпечення її сталої та надійної роботи та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів.

Відповідно допоміжні послуги – це послуги, які системний оператор придбає у постачальників допоміжних послуг для забезпечення надійної роботи ОЕС України та відповідної якості електричної енергії.

Участь виробників електричної енергії та енергопостачальників у роботі ринку допоміжних послуг є добровільною, крім випадків, передбачених кодексом магістральних і міждержавних електричних мереж та правилами ринку.

Обсяги допоміжних послуг та вимоги щодо їх надання визначаються системним оператором відповідно до кодексу магістральних мереж та інших нормативно-технічних документів. Ця інформація є відкритою та підлягає оприлюдненню в порядку, визначеному правилами ринку.

Купівля допоміжних послуг здійснюється системним оператором на підставі договорів про надання допоміжних послуг з постачальниками допоміжних послуг, укладених за результатами конкурсного відбору пропозиції постачальників допоміжних послуг. Умови та порядок проведення конкурсу на закупівлю допоміжних послуг визначаються правилами ринку.

З метою забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України надання мінімально необхідних обсягів певних допоміжних послуг є обов'язковим. Види таких допоміжних послуг, їх обсяги та умови оплати визначаються кодексом магістральних і міждержавних електричних мереж та правилами ринку. Зокрема, мова йде про первинне, вторинне та третинне регулювання частоти; регулювання активної потужності; регулювання напруги в енергосистемі; пуск після системної аварії; протиаварійну автоматику.

При закупівлі допоміжних послуг системний оператор повинен керуватися принципом ефективного ціноутворення з метою мінімізації вартості закупівлі допоміжних послуг при повному забезпеченні потреби на них. Порядок ціноутворення на ринку допоміжних послуг визначається правилами ринку та має, зокрема, враховувати відшкодування обґрунтованих витрат постачальників допоміжних послуг, пов'язаних з їх наданням, та покриття інвестицій, необхідних для забезпечення надання цих послуг.

Врахування обсягів електричної енергії, пов'язаної із наданням допоміжних послуг, при визначенні обсягів небалансів електричної енергії здійснюється в порядку, визначеному правилами ринку.

Ринок доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж. Ринок доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж – ринок, організований електропередавальною організацією з метою розподілу пропускної спроможності міждержавних ліній електропередач для здійснення експорту-імпорту електричної енергії.

Учасники ринку електричної енергії (виробники або енергопостачальники) можуть укласти договори про імпорт або експорт з покупцями або продавцями в інших країнах відповідно до чинного законодавства про зовнішню торгівлю. У зв'язку з тим, що попит на міждержавні перетоки може перевищувати наявну пропускну спроможність електричних мереж, учасники ринку мають забезпечити надійний доступ до міждержавних ліній електропередачі, що потребує створення прозорого механізму для визначення, розподілення й використання наявних пропускних спроможностей.

Доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж з метою експорту-імпорту електричної енергії здійснюється на умовах аукціону. Організацію проведення аукціону забезпечує електропередавальна організація. Порядок доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж визначається правилами ринку.

Наявну пропускну спроможність (НПС) міждержавних електричних мереж визначає системний оператор. У разі торгівлі з державами-членами ЄС НПС повинна бути визначена системним оператором відповідно до правил і положень, встановлених ENTSO-E. Визначення НПС на кожному кордоні має базуватися на знанні можливого стану системи й можливих комерційних і фізичних обмінах з іншими країнами та координуватися із системними операторами інших країн.

У тих випадках, коли НПС менша за обсяги, якими учасники ринку бажають торгувати, вона має бути виділена учасникам ринку заздалегідь. Коли це можливо, виділення НПС буде здійснюватися через процес аукціону.

Аукціони на виділення прав доступу до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж можуть проводитись, наприклад,

на річній, місячній і добовій основі, хоча використання різних продуктів або часових горизонтів може з часом коригуватись. Передача електричної енергії, призначеної для експорту-імпорту, здійснюється електропередавальною організацією.

Ціни на електричну енергію при здійсненні експортних та імпорتنих операцій визначаються на договірних засадах.

Біржа електричної енергії. Біржа електричної енергії – товарна біржа, яка забезпечує організаційні, технологічні, правові та інші умови для функціонування й розвитку ринку біржової торгівлі електричною енергією.

Метою роботи біржі електричної енергії є коригування двосторонньої торгівлі шляхом забезпечення функціонування централізованого ринку короткострокових контрактів, на якому торгуючі учасники зможуть здійснювати купівлю-продаж електричної енергії на добу наперед на добровільній основі. Це досягається шляхом забезпечення відповідності між цінними заявками й пропозиціями щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії, отриманими від учасників РДДБ. На біржі електричної енергії покупці та продавці будуть укладати договори на постачання електричної енергії на добу наперед за певні або всі періоди часу. Такий сегмент РДДБ буде давати можливість скорегувати прогнозований попит та забезпечення на основі більш точного прогнозу на наступну добу.

Центральним механізмом біржі електричної енергії є двосторонній аукціон з купівлі-продажу електричної енергії. Участь і перемога в аукціоні дозволяє виробникам отримати «гарантоване замовлення» на генерацію електричної енергії. У свою чергу, покупці електричної енергії в результаті виграшу на аукціоні отримують гарантії покриття частини прогнозованого навантаження. Причому специфікою аукціону електричної енергії є те, що на основі розрахованих обсягів купівлі-продажу електричної енергії учасникам РДДБ необхідно сформувати графік роботи, що надається системному оператору для формування електричного режиму з урахуванням системних обмежень, які не повинні суперечити технологічним та режимним обмеженням на виробництво, транспортування та розподіл електричної енергії.

На біржі електричної енергії здійснюється торгівля різними стандартизованими продуктами, а саме: прості пропозиції для окремих

розрахункових періодів (наприклад, одна година), що є основним продуктом; блочні пропозиції та зв'язані блочні пропозиції. Блочна пропозиція являє собою єдину операцію щодо продажу або купівлі постійної кількості електричної енергії протягом декількох послідовних годин. Зв'язані блочні пропозиції дають змогу учаснику біржі скласти список пріоритетів блочних пропозицій, причому прийняття зв'язаної пропозиції вимагає прийняття всіх зв'язаних блочних пропозицій з більш високими пріоритетами.

Учасниками біржі можуть бути виробники, енергопостачальники, електропередавальна й електророзподільна організації, які отримали доступ до ринку електричної енергії та підписали з біржою електроенергії договір про участь на ринку біржової торгівлі електричною енергією. Цей договір є невід'ємною частиною правил біржової торгівлі електричною енергією.

З метою продажу (купівлі) електричної енергії на ринку біржової торгівлі електричною енергією на наступну добу учасники біржі подають на ринок біржової торгівлі електричною енергією свої пропозиції (заявки) із зазначенням інформації щодо біржових продуктів, які вони мають намір продати (купити), пропонованої ними ціни продажу (купівлі) електричної енергії та термінів здійснення продажу (купівлі) електричної енергії. Форма та порядок подання пропозицій (заявок) визначаються правилами біржової торгівлі.

Ціна продажу-купівлі електричної енергії на наступну добу для кожного біржового продукту визначається за результатами біржових торгів шляхом зіставлення заявок та пропозицій членів біржі електричної енергії відповідно до правил біржової торгівлі. Біржа електричної енергії надає адміністратору розрахунків повідомлення щодо укладених біржових угод у порядку та формі, визначених правилами ринку. Торгівля електричною енергією на ринку біржової торгівлі електричною енергією здійснюється за правилами біржової торгівлі електричною енергією, які затверджуються біржовим комітетом за погодженням з органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці. Правила біржової торгівлі набувають чинності за умови їх погодження органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці.

До функцій біржі електричної енергії належать:

– здійснення організаційних заходів щодо проведення біржових торгів електричною енергією;

- реєстрація учасників біржі, ведення відповідного реєстру та його оприлюднення відповідно до правил біржової торгівлі електричною енергією;
- організація системи гарантій виконання фінансових зобов'язань учасників біржі відповідно до правил біржової торгівлі електричною енергією;
- проведення біржових торгів електричною енергією;
- визначення обсягів продажу та купівлі електричної енергії учасників біржі, цін на електричну енергію та відповідних фінансових зобов'язань учасників біржі та біржі електроенергії за результатами торгів;
- взаємодія з адміністратором розрахунків в частині надання повідомлень про погодинні обсяги проданої та купленої електричної енергії учасниками біржі за підсумками біржових торгів;
- оприлюднення інформації про погодинні ціни та обсяги електричної енергії за підсумками біржових торгів;
- врегулювання спорів між учасниками біржі відповідно до правил біржової торгівлі;
- виконання інших функцій, визначених статутом біржі та правилами біржової торгівлі.

Біржа електричної енергії або уповноважена нею юридична особа (кліринговий центр) повинна підписати договір про врегулювання небалансів електричної енергії з адміністратором розрахунків та системним оператором і несе відповідальність за фінансове врегулювання небалансів у порядку, визначеному правилами ринку.

З метою забезпечення діяльності на ринку електричної енергії біржа електричної енергії повинна відповідати вимогам правил ринку щодо організації систем передачі даних та інформаційного обміну.

Впровадження наведеної моделі дає змогу посилити конкуренцію в електроенергетичній галузі шляхом припинення втручання в господарську діяльність виробників електричної енергії, встановити обґрунтовані ціни на електричну енергію для виробників, посилити відповідальність сторін договорів, ліквідувати перехресне субсидування, встановити реальні ціни на електричну енергію для споживачів, зменшити коливання ціни на електричну енергію, створити привабливий інвестиційний клімат.

2.2.2. Проблемні питання та рекомендації щодо впровадження конкурентної моделі ринку електричної енергії в Україні

Аналіз функціонування різних типів ринків електричної енергії показав, що загальний термін «ринок електричної енергії» являє собою складну структуру різних ринків (сегментів) з різними продуктами та для різних відрізків часу. Зважаючи на це, слід обережно проводити порівняння прикладів функціонування різних ринків, оскільки вони не можуть завжди бути напряду зіставлені між собою. Подібно іншим ринкам, на ринку електричної енергії існують чіткі правові, комерційні та технічні вимоги. Незважаючи на те що в процесі лібералізації можна спостерігати зближення ринкових структур та ринкових правил, вимоги можуть відрізнятися для побудованих моделей ринків електричної енергії різних країн і навіть різних регіонів однієї країни. Деякі вимоги мають загальний характер і поширюються на всі ринки, а деякі є специфічними для ринку певної країни або регіону. Ключовим рішенням при визначенні загальної моделі функціонування ринку електричної енергії є вибір однієї з двох базових моделей, а саме обов'язкового пулу з централізованим складанням графіків, з одного боку, та ринку двосторонніх договорів з децентралізованим складанням графіків від виробників електричної енергії – з іншого.

Серед завдань розвитку нормативно-правової та технологічної бази в Україні слід виділити необхідність розроблення правової і регуляторної структури, бізнес-правил, технічних правил ринку (доступ до мережі, зведення балансів, керування графіками, керування перенавантаженням), схем ідентифікації учасників ринку і об'єктів електронного бізнесу, кодексу вимірювань (надання послуг вимірювань та доступ до результатів вимірювань), кодексу магістральних мереж (управління та функціонування), кодексу розподільчих мереж (управління та функціонування), методик ціноутворення на роздрібному регульованому ринку, ринку допоміжних послуг, правил функціонування біржі електричної енергії.

До останнього часу однією з найважливіших проблем, що пов'язана з впровадженням конкурентних моделей ринків у кожній країні, була відсутність формалізованого підходу до опису моделі функціонування ринку електричної енергії, що у свою чергу призводило до

складнощів при формуванні кінцевої архітектури ринку, розробці остаточних правил ринку, визначенні технологічних та бізнес-процесів ринку електричної енергії в цілому або окремих його сегментів. Аналіз принципів функціонування світових ринків електричної енергії, міжнародних стандартів, а також загальних підходів до побудови моделей ринків електричної енергії підтверджує, що для побудови ринку електричної енергії необхідне застосування сучасної методології об'єктно орієнтованого моделювання для побудови рольової моделі РДДБ України, що базується на сучасних інформаційних технологіях. Такий підхід значно спрощує організацію та функціонування системи управління ринком електричної енергії. Враховуючи загальну спрямованість моделі РДДБ України на принципи функціонування ринків електричної енергії країн Європи, побудова рольової моделі РДДБ України має спиратися на Гармонізовану європейську модель ринку електричної енергії.

Відповідно до розпорядження Кабінету Міністрів України від 28 листопада 2007 р. № 1056-р «Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України» було передбачено три основні етапи розвитку оптового ринку електричної енергії в Україні:

1. *Формування нормативно-правової бази, часткове запровадження двосторонніх договорів учасників ринку електричної енергії.* Основні заходи:

– розроблення проектів законів України: «Про державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій у сфері енергетики»; «Про ринок електроенергії України»; «Про внесення змін до Законів України "Про електроенергетику" і "Про природні монополії"» та інших законів у сфері електроенергетики;

– розроблення проектів правил: функціонування ринку двосторонніх договорів учасників ринку електричної енергії; реєстрації та обліку двосторонніх договорів; забезпечення договірних гарантій для балансуєчого ринку електричної енергії; комерційного обліку електроенергії та інші;

– розроблення проектів Порядку здійснення процедур забезпечення безперервності енергопостачання; Кодексу магістральних та розподільчих мереж України;

– розроблення проектів методик: оцінки активів учасників ринку електричної енергії; обчислення плати за послуги з приєднання та ко-

ристування магістральними мережами; обчислення плати за послуги з приєднання та користування розподільними мережами;

- визначення конфігурації, вимог та специфікацій апаратного і програмного забезпечення РДДБ;

- розроблення плану впровадження засобів обліку, інформаційної системи та системи телекомунікації для учасників ринку електричної енергії;

- визначення кваліфікаційних вимог до учасників;

- започаткування укладення двосторонніх договорів учасників ринку електричної енергії.

2. *Впровадження спеціального механізму балансування обсягів купівлі-продажу електричної енергії із збереженням централізованого складення графіків навантаження.* Основними заходами є впровадження спеціального механізму балансування обсягів купівлі-продажу електричної енергії та системи розрахунків у разі виникнення небалансу.

3. *Запровадження складання власних графіків навантаження учасниками РДДБ та створення біржі електричної енергії.* Основні заходи:

- впровадження механізму складення власних графіків навантаження кваліфікованими учасниками ринку електричної енергії;

- створення біржі для здійснення торгівлі електричною енергією;

- запровадження ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку електричної енергії.

Впровадження моделі РДДБ потребує вирішення багатьох правових, регламентуючих, технологічних та економічних проблем, а саме:

1. *Забезпечення датованих цін споживачів.* Варіанти вирішення:

- регульовані договори для виробників з гарантованими постачальниками на встановлений обсяг продажу електричної енергії за фіксованими цінами;

- торгівля дотаційними сертифікатами на збитки гарантованих постачальників від неринкових тарифів;

- прямі дотації уразливим споживачам з Державного бюджету.

2. *Недопущення збільшення тарифів для не побутових споживачів за рахунок «надприбутків» АЕС та ГЕС.* Варіанти вирішення:

- для запобігання «надприбуткам» «дешевих» АЕС (ГЕС) частина загальних витрат, пов'язаних з постачанням електроенергії споживачам, включається до зобов'язань лише АЕС (ГЕС);

- дотаційні сертифікати для ТЕС, ТЕЦ та ВДЕ;
- примусовий продаж частини електроенергії АЕС на односторонньому аукціоні;

- регульовані договори для АЕС (ГЕС).

3. *Робота ГЕС та ГАЕС на РДДБ.* Варіанти вирішення:

- продаж усього обсягу електроенергії виробниками на біржі;
- за двосторонніми договорами обсяги продажу (графік потужності) обмежуються (за поданням системного оператора наперед для кожного періоду часу). Решта обсягів має продаватися виробником на біржі. Графік обсягів, що пропонуватиметься для продажу на біржі, має погоджуватись із системним оператором;

- продаж та купівля електричної енергії ГАЕС здійснюється за вимогою системного оператора;

- різниця цін купівлі-продажу компенсується системним оператором. Інші витрати та прибуток ГАЕС покриваються тарифом на допоміжні послуги.

4. *Участь учасників ринку в різних сегментах РДДБ* – зумовлюється кінцевою архітектурою ринку та технологічними можливостями учасників.

5. *Використання різних продуктів для торгівлі на біржі електричної енергії.* Варіанти вирішення:

- запровадження складної системи біржових продуктів одразу: прості погодинні, блокові, зв'язані блокові пропозиції, дискретні та лінійні типи продуктів;

- поетапне впровадження продуктів на біржі.

6. *Купівля-продаж «зеленої» електроенергії, виробленої відновлюваними джерелами енергії.* Варіанти вирішення:

- продаж «зелених сертифікатів» для забезпечення відповідного рівня доходів ВДЕ;

- укладання гарантованими постачальниками регульованих договорів з ВДЕ на встановлений обсяг за фіксованими цінами;

- реалізація обсягів «зеленої» електричної енергії суб'єктам, які негативно впливають на навколишнє середовище;

- механізм стимулювання через «зелені» надбавки (наприклад, через тариф системного оператора, АЕС, бюджет).

7. *Гарантування оплати електричної енергії на балансуєчому ринку.* Варіанти вирішення:

- акредитив: пряме зобов'язання банку здійснити платіж на користь продавця;
- банківські гарантії;
- попередня оплата або внесення авансового платежу;
- використання спеціальних рахунків учасників ринку, відкритих під контролем регулятора.

8. *Відокремлення різних типів генерації при роботі на РДДБ.* Варіанти вирішення:

- електроенергія, вироблена виробником, реалізується загалом без урахування типу електростанції, на якій вона буде вироблена. Виробники формують графіки навантаження самостійно по всіх станціях, виходячи із загального пакета договорів;
- електроенергія, вироблена виробником на електростанціях різних типів (АЕС, ТЕС, ГЕС, ГАЕС, «зелені»), має продаватися на ринку окремо.

9. *Врахування мережних та технологічних обмежень.* Варіанти вирішення:

- вузлове ціноутворення за досвідом Росії та деяких ринків США;
- зональне ціноутворення на біржі;
- єдина ціна на біржі та врахування мережних обмежень засобами БР.

10. *Забезпечення інвестицій у генерацію в РДДБ.* Варіанти вирішення:

- договори на закупівлю електроенергії на довгостроковий період;
- введення платежів за потужність;
- ринкове ціноутворення без наявності спеціальних механізмів забезпечення інвестицій;
- збереження механізму інвестиційних надбавок;
- закупівля потужності на довгостроковий період як допоміжної послуги на аукціон.

Окрім наведених проблемних питань впровадження моделі РДДБ в Україні слід виділити необхідність розробки правил функціонування біржі електричної енергії, правил створення балансуючих груп з метою зменшення сумарного небалансу учасників цих груп, розробки критеріїв та вимог до ліцензування учасників ринку, критеріїв кваліфікації споживачів, внесення змін до податкового кодексу та Закону України «Про електроенергетику».

На рис. 2.9 наведено діаграму дій загального процесу впровадження моделі РДДБ в Україні.

До основних заходів щодо впровадження моделі РДДБ в Україні на сьогодні час слід відносити такі:

1. Ринок електричної енергії починає функціонувати через два з половиною роки після набрання чинності Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», за винятком ринку двосторонніх договорів та ринку допоміжних послуг, які починають функціонувати через шість місяців з урахуванням особливостей, передбачених перехідним періодом.

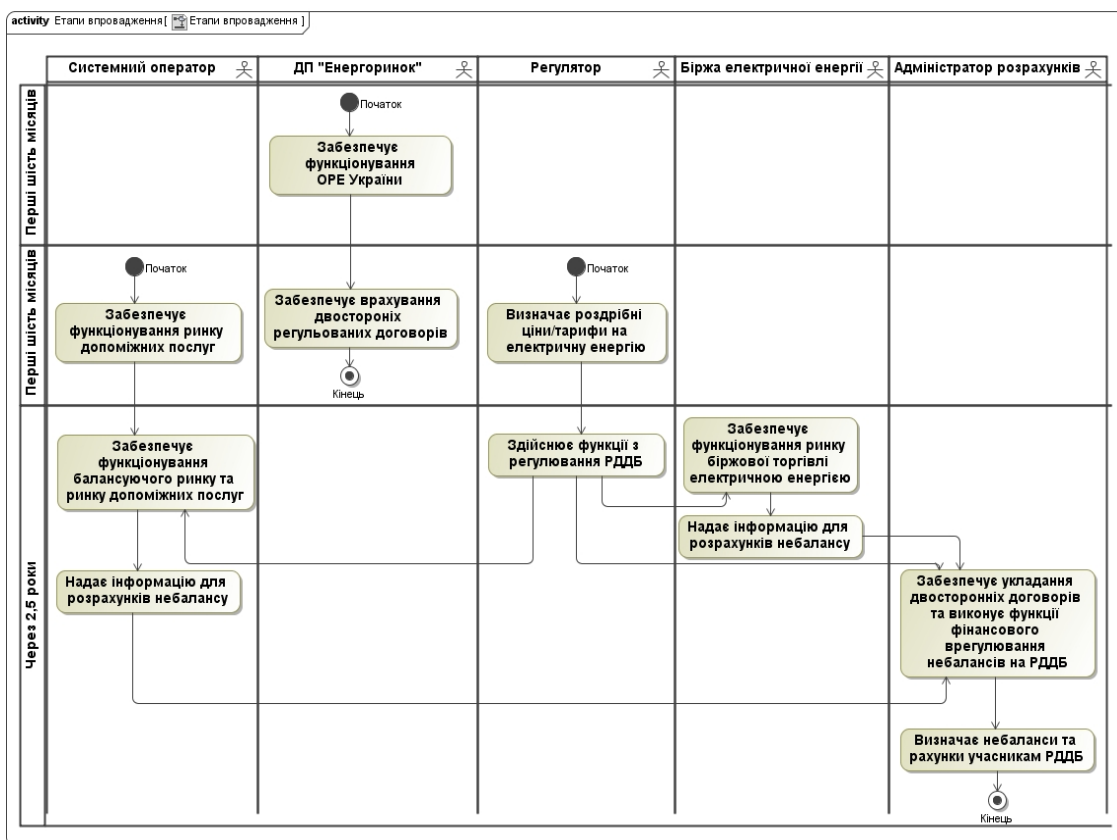


Рис. 2.9. Діаграма впровадження РДДБ України

2. З метою забезпечення переходу до РДДБ на два роки запроваджується перехідний період, який починає діяти через шість місяців з дати набрання чинності Законом.

3. Під час перехідного періоду:

– діє порядок функціонування ринку електричної енергії в перехідний період;

- функціонує спотовий ринок електричної енергії України, який діє на підставі Закону України «Про електроенергетику», з урахуванням особливостей, передбачених перехідним періодом;
- функціонує ринок двосторонніх договорів у частині регульованих двосторонніх договорів;
- споживачі електричної енергії (крім побутових) мають право вибору енергопостачальника;
- енергопостачальники, які здійснюють постачання електричної енергії на закріпленій території, виконують функції гарантованих енергопостачальників у частині постачання електричної енергії споживачам електричної енергії, які до них звернулися та розташовані на території здійснення їх ліцензованої діяльності;
- гарантовані енергопостачальники купують електричну енергію на оптовому ринку електричної енергії та/або за регульованими двосторонніми договорами із виробниками, які укладаються на умовах, що визначаються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці, з метою постачання її споживачам, які розташовані на території здійснення їх ліцензованої діяльності;
- роздрібні ціни/тарифи на електричну енергію, за якими гарантований енергопостачальник продає електричну енергію споживачам електричної енергії, регулюються органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці;
- незалежні енергопостачальники купують електричну енергію на оптовому ринку електричної енергії;
- функціонує ринок допоміжних послуг, на якому системний оператор закуповує допоміжні послуги у порядку, визначеному органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці;
- здійснюється відокремлення функцій з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії;
- орган державного регулювання діяльності в електроенергетиці: забезпечує функціонування ринку електричної енергії в перехідному періоді відповідно до затвердженого ним Порядку; визначає сторони та умови регульованих двосторонніх договорів; здійснює регулювання ринку допоміжних послуг, зокрема регулює тарифи на допоміжні послуги відповідно до затвердженої методики, та визначає порядок закупівлі допоміжних послуг системним оператором; розробляє та затверджує нормативно-правові документи, що забезпечують

функціонування ринку електричної енергії, передбаченого цим Законом.

Кабінет Міністрів України має забезпечити: зміну механізму доування окремих галузей промисловості та побутових споживачів; поступове скасування пільг на електричну енергію для окремих галузей промисловості та побутових споживачів; поступове скасування системи єдиних тарифів на електричну енергію; визначення та/або створення підприємств для виконання функцій електропередавальної організації, адміністратора розрахунків, адміністратора комерційного обліку та реорганізацію підприємства, що здійснює діяльність з оптового постачання електричної енергії; визначення на конкурсних засадах товарної біржі для виконання функцій біржі електричної енергії; розробку та прийняття нормативно-правових актів, необхідних для забезпечення реалізації РДДБ.

Через два роки з дати набрання чинності Законом електророзподільна організація має бути юридично та організаційно незалежною щодо інших видів діяльності вертикально інтегрованої господарської організації, які не пов'язані з передачею електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, що передбачає:

- заборону суміщення посад у складі вертикально інтегрованої господарської організації;
- самостійність прийняття рішень щодо поточних фінансових операцій, експлуатації, будівництва чи модернізації об'єктів місцевих (локальних) електричних мереж для провадження відповідної ліцензійної діяльності.

Електророзподільна організація щороку готує план заходів, що забезпечує відокремлення та незалежність її господарської, зокрема ліцензійної, діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами від діяльності вертикально інтегрованої господарської організації. Такий план заходів та звіти про його виконання подаються органу державного регулювання діяльності в електроенергетиці для проведення моніторингу відповідно до законодавства та їх оприлюднення.

Впровадження наведених заходів дасть змогу забезпечити поступове впровадження моделі РДДБ України з відповідним навчанням учасників та реалізацією необхідних заходів щодо розроблення та впровадження нормативно-правової бази та технічних засобів і регламентів функціонування конкурентної моделі ринку.

2.3. Ліцензійна діяльність з передачі та постачання електричної енергії залізниць України

У 1997–1999 рр. усі залізниці України отримали ліцензії на право здійснення підприємницької діяльності з передачі та постачання електроенергії за регульованим тарифом. Метою отримання цих ліцензій для залізниць України були насамперед доступ до дешевої електроенергії на Оптовому ринку і, як наслідок, зменшення власних витрат на її закупівлю.

Для отримання можливості виконувати діяльність за вищезазначеними ліцензіями залізниці мали впровадити певні організаційні та технічні заходи. Серед основних заходів слід виділити: створення відповідної структури (структурного підрозділу); відокремлення бухгалтерського обліку з основного виду діяльності (перевезення) та ліцензованої діяльності – відповідно до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з передачі та постачання електроенергії; впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії; розрахунок та затвердження тарифів на постачання та передачу електроенергії; укладання договору з ДП «Енергоринок».

Враховуючи умови роботи на ринку електроенергії України, які динамічно змінюються, наказом Генерального директора Укрзалізниці № 268-Ц від 8 травня 2001 року на залізницях України створені структурні підрозділи – енергозбути.

Одним з основних напрямків роботи залізничних енергозбутів у сучасних умовах є захист економічних і правових інтересів залізниць на рівні постачання електроенергії, зменшення витрат коштів на закупівлю, а також збільшення надходжень за послуги з передачі електроенергії власними мережами залізниць обласним електропостачальним організаціям.

У 2007 році залізниці, відповідно до розробленої Укрзалізницею Методики розділення бухгалтерського обліку між діяльністю залізниць з передачі та постачання електроенергії і здійсненням діяльності з перевезень, затвердженої наказом генерального директора від 14.03.2007 № 149-Ц, почали вести окремий бухгалтерський облік.

Починаючи з 2001 року на залізницях виконуються роботи з приведення обліку електричної енергії до вимог Оптового ринку електричної енергії. За цей час було створено та введено до промислової

експлуатації систему АСКОЕ, яка дозволяє здійснювати погодинний облік спожитої залізницею електроенергії. Фахівці залізниць визнані в енергетичних колах країни та беруть постійну участь у робочих нарадах ДП «Енергоринок» та НЕК «Укренерго» з питань вдосконалення систем обліку електроенергії.

У червні 2007 року Національна комісія регулювання електроенергетики переглянула та затвердила для залізниць України нові тарифи на постачання та передачу електричної енергії, що відповідали тодішнім фактичним витратам залізниць на утримання власних локальних мереж та необхідного персоналу.

Першою перехід до Оптового ринку електричної енергії України здійснила у 2002 році Південно-Західна залізниця. Наступною залізницею стала Донецька, яка почала закуповувати електроенергію на ОПЕ з 2008 року, за нею Придніпровська – з 2010, а Одеська, Південна та Львівська – з 2011 року. Тобто, всі залізниці України, відповідно до вимог законодавства, зокрема Статті 15 Закону України «Про електроенергетику», закуповують електроенергію на Оптовому ринку електричної енергії України та на підставі отриманих ліцензій реалізують її своїм споживачам або передають її своїми електричними мережами споживачам інших постачальників електроенергії.

Взаємовідносини в частині постачання та передачі електроенергії постачальником споживачу регулюються Законом України «Про електроенергетику»; Умовами та Правилами здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, затвердженими постановою НКРЕ від 13.07.1996 № 15/1; Умовами та Правилами здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, затвердженими постановою НКРЕ від 13.07.1996 № 15; Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою НКРЕ від 31.07.1996 № 28.

Залізниці України – це постачальники електроенергії за регульованим тарифом, тобто вони постачають електроенергію своїм споживачам за тарифами, що регулюються та встановлюються Національною комісією, що здійснює регулювання у сфері електроенергетики.

Закупівля електроенергії на ОПЕ дозволяє залізницям покривати свої витрати на утримання частини господарства електропостачання, що бере участь у ліцензованій діяльності, не за рахунок діяльності

з перевезення, а за рахунок тарифів на постачання та передачу. Ці тарифи затверджуються постановами НКРЕ на підставі матеріалів, наданих залізницею.

До початку роботи залізниць на ОРЕ тариф, за яким електроенергію отримували залізничні та сторонні споживачі, формувався таким чином: до вартості, за якою електроенергія закуповувалась у відповідних обленерго, додавалися витрати, які несли залізниці на утримання власних електричних мереж та відповідного персоналу. Частина цих витрат залізниці відшкодовували ті ж обленерго, однак тариф, за яким це відшкодування здійснювалось, не покривав і половини фактичних витрат підприємства.

З моменту переходу на закупівлю електричної енергії з ОРЕ всі споживачі залізниць України (як власні, так і сторонні) почали отримувати електроенергію за єдиними загальнодержавними тарифами. Розрахунки за реалізовану електроенергію здійснюються відповідно до ст.151 Закону України «Про електроенергетику» за тарифами, що затверджуються відповідними постановами НКРЕ. При цьому витрати на утримання мереж залізниці більше не додавалися до закупівельного тарифу, а через механізм, передбачений постановою НКРЕ, відшкодовувалися залізниці Енергоринком.

Саме порівняння фактичних тарифів, за якими отримували електроенергію кінцеві споживачі (підрозділи залізниці), і було визначено за показник ефективності роботи залізниці як ліцензіата.

До 2005 року основною привабливістю закупівлі електроенергії на ОРЕ для залізниці була ціна. Враховуючи специфіку роботи залізничного транспорту, а саме наявність значного споживання електроенергії у нічний час, тобто в години найдешевшої електроенергії, ціна для залізниці була значно нижча, ніж для обленерго. Крім того, залізниці мали змогу ще покращувати власну закупівельну ціну, корегуючи графік руху поїздів і, як наслідок, змінюючи баланс споживання електроенергії: зменшуючи денне навантаження і збільшуючи нічне.

У 2005 році в країні було введено єдиний тариф на електроенергію. Тобто залізниці мали реалізовувати електроенергію своїм споживачам (як власним структурним підрозділам, так і стороннім споживачам) за одним тарифом. Усі залізниці, як і деякі обленерго, ввійшли до розряду донорів. Тобто їх погодинний графік закупівлі електроенергії на ОРЕ був кращий, ніж середній на ОРЕ. Для всіх

ліцензіатів, що закупають електроенергію на Оптовому ринку, був введений корегуючий коефіцієнт. Для ліцензіатів-донорів на величину цього коефіцієнта відпускна ціна ОРЕ штучно збільшувалась, а для ліцензіатів-реципієнтів відповідно зменшувалась. Таким чином залізниці, по-перше, втратили можливість отримувати певні переваги від закупівлі електроенергії за значно нижчою ціною, по-друге, повністю втратили стимул для корегування власного графіка споживання. Подальше корегування, звичайно ж, покращувало графік, однак при цьому збільшувався і корегуючий коефіцієнт, а отже, відпускна ціна ОРЕ не змінювалась. У результаті підрозділи залізниць в будь-якому випадку отримували б електроенергію за єдиними тарифами.

Однак вихід із цієї ситуації був знайдений. Усі залізничні підприємства, структурні підрозділи залізниць, сторонні транспортні підприємства, що отримують електроенергію від залізниць на підставі договору, є споживачами електроенергії. Відповідно до Закону України «Про електроенергетику», споживачами є суб'єкти господарської діяльності та фізичні особи, що використовують енергію для власних потреб.

Відповідно до Статті 25 Закону України «Про електроенергетику», споживачі мають право на вибір постачальника електричної енергії, якими можуть бути: або постачальник за регульованим тарифом, безпосередньо від мереж якого споживач отримує електричну енергію, або постачальник за нерегульованим тарифом, що отримав в установленому порядку ліцензію на здійснення відповідного виду діяльності й уклав договір на передачу електричної енергії з власником електричних мереж.

З уведенням у країні Постановою Кабінету Міністрів України від 15.08.2005 № 745 єдиних роздрібних тарифів на електроенергію залізниці втратили можливість отримувати певний економічний ефект від власного погодинного графіка споживання електроенергії. Погодинний графік споживання електроенергії залізниць, порівняно з іншими підприємствами України, характеризується значним споживанням електроенергії у нічні години (години найнижчої ціни електроенергії) і відносно незначним споживанням електроенергії у години найбільшої ціни. При цьому слід зауважити, що вищеописаний погодинний графік споживання притаманний лише одному споживачу-підрозділу залізниць, а саме службам локомотивного госпо-

дарства, які споживають електроенергію для живлення власного електроотягового рухомого складу.

Враховуючи, що від залізниці, як постачальника електричної енергії за регульованим тарифом, цей споживач може отримувати електроенергію виключно за єдиними роздрібними тарифами, а отже, не може мати будь-яких преференцій від власного погодинного графіка споживання, залізниці уклали угоди про закупівлю електроенергії цим споживачем у постачальника електроенергії за нерегульованим тарифом.

Тарифи, за якими постачальник електроенергії за нерегульованим тарифом реалізує електроенергію своїм споживачам, не регулюються державою, а визначаються виключно шляхом переговорів та встановлюються нижчими на величину певного дисконту (на 1–2 % нижчі) від єдиних роздрібних тарифів на електроенергію, що діють у розрахунковому місяці.

Крім того, незалежний постачальник відшкодовує залізниці витрати на передачу електроенергії її мережами. Відшкодування проводиться згідно із затвердженими НКРЕ тарифами.

Неодмінною умовою здійснення діяльності з передачі та постачання електричної енергії залізницями України є виконання затверджених НКРЕ **інвестиційних програм**.

Для залізниць України інвестиційна програма є планом використання коштів для підвищення рівня надійності та економічності роботи основних фондів з ліцензійної діяльності, який містить комплекс зобов'язань ліцензіата на період її виконання щодо розвитку підприємства, зокрема зниження технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах, модернізацію та будівництво електричних мереж, впровадження та розвиток систем контролю та управління енергоспоживанням, поліпшення показників якості надання послуг з електропостачання та послуг споживачам електричної енергії з відповідними розрахунками та обґрунтуваннями, що підтверджують доцільність здійснення інвестиційної діяльності, джерела її фінансування та графік виконання.

Джерелами фінансування інвестиційної програми є:

- амортизаційні відрахування;
- обсяг надходжень за перетоки реактивної електричної енергії;

- частина коштів, пов'язаних із зменшенням фактичних технологічних витрат електричної енергії, що виникли при її передачі електричними мережами, порівняно з нормативними;
- оплата вартості послуг з приєднання.

Інвестиційні програми залізниць-ліцензіатів, крім погодження в Головному управлінні електрифікації та електропостачання Укрзалізниці, проходять певну процедуру погодження в кількох органах центральної виконавчої влади та інших уповноважених організаціях: Міністерстві енергетики та вугільної промисловості, Головдерженергонагляді України, Науково-технічному центрі електроенергетики Державного підприємства Національної енергетичної компанії «Укренерго».

Відповідно до процедури погодження інвестиційної програми, встановленої постановою НКРЕ, рішення про схвалення інвестиційної програми приймається НКРЕ на відкритому засіданні.

За рахунок розроблених та затверджених інвестиційних програм протягом 2008–2012 років залізниці отримали кошти на реконструкцію та розвиток власних електромереж у розмірі 294,6 тис. грн. На 2013 рік НКРЕ затвердила залізницям України інвестиційні програми на загальну суму 178,7 млн грн.

Досвід роботи залізниць на ОРЕ показав, що при здійсненні ліцензованої діяльності з передачі та постачання електроенергії за регульованим тарифом можливе отримання значного фінансового результату від зменшення витрат на закупівлю електроенергії та збільшення доходів від використання електричних мереж залізниць.

Економія витрат на закупівлю електроенергії за рахунок зменшення закупівельної ціни за 2012 рік становить 578,9 млн грн.

Крім того, припиняється сплата коштів за перетоки реактивної електроенергії із суміжними ліцензіатами, у результаті чого економія коштів у 2012 році складатиме близько 93,3 млн грн.

Також завдяки роботі на ОРЕ залізниці України отримали можливість:

- зняти навантаження з основної діяльності частини господарства електропостачання, яка буде утримуватися за рахунок тарифу з передачі та постачання електроенергії;
- проводити модернізацію власних електричних мереж за рахунок інвестиційної програми.

Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) є обов'язковою умовою купівлі електроенергії на ОРЕ.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії призначена для автоматизації процесів ведення комерційних розрахунків з ДП «Енергоринок», обліку електроенергії шляхом автоматичного збирання агрегованих даних, централізованого зберігання, обробітку, контролю, аналізу, відображення й документування інформації про надходження, споживання і транзит електроенергії і контролю потужності в електричних мережах залізниць України. Крім того, система АСКОЕ дає можливість відстежувати та виявляти небаланси електроенергії, її крадіжки, випадки виходів з ладу обладнання та інше.

Протягом 2001–2012 року по господарству електропостачання Укрзалізниці витрати на модернізацію комерційного обліку електроенергії склали 170,2 млн грн, у тому числі: на самі системи 83,7 млн грн, на вимірювальні трансформатори 61,4 млн грн та 25,1 млн грн на лічильники електроенергії.

Станом на 01.01.2013 року по Укрзалізниці із 5 156 точок комерційного обліку (сальдо-перетоки) із суміжними ліцензіатами в системі АСКОЕ включено 2 544 точок (49 %), що дозволяє контролювати у автоматичному режимі 98,3 % обсягу всієї електроенергії надходження та транзиту із суміжними ліцензіатами в цілому по Укрзалізниці.

Всього станом на 01.01.2013 року в АСКОЕ введено 1 434 об'єкти обліку, у тому числі 303 тягових підстанцій; 883-ЦРП, РП, ТП, КТП; 248 – інші об'єкти.

Сучасна автоматизована система обліку електроенергії на залізницях являє собою дворівневу систему.

Перший рівень – власні об'єкти обліку електроенергії – електричні підстанції залізниць, на яких встановлені локальні системи обліку електроенергії (ЛСОЕ). До першого рівня також належать сторонні об'єкти обліку електроенергії – електричні підстанції і об'єкти сторонніх суміжних організацій, на яких встановлені комерційні прилади обліку електроенергії залізниць.

Другий рівень – регіональні системи обліку електроенергії (РСОЕ) – програмно-апаратні комплекси, які концентрують інформацію про облік електроенергії в масштабах окремої залізниці. До другого рівня також належать об'єкти розміщення автоматизованих робочих місць

(АРМ) – відомчі будівлі залізниць і приміщення адміністрацій управління, у яких перебувають працівники, що використовують для виконання своїх службових обов'язків результати роботи системи.

У зв'язку з подальшим реформуванням залізничного транспорту та утворенням однієї юридичної особи виникає необхідність побудови верхнього рівня АСКОЕ УЗ для передачі макетів в ДП «Енергоринок».

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії Укрзалізниці повинна створюватися в результаті інтеграції існуючих регіональних АСКОЕ залізниці за структурою трирівневої системи, програмно-технічні засоби якої розміщуються на таких об'єктах:

- перший рівень – власні об'єкти обліку електроенергії – відомчі електричні підстанції залізниць, на яких встановлені локальні системи обліку електроенергії (ЛСОЕ);

- другий рівень – регіональні системи обліку електроенергії (РСОЕ) – програмно-апаратні комплекси, які концентрують інформацію про облік електроенергії в масштабах окремої залізниці;

- третій рівень – центральна система обліку електроенергії залізниці (ЦСОЕ) – програмно-апаратний комплекс, який концентрує інформацію про облік електроенергії в масштабах всієї залізничної мережі України.

Кінцевим етапом побудови АСКОЕ та початком розрахунків на оптовому ринку за електричну енергію за її даними є реєстрація системи в Головного оператора. Така реєстрація передбачає проходження залізницями певних кроків та отримання від ДП «Енергоринок» «Свідоцтва про внесення до Реєстру автоматизованих систем комерційного обліку ринку електричної енергії».

На сьогодні вже всі залізниці впровадили в промислову експлуатацію та зареєстрували належним чином власні системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ (рис. 2.10), що дозволило суттєво підвищити рейтинг фахівців енергетичного господарства залізниць у енергетичній спільноті держави.

Результатом подібного визнання є те, що протягом 2011–2012 рр. представники галузі залізничників є постійними членами вже трьох робочих груп Ради ОРЕ, що розробляють нові правила, технічні вимоги тощо.

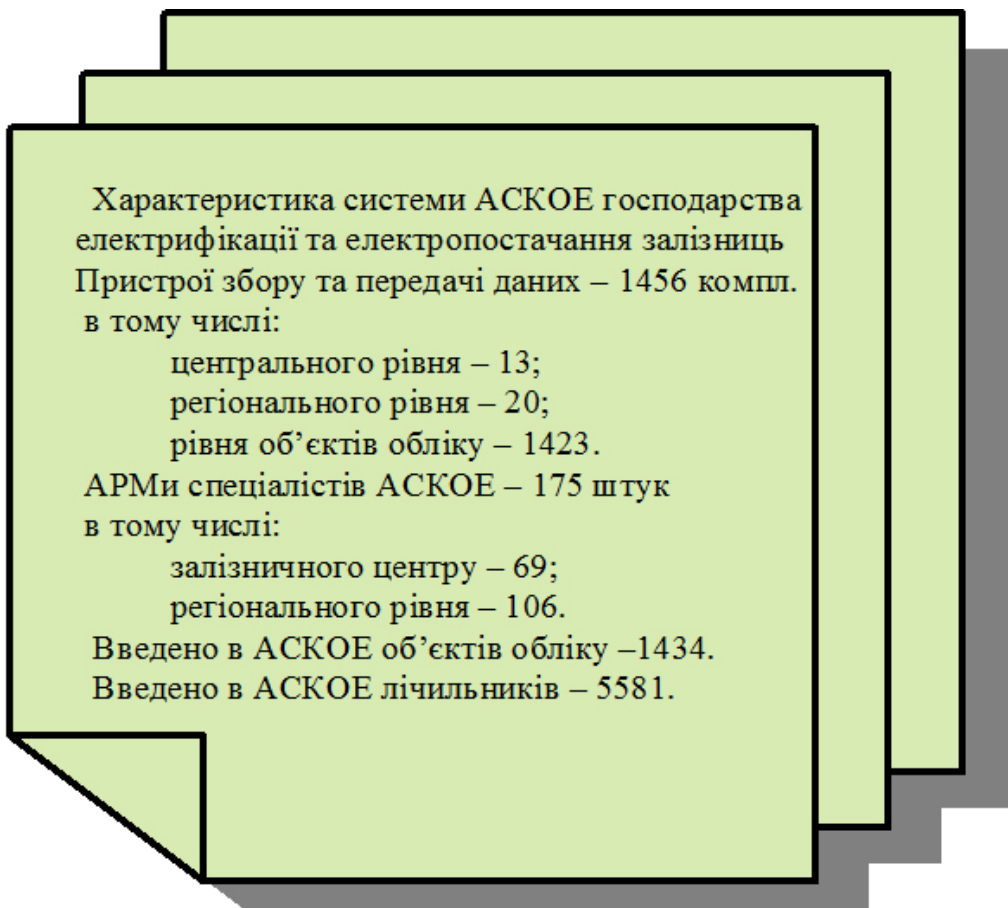


Рис. 2.10. Характеристика системи АСКОЕ господарства електрифікації та електропостачання залізниць

Контрольні запитання та завдання

1. Назвати моделі функціонування оптових ринків електричної енергії.
2. Перешкоди ефективному розвитку ОРЕ України.
3. У чому полягає конкурентна модель ринку електричної енергії в Україні?
4. Сформулювати принципи функціонування ринку двосторонніх договорів електричної енергії.
5. Сформулювати принципи функціонування балансуючого ринку електричної енергії.
6. Що таке ринок допоміжних послуг?
7. Основні напрямки роботи залізничних енергозбутів.
8. Структура АСКОЕ Укрзалізниці.

Застосування Smart Grid

3.1. Основні перспективи розвитку систем електропостачання

Електроенергетика – одна з галузей, що динамічно розвивається та постійно технологічно переоснащується.

З появою нових конкурентоспроможних технологій із виробництва енергії у світі розпочався розвиток так званої «зеленої» енергетики, що спирається на використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії. При цьому чітко простежується стійка динаміка зниження як капітальних, так і експлуатаційних витрат. Досягнення в енергетичній електроніці, інформаційних технологіях та створенні акумулюючих пристроїв спрощують процес приєднання малопотужних систем до електромережі, які за певних умов можуть залишатися автономними. При цьому можна говорити про необхідність покращення здатності мережі пристосовуватися до пікових навантажень і коливань потужності. І, як наслідок, йдеться про створення електричної мережі із розосередженою генерацією, яка суттєво відрізняється від сучасної мережі із зосередженою генерацією.

До потенційних переваг таких сучасних технологій слід віднести:

- забезпечення необхідних рівнів напруги та частоти в електричних мережах;
- підвищення надійності енергопостачання;
- зміна стратегії та термінів проведення реконструкції систем передачі й розподілу енергії, а в деяких випадках необхідність такої реконструкції може відпасти;
- зменшення завантаження ліній електропередачі;
- зниження величини необхідного резерву в енергосистемах;
- зменшення витрат органічного палива;
- зниження рівня емісії CO₂.

У цілому можна говорити про поступовий перехід від централізованої генерації до розосередженої, що пов'язано з необхідністю урахування вимог енергоефективності, забезпечення надійності електропостачання та енергозбереження.

На подальший розвиток централізованої потужної генерації впливає недостатній рівень розвитку електричних мереж і недосконалість в організації систем керування. Це досить яскраво продемонстрували ті масштабні аварії, що сталися у світі за останні десятиріччя.

Перелічені вище міркування говорять про необхідність невідкладного прийняття кардинальних заходів і формування нової стратегії розвитку електроенергетики, у максимальному ступені з огляду на економічні, політичні, соціальні, географічні та територіальні особливості України. При цьому запропоновані рішення не повинні вимагати значних одномоментних капітальних вкладень, порівняно швидко давати реальну віддачу, орієнтуватися на найбільш передові технології.

У той же час у світі відбулися значні зміни щодо стратегії розвитку енергетики, які значною мірою перегукуються з вимогами забезпечення сталого розвитку. Був визначений комплекс завдань для різних країн із побудови енергетичних стратегій XXI ст. Головний наголос був зроблений на забезпеченні нерозривності та узгодженості дій при забезпеченні трьох складових: енергозабезпечення (безперебійне постачання електричною енергією відповідної якості), енергодоступність (енергоощадність та доступна ціна на електроенергію) та енергоприйнятність (мінімальний вплив на навколишнє середовище). Ці складові розглядаються як основа для досягнення глобальної мети – забезпечення стабільного розвитку, що гарантує стале зростання економіки, рівня життя населення, захист навколишнього середовища.

Незалежно від того, як швидко вдасться відмовитися від моделі, що орієнтована на розвиток зосередженої електроенергетики, уже настає період створення децентралізованих систем, які в більшості випадків виявляються економічно й екологічно більш привабливими. Одним із основних при цьому стає питання переходу від централізованого керування енергосистемами до децентралізованого розосередженого за умови забезпечення відповідної надійності електропостачання.

Проте, найближче майбутнє за інтегрованими СЕП, оскільки протягом значного часу будуть одночасно співіснувати як централизовані, так і децентралізовані системи, з поступовим розширенням останніх. І сьогодні винятково важливим завданням є створення умов для безконфліктного, гармонічного та максимально ефективного співіснування таких систем.

У різних країнах структура мереж електропередачі характеризується своїми особливості, тому при розгортанні механізмів впровадження SmartGrid необхідно враховувати конкретні потреби кожної країни (її регіонів) та існуючого енергоринку. Наприклад, розвинуті країни вже кілька десятків років розробляють та вже реалізують чіткі стратегії еволюції своїх існуючих інфраструктур. Наша країна сьогодні має можливість «перестрибнути» проміжні етапи розвитку. Впровадження інтелектуальних технологій в електроенергетиці в Україні буде здійснюватися за рахунок підвищення ефективності існуючих енергомереж; раціонального керування енергоспоживанням (впровадження інтелектуальних вимірювальних систем та систем керування енергопотоками); впровадження попереджувального планування на основі сучасних технічних засобів, зокрема пристроїв СЕ.

Стратегія взаємодії України з енергооб'єднаннями європейських країн має розроблятися з урахуванням масштабів і принципів участі ОЕС нашої країни у формуванні загальноєвропейського електроенергетичного ринку, доцільності активізації енергетичної політики у європейському геополітичному напрямку.

Стають жорсткішими вимоги, пов'язані з урізноманітненням навантаження, наприклад, спрощення підключення відновлюваних та потужних джерел енергії.

Умови роботи сучасних електроенергетичних систем характеризуються такими особливостями:

- зростанням потужності, що передається;
- можливістю зниженням рівнів керуваності мережі;
- необхідністю компактного виконання електроенергетичних об'єктів;
- соціальними аспектами забезпечення високої надійності та екологічності електропостачання.

Актуальними проблемами функціонування ЛЕП змінного струму в Україні тепер є недостатня пропускна здатність існуючих ЛЕП; недостатня спроможність регулювання напруги та реактивної потуж-

ності; нерегульований розподіл потоків потужності за паралельними неоднорідними лініями; можливість виникнення коливальних режимів у електроенергетичних системах, а також крутильних коливань валів турбогенераторів.

Розвиток електричних мереж України має визначатися такими цілями:

- забезпечення достатньої пропускної спроможності між окремими її частинами;
- зниження втрат електроенергії та потужності;
- задоволення потреб ринку електроенергії і потужності;
- підвищення надійності функціонування ОЕС за рахунок збільшення резерву генеруючої потужності;
- збільшення коефіцієнта використання встановленої потужності електростанцій.

При цьому розвиток національних електричних мереж має бути спрямований на:

- забезпечення системоутворюючих функцій, реалізацію міжсистемних ефектів і системної надійності;
- забезпечення надійної видачі потужності великих електростанцій, у першу чергу АЕС та ТЕС;
- зменшення втрат в електричних мережах за рахунок зниження густини струму в лініях електропередачі до нормативних значень, що зумовлює розробку основного обладнання із зменшеними втратами;
- забезпечення надійності електроживлення міст та великих вузлів навантажень (промислових вузлів);
- підвищення адаптивності електричних мереж до факторів невизначеності розвитку генеруючих потужностей і навантажень;
- «посилення» мережі з метою зменшення впливу мережних обмежень на функціонування оптового ринку електроенергії.

Розвиток розподільчих мереж має бути спрямований на:

- забезпечення видачі потужності розосередженої (місцевої) генерації;
- забезпечення зовнішнього електропостачання окремих великих споживачів (енергоємних промислових споживачів, електрифікованих ділянок залізниць, перекачувальних станцій магістральних нафто- й газопроводів та ін.);
- забезпечення надійності живлення вузлів навантаження;
- «посилення» мережі для зменшення мережних обмежень.

При цьому враховується, що в розподільчих електричних мережах середньої напруги поява додаткових джерел розосередженої генерації зумовлює зростання потужності к. з. енергосистеми, відповідного зростання струмів к. з.

3.2. Системи Smart Grid – новий етап розвитку систем електропостачання

Сьогодні у світі ідеологією розвитку складних і напружених електроенергетичних систем стала концепція розвитку інтелектуальних мереж. Це визначається тим, що розвиток електричних мереж простим нарощуванням потужності навіть із використанням найсучаснішого обладнання, як визнано у світі, не має перспективи.

Принципово новим у концепції Smart Grid є, по-перше, відведення особливої, провідної ролі ядру енергосистеми – електричній мережі, яка в енергосистемі все поєднує і все узгоджує, і, по-друге, у самій мережі принципово новою є її здатність не тільки до адаптації, яка вже давно закладається в енергетичні системи, а й до самонастроювання. Це новий рівень мереж і важливий крок до перетворення їх в інтелектуальні, розумні мережі.

У світі сьогодні докладають значних зусиль до розвитку інтелектуальних систем. Державні структури, енергетичні компанії більшості країн світу розглядають концепцію Smart Grids як ідеологію національних програм розвитку електроенергетики, як базу для інноваційної модернізації і перетворення електроенергетики. За кордоном активно впроваджуються окремі елементи Smart Grid – інтелектуальних мереж, а також ведуться роботи із комплексного їх застосування.

У США в 2003 р. концепція Smart Grid була проголошена національною стратегією розвитку електроенергетики країни в XXI ст. Згідно з цією стратегією, інтелектуальна енергосистема має забезпечувати:

- використання всіх можливостей виробництва електроенергії;
- оптимізацію інвестицій та поточних витрат на обслуговування та керування;

- стимулювання розвитку альтернативних, насамперед відновлюваних, джерел електроенергії;
- підвищення якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів;
- активізацію участі споживачів у керуванні власним електроспоживанням;
- спроможність системи протистояти власним збуренням;
- спроможність системи до самовідновлення живлення споживачів.

У жовтні 2009 р. президент США Барак Обама оголосив програму розвитку «інтелектуальних» енергосистем, яка включає такі складові:

- підвищення ефективності транспортування та розподілу електроенергії;
- стимулювання споживачів щодо економії електроенергії та скорочення затрат на електроенергію;
- інтеграцію різних «інтелектуальних» компонентів у «інтелектуальну» енергосистему;
- підтримку розвитку технологій для «інтелектуальних» енергосистем.

Реалізація в США концепції Smart Grid може дати:

- скорочення збитків від аварій в енергетичній системі у розмірі близько 49 млрд дол. щорічно;
- скорочення необхідних інвестицій в інфраструктуру в електроенергетиці в розмірі близько 10 млрд дол. в наступні 20 років;
- повернення в економіку США близько 5–7 млрд дол. до 2015 р. та приблизно 15–20 млрд дол. до 2020 р. за рахунок керування навантаженням споживачів і зниження його рівнів.

Ці напрямки підтверджені в США в «Американському акті відновлення та інвестицій» (прийнятий у 2009 р., доповнений 06.07.2010 р.).

Європейський союз сформував платформу Smart Grid для подальшої реалізації, яка включає:

- гнучкий, оптимальний та стратегічно раціональний розвиток єдиних енергетичних систем та керування його функціонуванням;
- гнучке керування електроспоживанням, активне з боку споживача;
- адресне забезпечення для конкретних електроприймачів якості електроенергії та надійності електропостачання;

– координацію локальних систем керування і повну інтеграцію відновлюваних джерел електроенергії та розподіленої генерації в єдиних енергетичних системах;

– екстенсивний розвиток малої розосередженої генерації, яка під'єднується поблизу споживачів;

– гармонізацію законодавства для забезпечення транскордонної торгівлі електроенергією та електроенергетичними послугами.

У результаті реалізації технологічної платформи Smart Grid європейська електрична мережа має набути таких рис: гнучкість з точки зору відгуку на зміни потреб споживачів та ймовірні проблеми з електропостачанням; доступність електроенергії для споживачів, зокрема від відновлюваних джерел електроенергії і високоефективної локальної генерації з нульовими чи низькими викидами; надійність електропостачання та якість електроенергії в комп'ютерну еру при забезпеченні неприйняття небезпек і невизначеностей; економічність за рахунок впровадження інновацій, ефективного керування, раціонального поєднання конкуренції та регулювання.

У рамках концепції Smart Grid розвиваються такі властивості електроенергетики:

1. Самовідновлення при аварійних збуреннях. Енергосистема та її елементи постійно підтримують свій технічний стан на необхідному рівні за допомогою ідентифікації ризиків, їх аналізу та переходу від керування за фактом збурення до запобігання аварійному пошкодженню елементів мережі.

2. Мотивація активного поведіння кінцевого споживача. Споживачі енергії набувають можливість самостійно змінювати обсяги й споживчі характеристики енергії (рівень надійності, якість тощо) на основі балансу своїх запитів та можливостей енергосистеми із використанням інформації про параметри цін, обсяги генерації, надійність енергопостачання тощо.

3. Протидія негативним впливам. Використання спеціальних методів, які знижують фізичну та інформаційну вразливість всіх складових енергосистеми і сприяють як запобігання, так і швидкому відновленню її після аварій відповідно до вимог енергетичної безпеки.

4. Забезпечення надійності енергопостачання та якості електроенергії в різних цінових сегментах. Трансформація системо-орієнтованого підходу (System based approach) в клієнтоорієнтований (Customer based).

5. Різноманітність типів електростанцій і пристроїв акумулювання електроенергії (розосереджена генерація). Оптимальна інтеграція генеруючих та акумулюючих потужностей в енергосистемі, підключення за допомогою стандартизованих процедур технічного приєднання і впровадження «мікроенергосистем» (Microgrid) на рівні користувачів.

6. Розширення ринків потужності та енергії, зокрема до включення в їх діяльність кінцевого споживача. Відкритий доступ на ринки електроенергії так званого «активного споживача» та розосередженої генерації з метою підвищення результативності й ефективності роздрібного сегмента.

7. Оптимізація управління активами. Перехід до віддаленого моніторингу функціонування виробничих фондів у режимі реального часу; інтеграція такого моніторингу в корпоративні системи керування для підвищення ефективності роботи, вдосконалення процесів експлуатації, ремонту, заміни обладнання та, як наслідок, зниження затрат.

Для створення нового інноваційного технологічного базису енергетики XXI ст. в концепції Smart Grid сформовано п'ять груп основних технологічних сфер, які забезпечують проривний характер змін:

- вимірювальні прилади та пристрої;
- вдосконалені системи керування, які містять розосереджені інтелектуальні пристрої та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, що працюють у режимі реального часу; операційні системи нового покоління (SCAD/EMS/NMS-системи), які дозволяють використовувати нові алгоритми й методики керування мережею, у тому числі її активними елементами – насамперед, гнучкі системи передачі змінного струму FACTS;
- удосконалені технології і компоненти електричної мережі, зокрема FACTS, надпровідні кабелі, елементи силової електроніки тощо;
- інтегровані інтерфейси та системи підтримки рішень, такі як система SCADA, система керування попитом, розосереджена система моніторингу і контролю (DMCS), розосереджена система поточного контролю процесів генерації (DGMS), автоматична система вимірювання поточних процесів (AMOS) тощо; нові IT-рішення із проектування та планування роботи елементів енергосистеми;
- інтегровані комунікації, які забезпечують взаємозв'язок перших чотирьох технологічних груп та гарантують інноваційний рівень

функціонування мережі. До таких інтегрованих комунікацій можна віднести: автоматизовані підстанції на основі сучасних інтегрованих програмно-апаратних комплексів АСК ТП; інтегровані системи вимірювання й обліку споживання електроенергії; телекомунікаційні системи на основі різноманітних ліній зв'язку; системи моніторингу перехідних режимів WAMS (Wide Area Measurement System); розосереджені системи захисту та протиаварійної автоматики WAPS (Wide Area Protection System).

Вибір технічних засобів відіграє вирішальну роль у реалізації концепції Smart Grid на практиці.

Оптимальна передача потоків потужності в мережах стає можливою із використанням пристроїв СЕ (перетворювачів параметрів електроенергії), зокрема перетворювачів для ліній та вставок постійного струму, пристроїв гнучкого керування лініями змінного струму. Незамінною є силова електроніка в перетворювачах для накопичувачів електроенергії.

Крім того, значне поширення розосередженої енергетики, у першу чергу НВДЕ, потребує створення нового покоління енергетичної техніки:

1. Адаптивна енергетична техніка. Вбудовані датчики й автоматичне керування підвищують ефективність та розширюють динамічний діапазон, дозволяють вести діагностику роботоспроможності в режимі реального часу, передбачати відмови, реалізувати нетрадиційні рішення щодо побудови техніки нового покоління, зокрема компресорів та теплових насосів.

2. Ефективні установки із переробки природного газу на основі поршневих хімічних реакторів стиснення, які дозволяють напрацьовувати синтетичне паливо в період низького розбору газу, підвищувати коефіцієнт використання трубопровідних мереж і формування запасів резервного палива.

3. Однотипні газодизелі з динамічним переключенням на виробництво синтетичного моторного палива. Динамічне переключення режимів поршневих груп на видачу механічної потужності чи виробництво синтетичного моторного палива дозволяє збільшити коефіцієнт завантаження розподіленої енергетики, яка використовується в піковій зоні графіка споживання.

4. Гібридні установки енергоспоживача дозволяють реалізувати режим утилізації втрат енергоспоживача, отримання енергії в будь-

якому вигляді й перетворення її до виду, необхідного для споживача, включаючи режим активного споживача-регулятора.

5. **Комплексний енергетичний акумулятор**, що має кілька входів і робочих тіл та використовує як робочі процеси зміну внутрішньої енергії робочого середовища, фазові переходи, а також оборотні хімічні перетворення, які реалізуються за рахунок використання гібридної енергоустановки.

6. При реалізації **сезонних і добових енергоакумуляторів** використовують піки (добові та сезонні) з акумуляуванням низькопотенціальної теплоти.

7. **Енергологістичні системи**, у яких оптимізація енергетичних потоків різних видів відбувається спільно на основі гібридних енергоустановок споживача й комплексного аналізу систем, які раніше розглядалися абсолютно незалежно.

8. **Автоматизовані самовідновлювані та самоналаштовувані енергосистеми**, які дозволяють провести діагностування систем чи їх блоків (генерації, мереж чи споживачів), передбачити відмову, вибрати (розрахувати) найбільш оптимальну конфігурацію робочої частини системи і здійснити перемикання на нову оптимальну схему електропостачання відповідно до локалізації (відключенням) несправної частини системи. Для діагностики необхідними є швидкісні фазочутливі цифрові датчики, а також засоби зв'язку, що працюють у режимі реального часу.

9. **Системи нештатного енергозабезпечення об'єктів за рахунок використання енергетичних установок транспорту**. В окремих випадках при освоєнні малонаселених територій і веденні малоповерхового будівництва ефективно транспортні газодизелі, що використовуються спільно з акумуляуючими гібридними установками, дозволяють знизити сумарні потреби в потужності. Двигуни транспортних засобів підвищеної прохідності чи вантажного транспорту застосовуються для виробництва енергії та синтетичного палива в неробочі години. За їх відсутності енергопостачання підтримується за рахунок малопотужної гібридної енергоустановки. Високо-ефективні транспортні енергоустановки можуть використовуватися для енергозабезпечення у випадку відмов чи аварій штатних енергоустановок.

Концепція Smart Grid розглядається як проблемно-орієнтована технологічна платформа (як це зроблено, наприклад, в ЄС) для

реалізації інноваційної стратегії. Технології Smart Grid повинні забезпечувати оптимальне розподілення потоків потужності електричної мережі, зменшення втрат у ній, швидкий скоординований відгук при аваріях, можливість об'єднання в єдину енергосистему як великих електростанцій, так і сучасних альтернативних джерел енергії. Ефективність Smart Grid – це автоматизація прийняття управлінських рішень, підвищення оперативності керування нормальними та аварійними режимами. Усе це зав'язане на показники ефективності мережних компаній – якість та надійність електропостачання при оптимізації власних витрат. Інформатизація мереж вимагає від первинного обладнання зовсім іншого рівня інформатизації. Суттєво розширюються вимоги за кількістю вимірюваних сигналів та телекомунікаційних інтерфейсів; загострюються проблеми захисту обладнання від завад, питання забезпечення електромагнітної сумісності.

3.3. Технології керування режимами роботи електричних мереж на основі пристроїв силової електроніки

Силова електроніка (ПЕЕ) є фундаментальним науково-технічним напрямком, який охоплює методи та засоби перетворення і керування потоками електричної енергії за допомогою напівпровідникових приладів. Сучасні досягнення силової електроніки, що базуються на розвитку техніки та технологій, які призвели до створення широкої гами напівпровідникових приладів із різноманітними властивостями, розробки нових ефективних схем перетворення параметрів електроенергії в поєднанні з передовою технологією керування, дозволяють забезпечити як економічну ефективність пристроїв силової електроніки, так і оптимізацію керування технологічними процесами.

Нові технології керованої передачі потужності. Як відомо, пропускна спроможність ЛЕП високої напруги обмежується нагріванням проводів та стійкістю електропередачі, причому із зростанням довжини ліній другий фактор (стійкість) визначає межі потужності, що передається по лінії. Активна потужність, яка передається по лінії без

втрат, та спожита на кінці лінії реактивна потужність залежно від кута передачі δ визначається таким чином:

$$\left. \begin{aligned} P &= U_1 U_2 \sin \delta / X_{\text{л}}, \\ Q_1 &= U_1 (U_1 - U_2 \cos \delta) / X_{\text{л}}, \\ Q_2 &= U_2 (U_2 - U_1 \cos \delta) / X_{\text{л}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

де U_1, U_2 – напруга на початку та в кінці лінії відповідно;

δ – кут між векторами напруги U_1 та U_2 ;

$X_{\text{л}}$ – індуктивний опір лінії.

Обмеження величини активної потужності P , що передається по лінії, зумовлені необхідністю забезпечення:

– статичної стійкості в нормальному режимі з коефіцієнтом запасу за потужністю, що передається:

$$K_{\text{Рзап}} = \left((P_{\text{гр}} - P) / P \right) 100 \% > 20 \%,$$

де $P_{\text{гр}}$ – гранична потужність при $\delta = \pi/2$, $P_{\text{гр}} = U_1 U_2 \sin \delta / X_{\text{л}}$;

– динамічної стійкості у аварійному режимі та передачі необхідної потужності по ЛЕП у післяаварійному режимі із запасом $K_{\text{Рзап}} \geq 8 \%$.

Як впливає із співвідношення (3.1), для ЛЕП граничне значення активної потужності, що передається, може бути збільшене за рахунок зниження опорів лінії шляхом:

– поділу лінії на частини при встановленні в середині лінії статичних тиристорних компенсаторів (СТК); суттєвому підвищенню пропускної здатності лінії відповідає діапазон кутів $90^\circ < \delta \leq 180^\circ$, чи так звана зона штучної стійкості, у якому аварійне відключення СТК може призвести до втрати стійкості електропередачі;

– введення у лінію пристрою поздовжньої компенсації (ПК) з ємнісним опором X_C ; крім підвищення пропускної здатності лінії ПК дозволяють перерозподіляти потужність між паралельними лініями електропередачі за рахунок зміни їх опорів.

Для перерозподілення потужності між паралельними зв'язками неоднакової довжини, а також різних класів напруги, використовують фазоповоротні пристрої (ФПП).

Усі ці пристрої є класичними та змінюють потужність, що передається по лінії, за рахунок впливу на один із трьох параметрів: СТК – на напругу, ПК – на опір лінії, а ФПП – на кут передачі.

Гнучкі передавальні лінії змінного струму. Пристрої на основі сучасної силової електроніки, які створені для керування роботою ліній електропередачі, здатні одночасно впливати на три зазначені вище параметри (U , X_d , δ), що дає змогу підвищувати ефективність і забезпечувати гнучке керування режимами енергосистем, називаються FACTS.

Розвиток елементної бази силової електроніки (створення потужних повністю керованих напівпровідникових приладів GTO, IGCT та SGCT-тиристорів, потужних транзисторів IGBT та IEGT, швидкодіючих діодів) дозволив приступити до створення нового класу потужних напівпровідникових перетворювачів електроенергії – перетворювачів напруги та різних типів обладнання на їх основі (СТАТКОМ, паралельно-послідовний регулятор потужності, лінії та вставки постійного струму з новими якостями, мережі постійно-змінного струму, широкосмужні активні та гібридні фільтри, флікер-компенсатори тощо).

Базовий перетворювач напруги (ПН) складається за трифазною мостовою схемою. Залежно від величини вихідної напруги U_d та кутів регулювання разом із зміною активної потужності, що передається через перетворювач, можна регулювати реактивну потужність на його вході як у діапазоні генерації, так і в діапазоні споживання (режими роботи ПН – інвертор, випрямляч із генерацією та споживанням реактивної потужності). На відміну від традиційних СТК, у ПН здійснюється міжфазовий обмін реактивною потужністю, що знижує встановлену потужність реакторного (до 15–20 %) та конденсаторного обладнання (до 10 %) від потужності установки.

Оскільки вартість перетворювального обладнання FACTS становить 10–30 % вартості обладнання передачі та вставок постійного струму, то гнучке керування ЛЕП прийнятне і з економічної точки зору.

Паралельний статичний компенсатор реактивної потужності (СТАТКОМ). Роботи із використання пристроїв СТАТКОМ проводяться в США, Японії, Швеції, інших країнах. Є вже багато прикладів створення та впровадження потужних СТАТКОМів в енергосистемах і на металургійних заводах.

Об'єднання двох комплектів ПН, перший із яких включається до лінії паралельно, а другий – послідовно, причому їх виходи з'єднуються на боці постійної напруги, дозволяє створити вставку постійного струму з нижчою (порівняно з передаваною по ЛЕП) потужністю. Такий пристрій – поперечно-поздовжній регулятор реактивної потужності (ППРП) – дає змогу ефективно керувати режимами роботи ЛЕП.

Мережа постійно-змінного струму. Проблема створення таких систем суттєво спрощується з використанням як випрямляючо-інверторного пристрою розглянутого ПН, який за своєю суттю є джерелом ЕРС змінного струму й легко вписується в загальну структуру побудови енергосистем змінного струму, які використовують як ЕРС синхронні генератори. У цих системах вставки активної потужності задаються формувачем вставки – диспетчером місцевої енергосистеми – централізовано чи автоматичним регулятором частоти. Введення широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) в систему керування ПН дозволяє розділити регулювання активної та реактивної потужностей при постійному U_d .

Система постійно-змінного струму дозволяє об'єднати значну кількість автономних (ізолюваних) енергосистем. При цьому забезпечується стійкість режимів засобами керування і регулювання за локальними параметрами. Зазначимо, що перехід ПН із випрямляючого в інверторний режим і назад супроводжується зміною полярності струму, а не напруги, як у традиційних перетворювачах струму.

Наявність надлишку активної потужності може передаватися в коло постійного струму, а при нестачі – забиратися з нього. Тим самим у кожній місцевій енергосистемі будуть підтримуватися задана частота за рахунок балансу активної потужності, а за рахунок необхідної характеристики реактивної потужності перетворювачів – і рівні напруги.

Зазначимо, що вставки постійного струму (ВПС) є окремим випадком багатопідстанційної системи постійного струму й складаються

із двох ПН чи двох СТАТКОМів, об'єднаних по колу постійного струму. До мережі змінного струму перетворювачі підключені паралельно.

Запобігання лавині напруги у вузлах навантаження двигуна за допомогою СТАТКОМ. Останніми роками спостерігається значне зростання частки навантаження двигуна в комунальному господарстві, системах гідромеліорації, перекачки нафти й газу, у системах клімат-контролю та кондиціонування повітря (у більшості європейських країн та США літній максимум навантаження зрівнявся із зимовим). Суть проблеми в тому, що під час КЗ в електричній мережі через різке зниження напруги електродвигуни механізмів гальмуються аж до їх зупинки. Після відключення місця КЗ відновлення напруги відбувається при зростанні реактивного струму у 4–5 разів в умовах ослаблення електричної мережі.

Для виключення лавиноподібного зниження напруги з відповідним відключенням споживачів у таких вузлах навантаження необхідні компенсатори реактивної потужності з високою швидкістю. Такою швидкістю характеризується СТАТКОМ. Фактично це нова сфера використання подібних пристроїв. При виході на межу регульовальної характеристики $U = f(I)$ та подальшому зниженні напруги струм СТАТКОМа, на відміну від СТК, не знижується, а при дії системи керування буде залишатися постійним чи зростати, як у синхронному компенсаторі. Ця обставина робить СТАТКОМ ефективним засобом запобігання лавині напруги.

При використанні як джерел реактивної потужності СТК можна здійснювати їх поетапне введення з урахуванням зростання навантажень електричних мереж. При цьому в слабозавантажених електричних мережах на першому етапі передбачається використовувати сухі компенсуючі реактори, що комутуються вакуумними вимикачами. Із зростанням навантаження вони можуть бути доповнені конденсаторними батареями й тиристорними вентилями.

Використання перетворювача напруги як керованого елемента електричної мережі змінного струму, передачі та вставки постійного й комбінованих систем постійно-змінного струму відкриває нові технологічні можливості ведення режимів енергосистем за активною та реактивною потужностями.

Успіхи, досягнуті в галузі технічної надпровідності та силової електроніки, створили базу для корінного вдосконалення електротехнічного обладнання енергетичного призначення.

Сфера використання низькотемпературних (НТНП) та високотемпературних (ВТНП) надпровідників практично охоплює всі види електротехнічних пристроїв: надпровідні (НП) генератори і двигуни; НП трансформатори; НП накопичувачі; НП кабелі; кріотронні перетворювачі; НП струмообмежувачі та вимикачі.

Визначено основні можливі напрямки розвитку обладнання на базі СЕ для електроенергетики України на основі концепції Smart Grid (із виділенням трьох етапів):

1) обладнання для системоутворюючих електропередач:

– розробка нових видів обладнання для системоутворюючих електропередач змінного струму, вставок і передач постійного струму, включаючи високовольтні ЛЕП;

– організація виробництва електротехнічного й напівпровідникового обладнання для високовольтних електропередач змінного та постійного струму для транспортування на великі відстані й міждержавних зв'язків; спорудження високовольтних магістральних ЛЕП підвищеної пропускної здатності з можливістю гнучкого регулювання режиму й підтримання статичної та динамічної стійкості; спорудження вставок і магістральних передач постійного струму;

– створення обладнання для повністю керованих електричних мереж України, для перетворення його із «пасивного» в «активне» шляхом широкого застосування пристроїв гнучкого керування ЛЕП, FACTS – ліній і вставок постійного струму, високотемпературних надпровідних кабельних ліній електропередачі; випуск перетворювального обладнання для ліній постійного струму і пристроїв гнучкого регулювання ліній змінного струму;

2) пристрої для гнучкого керування електропередачами:

– розробка пристроїв для гнучкого керування електропередачами; введення в роботу дослідних гнучких (керованих) ліній електропередачі змінного струму і постійного струму на новій елементній базі;

– досягнення оптимального рівня компенсації реактивної потужності та напруги значною мірою за рахунок впровадження швидкодіючих керованих пристроїв (СТК, КШР, вдосконалені синхронні компенсатори); оптимізація потоків потужності в лініях

різного класу напруги за допомогою статичних пристроїв на основі СЕ і фазоповоротних трансформаторів (у тому числі з переключенням відпайок керованими вентилями), засобів контролю та обмеження коротких замикань;

– оснащення повною мірою пристроями гнучкого керування передавальних ліній електропередачі й у деякій частині – розподільчої мережі (відповідальних споживачів);

3) обмежувачі струму к. з., регульований електропривід та накопичувачі енергії:

– масовий випуск систем регульованого електроприводу в широкому діапазоні потужностей; головні зразки обмежувачів струмів к. з. для мереж до 110 кВ;

– розробка та впровадження обмежувачів струмів к. з. на основі СЕ для мереж усіх класів напруги;

– розробка та впровадження головних зразків накопичувачів енергії для стабілізації режимів мережі та систем безперебійного живлення в поєднанні з пристроями гнучкого керування; обмеження струмів к. з. в мережах усіх класів напруги.

Контрольні запитання та завдання

1. Які риси має інтелектуальна енергосистема згідно зі стратегією 2003 р.?
2. Які складові програми розвитку інтелектуальних енергосистем у США ви знаєте?
3. Які складові включає прийнята технологічна платформа Smart Grid?
4. Розкрийте суть технологій керованої передачі потужності.
5. Розкрийте суть гнучких передавальних ліній змінного струму.
6. У чому основні переваги мереж постійно-змінного струму?

Нормативно-правові заходи з енергозбереження

4.1. Класифікація норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів

Норми питомих витрат ПЕР класифікуються за такими ознаками:

- ступенем агрегації;
- складом витрат ПЕР;
- періодом дії;
- рівнем управління.

Розглянемо їх більш детально.

За ступенем агрегації норми питомих витрат ПЕР поділяють на індивідуальні та групові.

Індивідуальною називається норма витрат одного (декількох) видів ПЕР на одиницю продукції (роботи, послуги), яка визначається за технологічними об'єктами (агрегати, установки, машини) і конкретними умовами виробництва.

Груповою середньозваженою називається норма витрат одного (декількох) видів ПЕР на одиницю однойменної продукції для різних рівнів управління за господарськими об'єктами (дільниця, цех, виробництво, підприємство, об'єднання, галузь).

За складом витрат ПЕР норми питомих витрат поділяються на технологічні та загальновиробничі.

Технологічною називається норма питомої витрати одного чи кількох видів ПЕР, яка враховує їх виробниче споживання та технічно неминучі втрати, пов'язані тільки зі здійсненням основних та допоміжних технологічних процесів виробництва продукції цього виду.

Загальновиробничою називається норма питомої витрати одного чи декількох видів ПЕР, яка враховує, крім їх споживання та втрат в основних та допоміжних технологічних процесах, також їх витрати на допоміжні потреби (освітлення, опалення, вентиляцію тощо), пов'язані з виробництвом продукції.

За періодом дії норми питомих витрат ПЕР поділяються на річні, квартальні, місячні.

За рівнем управління можуть розглядатися норми, орієнтовані на види продукції, на яку вони встановлюються: диференційовані та укрупнені.

Диференційованою називається норма питомої витрати одного чи декількох видів ПЕР, яка визначається для окремого виду (сорту, типорозміру) виробленої продукції.

Укрупненою називається норма питомої витрати однієї чи декількох видів ПЕР, що встановлюються як усереднена величина для групи виробленої продукції одного виду, але різних сортів або для груп виробленої продукції, виконаних робіт, наданих послуг різного виду.

Відповідно до специфіки нормування може встановлюватися також класифікація норм за додатковими ознаками: залежно від урахування витрат одного чи декількох видів ПЕР на окремі та зведені тощо.

Склад норм питомих витрат ПЕР – це перелік статей їх втрат на виробництво продукції (робіт, послуг), передбачених класифікацією.

Технологічна норма витрат ПЕР на одиницю продукції (робіт, послуг) включає витрати їх на окремі технологічні операції або на основні й допоміжні технологічні процеси виробництва даного виду продукції і втрати енергії механічним, тепловим, хімічним, електричним шляхом.

Групова норма витрат ПЕР по організації (дільниці, цеху тощо) визначається як середньозважена.

Технологічна норма витрат ПЕР на будівельно-монтажні роботи розробляється на визначений період за видами робіт для конкретних умов залежно від включених у цей вид робіт технологічних операцій, типів і технічних характеристик механізмів, зайнятих у роботі, кліматичних умов і сезонності, від інших чинників, пов'язаних з умовами перехідного періоду (відсутність замовлень, «завантаженість» устаткування, машин, механізмів, їх незадовільний технічний стан, неритмічність, тощо).

У технологічні норми включаються також витрати, пов'язані з міжопераційними недовантаженими (холостими) ходами устаткування, розігрівом і пуском агрегатів (після поточного ремонту й холодного простою), гарячими простоями. При цьому витрати повинні прийматися суворо за нормативами, встановленими при нормальних технологічних і експлуатаційних режимах, з урахуванням прогресивних технічних рішень та досвіду.

Загальноцехові норми витрат ПЕР включають витрати їх у цеху на основні й допоміжні потреби цеху, у тому числі на освітлення, вентиляцію, внутрішньоцеховий транспорт, господарсько-побутові й санітарно-гігієнічні потреби, а також втрати у внутрішньоцехових установках, мережах, трансформаторах.

Технологічні й загальноцехові норми витрат ПЕР використовуються для визначення потреби в паливі, тепловій та електричній енергії на виробництво продукції окремими цехами та контролю за раціональним їх використанням.

Загальнозаводські норми витрат ПЕР на виготовлення продукції включають в цілому всі витрати по підприємству як на основні й допоміжні технологічні процеси, так і на загальнозаводські допоміжні потреби.

Загальнозаводські норми використовуються для визначення потреби підприємства в паливі, тепловій та електричній енергії, контролю за зміною енергоємності виробництва (складової вартості ПЕР у собівартості одиниці продукції).

Типовий склад норм витрат ПЕР для промислового виробництва.

1. Технологічні витрати ПЕР містять:

а) витрати ПЕР на виконання технологічних процесів, включаючи витрати на підтримання технологічних агрегатів у гарячому резерві, на їх розігріві й пуски після поточних ремонтів (мийні машини, ополіскувальні машини, мийні ванни для деталей, ванна для виварення кабін, опарення рам, голівок блока, блоків ресиверів, моторів, мийка зовнішньої частини агрегатів і машин, інше технологічне устаткування електропечей, зварювальних агрегатів, устаткування для гальванічних покриттів, агрегати й установки з виробництва стиснутого повітря, насоси, електродвигуни, автобусні й таксомоторні перевезення тощо);

б) втрати ПЕР в технологічних агрегатах і установках.

2. Загальноцехові витрати ПЕР містять:

а) витрати ПЕР, що входять до складу технологічних норм;

б) витрати ПЕР на допоміжні потреби цеху (дільниці):

– опалення, вентиляція цехів, майстерень, окремих приміщень;

– освітлення;

– робота внутрішньоцехового транспорту;

– робота цехових ремонтних майстерень;

– господарсько-побутові й санітарно-гігієнічні потреби цеху або дільниці (душові, умивальники тощо);

в) технічно неминучі втрати енергії у внутрішніх цехових мережах і перетворювачах.

3. Загальновиробничі заводські витрати ПЕР містять:

а) витрати ПЕР, що входять до складу загальноцехових норм:

б) витрати ПЕР на допоміжні потреби підприємства:

– виробництво стиснутого повітря;

– виробництво кисню;

– виробництво генераторного газу;

– водопостачання;

– виробничі потреби допоміжних і обслуговуючих цехів, дільниць та служб (ремонтні, інструментальні, заводські лабораторії, склади тощо), включаючи освітлення, вентиляцію та опалення;

– робота внутрішньозаводського транспорту (електрокари, мотовози, крани, візки, пневмо- і гідротранспорт);

– зовнішнє освітлення території;

в) технічно неминучі втрати енергії в заводських мережах та перетворювачах до цехових пунктів.

Одним із найважливіших питань нормування є вибір одиниці виміру норми питомих витрат ПЕР на виробництво продукції (роботу, послугу).

Технологічні норми витрат ПЕР в усіх випадках встановлюються тільки на натуральну одиницю продукції. Водночас загальновиробничі норми можуть встановлюватися на ту саму одиницю лише за умови випуску однорідної продукції. У деяких випадках витрати ПЕР доцільно відносити не до одиниці готової продукції, а до одиниці вихідної сировини (на нафтопереробних заводах, молочних комбінатах тощо).

У випадку виробництва однорідної продукції різного типорозміру (продукція прядильних, ткацьких, паперових фабрик, прокатних та

ковальсько-пресових цехів, багатьох цехів хімічної, харчової промисловості) доцільно встановлювати норми витрат ПЕР на одиницю приведеної (умовної) продукції, тобто вираженої в натуральних одиницях, але приведеної до певного типорозміру.

У випадку встановлення диференційованих норм питомих витрат ПЕР обсяг виробництва визначається у натуральних одиницях.

У випадку встановлення укрупнених норм для груп продукції одного виду, але різних сортів (типорозмірів) або для груп робіт, наданих послуг різного виду використовуються умовні (зведені) одиниці виміру обсягів продукції (робіт, послуг) (умовна банка консервів, умовна пара взуття тощо). Для енергоємних процесів виробництва (ливарне виробництво, кування, термообробка, електрозварювання, виробництво стисненого повітря, кисню, водопостачання, опалення, вентиляція тощо) повинні встановлюватися норми питомих витрат ПЕР на одиницю виробництва продукції (роботи, послуги) у натуральному виразі. На виробництвах, що випускають продукцію широкого та нестійкого асортименту, у будівництві, на ремонтних та експериментальних виробництвах, а також на рівні об'єднань, регіону, коли практично неможливо вибрати єдиний показник обсягу виробництва продукції (робіт, послуг) у натуральних чи умовних одиницях, норми витрат ПЕР можуть встановлюватися на одиницю вартості чистої продукції, що виражається у вартісному вимірі (приведеному до незмінних цін).

4.2. Методичні засади визначення норм витрат паливно-енергетичних ресурсів

4.2.1. Вимоги до нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів

Вихідні дані для визначення норм питомих витрат ПЕР:

- первинна технологічна документація (технологічні регламенти та інструкції);
- параметри сировини (матеріалів);
- паспортні дані технологічного та енергетичного обладнання;

- стандарти з енергозбереження;
- міжгалузеві, галузеві та регіональні норми витрат;
- паливно-енергетичні баланси та енергетичні характеристики технологічного й енергетичного обладнання (заводські або визначені у процесі його експлуатації);
- нормативні показники, що характеризують найбільш раціональні та енергетично ефективні умови виробництва (коефіцієнт використання потужності, показники витрат та втрат ПЕР під час передачі та перетворення, санітарні норми, теплові характеристики приміщень тощо);
- дані про асортимент та обсяги виробництва продукції;
- дані про планові та фактичні питомі витрати ПЕР за минулі періоди, а також акти перевірок використання палива та енергії;
- дані про досвід з економії та раціонального використання ПЕР на вітчизняних та зарубіжних об'єктах, що випускають аналогічну продукцію;
- плани організаційно-технічних заходів з економії ПЕР.

Нормування витрат ПЕР здійснюється на основі:

- охоплення всіх елементів і статей витрат ПЕР;
- врахування прийнятої на підприємстві (організації) системи обліку й контролю за споживанням ПЕР;
- забезпечення методичної єдності формування норм і нормативів для різних рівнів управління;
- забезпечення наукової, практичної обґрунтованості та прогресивності норм і нормативів на основі максимального урахування в них досягнень науки і техніки, передових методів організації виробництва і праці;
- забезпечення формування нормативної бази для всіх етапів планування та управління виробництвом;
- забезпечення систематичного перегляду і корегування норм.

Норми питомих витрат ПЕР повинні:

- ґрунтуватись на планах організаційно-технічних заходів, спрямованих на підвищення ефективності використання ПЕР;
- враховувати конкретні умови виробництва, досягнення науки і техніки;
- сприяти мобілізації резервів економії ПЕР у суспільному виробництві;
- забезпечувати умови для стимулювання енергозбереження.

4.2.2. Основні етапи визначення норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів

Порядок визначення норм питомих витрат ПЕР на підприємствах включає такі основні етапи:

1. Визначається склад технологічних процесів і операцій з виробництва кожного виду продукції (роботи, послуги), на виробництво яких використовуються ПЕР.

2. Визначаються одиниці виміру продукції (роботи, послуги), вони мають відповідати чинним на підприємстві плановим, нормативним документам та статистичній звітності.

3. Визначаються основні цехи, дільниці, агрегати, споживання ПЕР яких повністю відноситься на виробництво даного конкретного виду продукції (або його номенклатурного представника-аналога).

4. Визначаються цехи, дільниці, агрегати, споживання ПЕР яких розподіляється пропорційно послугам, наданим на виробництво декількох видів продукції (робіт, послуг). Визначення й розподіл обсягів споживання ПЕР можуть виконуватись за рахунок фактично витрачених ПЕР на виробництво конкретного виду продукції або на основі диференційованого аналізу обсягів споживання ПЕР (відповідно до структури використання ПЕР за окремими технологічними процесами й операціями).

5. Розробляються матеріальні баланси визначеної продукції, на які визначаються норми витрат ПЕР. Матеріальний баланс будується на основі чинної на підприємстві нормативної бази витрат матеріальних ресурсів.

6. Визначається перелік устаткування, яке бере участь у виробництві конкретної продукції.

7. Визначається схема розрахунку технологічної та загальнови-робничої норми питомих витрат ПЕР на виробництво продукції (робіт, послуг) за номенклатурою на основі встановлення устаткування, енергоспоживання якого формує технологічні та допоміжні витрати ПЕР.

8. Розробляється схема підготовки вихідних даних для розрахунків норм питомих витрат ПЕР, проводиться збирання даних та розраховуються норми питомих витрат ПЕР.

9. Усі розрахунки витрат ПЕР виконуються за показниками виробництва за попередньо визначену «характерну (умовну)» добу, як таку, за яку обсяг споживання ПЕР дорівнює середньому за звітний період.

4.2.3. Методи визначення норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів

Основним методичним принципом формування норм для різних рівнів управління є їх послідовна агрегація (укрупнення) знизу догори. Норми питомих витрат ПЕР визначаються прямим розрахунком з урахуванням рівня фактично досягнутих норм.

Норми витрат ПЕР можуть бути визначені за допомогою таких методів:

- розрахунково-аналітичний;
- експериментальний (дослідний);
- розрахунково-статистичний;
- комбінований.

Розглянемо їх більш детально.

Розрахунково-аналітичний метод передбачає визначення норм питомих витрат ПЕР шляхом обчислення виробничого споживання їх за статтями витрат на основі прогресивних показників використання у виробництві, а також запланованих заходів з економії ПЕР.

Експериментальний (дослідний) метод полягає у визначенні норм питомих витрат ПЕР на підставі даних, одержаних у результаті випробувань технологічного та енергетичного обладнання (експериментальних вимірювань) з урахуванням запланованих заходів з економії ПЕР.

Випробування повинні бути повними, тобто одночасно охоплювати як основне обладнання, так і допоміжні механізми, режими роботи яких повинні відповідати оптимальним, а параметри підведеної енергії – нормативним. При цьому технологічний процес має проводитися згідно з відповідними технологічними інструкціями (регламентами) та режимними картами.

Розрахунково-статистичний метод полягає у визначенні норм питомих витрат ПЕР на основі використання статистичних даних про фактичні витрати ПЕР та про чинники, що впливають на величину їх

питомих витрат у виробництві, з урахуванням прогресивних показників ефективності використання ПЕР, досягнутих на подібних виробництвах, а також запланованих заходів з економії ПЕР.

Комбінований метод поєднує в собі експериментальний та розрахунково-аналітичний методи визначення норм питомих витрат ПЕР.

Технічно обґрунтовані індивідуальні норми витрат ПЕР встановлюються розрахунково-аналітичним або комбінованим методами.

Групові норми питомих витрат ПЕР визначаються, як правило, розрахунково-аналітичним методом, як середньозважені групові показники на підставі індивідуальних норм і відповідних обсягів виробництва однойменної продукції, та розрахунково-статистичним методом.

В окремих випадках групові норми витрат ПЕР можуть встановлюватися на плановий період (рік, квартал тощо), виходячи з відповідних фактичних витрат базисного періоду з урахуванням досягнутих прогресивних показників питомих витрат ПЕР, а також запланованих заходів з їх економії.

4.2.4. Нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на технологічні потреби

В основу визначення технологічних норм питомих витрат ПЕР мають бути покладені ПЕР, у витратній частині яких визначаються складові витрат та складові втрат ПЕР. Це дозволяє визначити конкретні заходи зі скорочення втрат та скласти нормалізований ПЕР агрегату.

Технологічна норма може бути визначена за виразом:

$$H_{\text{т}} = (W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{втр}}) / П,$$

де $W_{\text{кор}}$ – корисна складова витрат ПЕР;

$\Delta W_{\text{втр}}$ – втрати ПЕР в технологічному процесі;

$П$ – обсяг випуску продукції у натуральному виразі.

Загальновиробнича цехова норма може бути визначена за виразом

$$H_{\text{ц}} = (W_{\text{т}} + W_{\text{д}} + \Delta W_{\text{ц}}) / \Pi_{\text{ц}},$$

де $W_{\text{т}}$, $W_{\text{д}}$ – витрати ПЕР на технологічні та допоміжні потреби (опалення, вентиляція, освітлення);

$\Delta W_{\text{ц}}$ – втрати ПЕР в цехових мережах і перетворювальних установках;

$\Pi_{\text{ц}}$ – план випуску продукції цехом.

Загальновиробнича заводська норма

$$H_{\text{з}} = (W_{\text{ц}} + W_{\text{зв}} + \Delta W_{\text{з}}) / \Pi_{\text{з}},$$

де $W_{\text{ц}}$ – сумарні витрати ПЕР в основних і допоміжних цехах;

$W_{\text{зв}}$ – загальнозаводські витрати ПЕР на опалення, вентиляцію, освітлення, гаряче водопостачання;

$\Delta W_{\text{з}}$ – втрати ПЕР в заводських мережах і перетворювальних установках;

$\Pi_{\text{з}}$ – план випуску продукції по заводу.

У випадку, якщо підприємство, крім основної продукції, випускає іншу продукцію або напівфабрикати для постачання іншим підприємствам (литво, ковальські покови, штамповки, товари народного споживання), то витрати палива, теплової та електричної енергії на їх виробництво нормуються окремо і не включаються в норми витрат на виробництво основної продукції (роботи).

На підприємствах повинні встановлюватися окремо норми витрати теплової та електричної енергії на опалення, вентиляцію, освітлення, гаряче водопостачання, виробництво стисненого повітря, холоду, кисню, подавання води й інші допоміжні потреби, а також норми втрат енергії в мережах і перетворювальних установках.

Питомі витрати ПЕР можуть розглядатися як сума окремих статей витрат по операціях, вони можуть бути визначені за таким виразом:

$$H_{\text{т}} = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5,$$

де H_1, H_2, H_3, H_4, H_5 – складові питомих витрат ПЕР по окремих групах процесів, що визначають рівень споживання ПЕР.

У випадку, якщо якийсь процес на конкретному об'єкті не споживає певний вид ПЕР, то його складова приймається рівною нулю. Ті процеси, які в конкретних умовах для їхньої реалізації потребують додаткових витрат ПЕР, можуть бути враховані за допомогою поправкових коефіцієнтів.

За допомогою такого підходу обчислюються норми питомих витрат ПЕР на обігрів зимових теплиць, зрошення і сушіння зерна, активне вентилявання тощо.

Під час розглядання паливно-енергетичних характеристик підприємств типові процеси можна достатньо повно описати інформацією абсолютно реального об'єкта, у якому є цілий ряд умов і параметрів, облік яких потребує диференційованих підходів до визначення складу та структури питомих витрат ПЕР.

Під час упорядкування видаткових частин ПЕР агрегатів, установок, цехів і підприємств можливі й інші підходи та вимоги до оброблення інформації. Така інформація може бути отримана з моделі, яка базується на основі технологічних карт (регламентів) у реальному часовому інтервалі.

Оброблення інформації з моделі рекомендується виконувати в наведеній нижче послідовності.

1. Виписують усі споживачі в ПЕР по основних і допоміжних процесах з вказівкою їх технічних та експлуатаційних характеристик, проводять їхнє групування за попередньо визначеними параметрами.

2. По кожному технологічному процесу визначають (згідно з технологічними картами, регламентами) кількість продукту, що переробляється (кормів, молока), а також потребу теплоти для опалення, у воді, об'єм повітрообміну для вентиляції тощо, на основі чого визначають час роботи споживачів ПЕР.

3. Час роботи споживачів, який залежить від кількості вироблених продуктів, встановлюють розрахунковим шляхом (це частка від поділу річної кількості продукції, що переробляється, на річну продуктивність машини з урахуванням її завантаження).

При цьому в загальному випадку визначення коефіцієнта попиту рекомендується здійснювати за таким виразом (на прикладі коефіцієнта попиту для електричної енергії):

$$K_{\text{п}} = (K_3 K_{\text{в}} K_0) / \text{ККД},$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання;

K_0 – коефіцієнт одночасності роботи приймачів (для групи однорідних електроприймачів);

ККД – коефіцієнт корисної дії.

При цьому коефіцієнт завантаження та коефіцієнт використання визначаються за виразами:

$$K_3 = P_{\text{ф}} / P_{\text{н}}; K_{\text{в}} = P_{\text{с}} / P_{\text{н}},$$

де $P_{\text{ф}}$, $P_{\text{н}}$, $P_{\text{с}}$ – відповідно фактична, номінальна та середня потужність електроприймача.

4. Групування процесів з визначенням енергоспоживання по групах залежно від типу машин і механізмів.

Для розробки аналітичних методів розрахунку норм окремі процеси в об'єкті можуть групуватися. Кількість груп визначається кількістю технологічних операцій у загальному технологічному процесі.

Кількість груп, перелік процесів і операцій, які до них входять, визначаються специфікою виробництва.

Якщо відомо споживання ПЕР по кожному технологічному процесу j (включаючи допоміжні), то загальне споживання ПЕР по об'єкту може бути обчислене за виразом:

$$A_{\text{сум}} = \sum_{j=1}^m A_j,$$

де m – кількість технологічних процесів на об'єкті.

Питома витрата ПЕР по даному об'єкту може бути визначена, виходячи з показника, на який розраховуються норми (площа теплиць, вихід продукції тощо).

На основі обчислених значень визначаються додаткові витрати ПЕР, що включаються в норму витрат, які будуть складати ту частину витрат, що визначаються зміною організації і технології виробництва на конкретних об'єктах.

5. Нормування витрат ПЕР може здійснюватися і на основі використання базового значення споживання ПЕР з урахуванням конкретних умов за допомогою поправочних коефіцієнтів. Таке нормування є найбільш простим засобом попереднього визначення норм питомих витрат ПЕР на об'єкті. При цьому варто мати на увазі, що у випадку складності розробки моделі ПЕБ агрегату, установки, дільниці, цеху, системи такий метод розрахунку норм може бути розглянутий (як альтернативний) під час підготовки допоміжних методик розрахунку норм витрат ПЕР на виробництво продукції по номенклатурі.

4.2.5. Нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на допоміжні потреби

Головні фактори, що впливають на кількісну величину питомих витрат палива, теплової та електричної енергії на одиницю продукції (робіт, послуг) за статтею «допоміжні потреби виробництва», такі:

1. За теплоспоживанням:

– на опалення будівель, споруд, окремих приміщень впливають такі фактори: призначення об'єкта, тип, конструктивні рішення, габарити, поверховість, місце розташування, кліматичні умови, температурний режим, режим вологості, організація виробництва, організація ремонтних робіт;

– на вентиляцію будівель, споруд, окремих приміщень впливають такі фактори: призначення, тип, конструктивні рішення, габарити, місце розташування, кліматичні умови, тепловий режим, технологічні вимоги, організація виробництва, організація ремонтних робіт;

– на гаряче водопостачання виробничих, підсобних та адміністративних приміщень впливають такі фактори: призначення, конструктивні рішення, норми споживання гарячої води, кількість споживачів, температурна характеристика водопостачання, режим витрат води, період функціонування, організаційна структура виробництва, організація ремонтних робіт;

– на повітряно-теплові завіси впливають такі фактори: конструктивні рішення, потужність теплової завіси, температурний режим, кліматичні умови, режим роботи.

2. За електроспоживанням:

– на опалення та вентиляцію впливають такі фактори: потужність приводу, режим роботи системи, технічна характеристика обладнання, умови та вимоги до експлуатації, організація виробництва, організація ремонтних робіт;

– на зовнішнє освітлення впливають такі фактори: призначення, вимоги до освітленості, режим роботи, технічна характеристика світильників, організація виробництва, організація ремонтних робіт;

– на внутрішньозаводський (внутрішньоцеховий) транспорт впливають такі фактори: призначення та тип транспорту, технічна характеристика, вид та обсяг транспортних робіт, режим роботи, конструктивні рішення, організація виробництва, організація ремонтних робіт;

– на електропривод обладнання впливають такі фактори: тип обладнання (верстатне, нестандартизоване, технологічне, кувально-пресове тощо), конструктивна та технічна характеристика приводів, режим роботи (час, завантаженість, вид роботи тощо), організація виробництва; технологічні вимоги, технічний рівень обладнання, організація ремонтних робіт;

– на зварювальне обладнання впливають такі фактори: вид зварювальних робіт, характеристика обладнання, призначення, технічні та технологічні вимоги, режим роботи обладнання;

– на втрати електроенергії впливають такі фактори: вид втрат електроенергії (активна, реактивна), режим роботи обладнання, тип обладнання, характеристика обладнання, характеристика мереж.

4.2.6. Нормування загальноцехових, загальнозаводських та групових питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів

Розрахунок загальноцехових норм питомих витрат ПЕР. Загальноцехові норми питомих витрат палива $H_{\text{зцех}}^B$, теплової $H_{\text{зцех}}^Q$ та електричної $H_{\text{зцех}}^W$ енергії на одиницю продукції визначаються за виразами:

$$H_{\text{цех}}^B = \frac{H_{m_1}^B P_1 + H_{m_2}^B P_2 + \dots + H_{m_n}^B P_n}{\Pi_1 + \Pi_2 + \dots + \Pi_n} + \frac{B_{\text{заг}}^{\text{ц}} \gamma}{\Pi_{\text{ц}}} = H_{\text{тех}}^B + \frac{B_{\text{заг}}^{\text{ц}} \gamma}{\Pi_{\text{ц}}},$$

$$H_{\text{цех}}^Q = \frac{H_{m_1}^Q \Pi_1 + H_{m_2}^Q \Pi_2 + \dots + H_{m_n}^Q \Pi_n}{\Pi_1 + \Pi_2 + \dots + \Pi_n} + \frac{Q_{\text{заг}}^{\text{ц}} \gamma}{\Pi_{\text{ц}}} = H_{\text{тех}}^Q + \frac{B_{\text{заг}}^{\text{ц}} \gamma}{\Pi_{\text{ц}}},$$

$$H_{\text{цех}}^W = \frac{H_{m_1}^W \Pi_1 + H_{m_2}^W \Pi_2 + \dots + H_{m_n}^W \Pi_n}{\Pi_1 + \Pi_2 + \dots + \Pi_n} + \frac{W_{\text{заг}}^{\text{ц}} \gamma}{\Pi_{\text{ц}}} = H_{\text{тех}}^W + \frac{B_{\text{заг}}^{\text{ц}} \gamma}{\Pi_{\text{ц}}},$$

де γ – частка загальноцехових витрат ПЕР, що відноситься на вироблення даної продукції;

$\Pi_{\text{ц}}$ – план випуску продукції по цеху;

$H_{\text{цех}}^B$ – середньозважені технологічні норми на виробництво одиниці однорідної продукції цеху (робіт і послуг) питомих витрат палива;

$H_{\text{цех}}^Q$ – те саме теплової енергії;

$H_{\text{цех}}^W$ – те саме електричної енергії;

$B_{\text{заг}}^{\text{ц}}$ – сумарні загальноцехові витрати на допоміжні потреби та втрати в цеху та цехових мережах палива;

$Q_{\text{заг}}^{\text{ц}}$ – те саме теплової енергії;

$W_{\text{заг}}^{\text{ц}}$ – те саме електричної енергії.

$$B_{\text{заг}}^{\text{ц}} = \sum_{i=1}^n B_i, \quad Q_{\text{заг}}^{\text{ц}} = \sum_{i=1}^n Q_i, \quad W_{\text{заг}}^{\text{ц}} = \sum_{i=1}^n W_i,$$

де n – кількість статей загальноцехових витрат палива, теплової та електричної енергії;

B_i, Q_i, W_i – витрати відповідно палива, теплової та електричної енергії за окремими статтями витрат на допоміжні потреби та втрати в цехових мережах).

Розрахунок загальнозаводських норм питомих витрат ПЕР.
Загальнозаводські норми витрат палива $H_{\text{ззав}}^B$, теплової $H_{\text{ззав}}^Q$ та

електричної $H_{ззав}^W$ енергії на виробництво даної продукції визначаються за виразами:

$$H_{ззав}^B = \sum_{i=1}^m H_{з.цех.сер_i}^B + \frac{B_{заг}^3 \gamma}{\Pi_3},$$

$$H_{ззав}^Q = \sum_{i=1}^m H_{з.цех.сер_i}^Q + \frac{Q_{заг}^3 \gamma}{\Pi_3},$$

$$H_{ззав}^W = \sum_{i=1}^m H_{з.цех.сер_i}^W + \frac{W_{заг}^3 \gamma}{\Pi_3},$$

де $H_{з.цех.сер_i}^B$ – загальноцехові середньозважені норми на виробництво даної продукції підприємства питомих витрат палива;

$H_{з.цех.сер_i}^Q$ – те саме теплової енергії;

$H_{з.цех.сер_i}^W$ – те саме електричної енергії;

$B_{заг}^3$ – загальнозаводські витрати палива на допоміжні потреби та втрати ПЕР в загальнозаводських мережах та перетворювачах;

$Q_{заг}^3$ – те саме теплової енергії;

$W_{заг}^3$ – те саме електричної енергії;

m – кількість цехів.

Розрахунок групових (середньозважених) норм питомих витрат ПЕР. Розрахунок групових (середньозважених) норм питомих витрат палива $H_{гр}^B$, теплової $H_{гр}^Q$ та електричної $H_{гр}^W$ енергії на виробництво однорідної продукції для цього рівня планування здійснюється за виразами:

$$H_{гр}^B = \frac{\sum_{i=1}^n H_i^B \Pi_i}{\sum_{i=1}^n \Pi_i},$$

$$H_{гр}^Q = \frac{\sum_{i=1}^n H_i^Q \Pi_i}{\sum_{i=1}^n \Pi_i},$$

$$H_{\text{гр}}^W = \sum_{i=1}^n H_i^W \Pi_i / \sum_{i=1}^n \Pi_i,$$

де n – кількість виробничих одиниць, підпорядкованих даному рівню планування;

H_i^B – норми питомих витрат палива на виробництво однорідної продукції за виробничими одиницями, підпорядкованими даному рівню планування;

H_i^Q – те саме теплової енергії;

H_i^W – те саме електричної енергії;

Π_i – обсяг продукції, що планується.

4.3. Прогнозування і планування споживання паливно-енергетичних ресурсів

4.3.1. Методологічні основи прогнозування і планування споживання паливно-енергетичних ресурсів

Важливість розроблення проблеми прогнозування споживання ПЕР пов'язана з ефективністю їх використання. У зв'язку із структурною перебудовою економіки України істотно зростає роль перспективного плану розвитку виробничих систем, тобто науково обґрунтованих прогнозів, розрахованих як на найближчу перспективу, так і на тривалий час.

До прогнозів споживання ПЕР, що розробляються, висуваються такі вимоги:

- прогнози мають бути, насамперед, науково обґрунтовані, своєчасні й надійні;
- вони мають містити в достатньому обсязі інформацію, необхідну для розроблення перспективних планів.

Головними функціями прогнозування є:

- виявлення і аналіз закономірностей, що склалися, і тенденцій споживання ПЕР;

- оцінка дії цих тенденцій у майбутньому й урахування їх позитивних та негативних наслідків;
- передбачення нових ситуацій, нових проблем, що потребують вирішення;
- виявлення можливих альтернатив розвитку в перспективі;
- накопичення інформації для всебічно обґрунтованого вибору напряму в розробці оптимального планового рішення, що забезпечує активний вплив на розвиток енергетичного господарства підприємства.

За допомогою прогнозу визначаються сфери і можливості, у рамках яких можуть бути сформульовані цілі економічного розвитку, виявлені напрямки, найважливіші проблеми, які повинні стати об'єктом розроблення та ухвалення планових рішень. Без прогнозу неможливе ефективне перспективне планування споживання ПЕР, оскільки воно повинне здійснюватися, враховуючи темпи і пропорції розвитку, визначені на перспективу. Інакше планування призведе до диспропорцій з усіма викликаними ними несприятливими наслідками.

Перехід від прогнозування до планування припускає, що при встановленні мети виробляється оцінка результатів прогнозу, визначення обсягів необхідних ПЕР.

Перспективне планування на основі прогнозів здійснюється поетапно. Спочатку, виходячи з результатів прогнозу, розробляється план на останній рік перспективного періоду. Потім розраховуються середньорічні темпи зростання і складаються плани на решту років, тобто застосовується принцип зворотного рахунку, при якому прогнозовані потреби стають початковим пунктом перспективного планування.

Але прогноз не лише передуює розробці плану. Для перевірки реалістичності складання плану надалі можуть прогнозуватися наслідки вже ухвалених рішень, тобто тут прогноз йде слідом за планом. Ці наслідки можуть виходити за часом далеко за межі планового періоду.

Крім того, для ухвалення своєчасних управлінських рішень необхідно прогнозувати сам хід виконання плану. Тому особливого значення в сучасних умовах набувають так звані застережливі прогнози. Основне їх призначення – забезпечити енергоаудитора матеріалом для своєчасного ухвалення рішень, які допомагають у разі потреби

нормалізувати діяльність енергогосподарства підприємства. Наприклад, якщо на початку місяця на підставі прогнозу вдасться встановити, що на підприємстві можливе перевищення споживання ПЕР, то своєчасне втручання в певні процеси допоможе усунути труднощі, що виникли.

Прогнозування й перспективне планування споживання ПЕР міцно пов'язані і мають спільні риси. Прогноз дозволяє врахувати результати дії цих тенденцій, а план – намітити відповідні заходи для досягнення встановлених задач. Якщо за допомогою прогнозу виявляються негативні тенденції, то в плані намічаються заходи для їх нейтралізації.

Як при розробці прогнозів, так і при складанні перспективних планів споживання ПЕР повинен бути врахований чинник невизначеності. Це зумовлено тим, що енерго-економічні процеси і явища, схильні до впливу складного переплетення різних чинників: об'єктивних і суб'єктивних, економічних і неекономічних, внутрішніх і зовнішніх, – внаслідок чого немає повного збігу поставленої мети і остаточних результатів.

Невизначеність може виникнути ще й тому, що особи, які безпосередньо виконують планові завдання, вносять свою специфіку в цей безперервний процес.

Прогноз безпосередньо не пов'язаний з конкретним вирішенням проблем майбутнього, тобто не передбачає активної дії на майбутнє. Така «пасивність» додає прогнозу значного ступеня об'єктивності, що дозволяє використовувати прогнозування на будь-яких рівнях планування як дослідну основу плану.

Розподіл прогнозів на «активні» і «пасивні» є результатом того, що інколи змішують поняття «прогноз» і «план». Тим часом прогнозування не вирішує проблеми цілеспрямованого вибору оптимального варіанта і не визначає стратегії на майбутнє, що є прерогативою планування. Прогнози виступають не в ролі різновидів плану або будь-якої його модифікації. Їх можна оцінити як переддирективну стадію планової роботи: вони не ставлять яких-небудь конкретних завдань і не обмежені строго рамками часу.

Прогноз рівня споживання ПЕР дозволяє аналізувати альтернативи розвитку, виробляти варіантні розрахунки зі значними розбіжностями, недопустимими в плані. Але при цьому прогноз має вважатися лише гіпотезою найвірогіднішого розвитку в майбутньому.

На базі таких прогнозів енергоаудитор повинен ухвалити рішення, пов'язані зі складанням перспективного плану споживання ПЕР, у якому вказані конкретні заходи. Причому цей рівень може сильно відрізнятись від прогнозованої величини, або, інакше кажучи, на основі одного й того ж прогнозу можуть бути складені різні варіанти плану.

Існують також великі відмінності між методами і моделями прогнозування і планування споживання ПЕР. Оскільки головне в плануванні – обґрунтування планових рішень, то методи й моделі планування – це методи й моделі ухвалення рішень.

І прогнозування споживання ПЕР пов'язане з майбутнім, яке завжди стохастичне. Звідси будь-які енерго-економічні прогнози мають характер вірогідності. Отже, методи й моделі прогнозування за своєю природою повинні бути пристосовані до аналізу й розроблення енерго-економічних гіпотез, тобто бути вірогідними.

Таким чином, можна провести достатньо чітку грань між прогнозуванням і перспективним плануванням споживання ПЕР: методи першого – прогнозування основних напрямів розвитку і загальних рис процесу споживання ПЕР в майбутньому, а також оцінка сьогоденного стану з погляду майбутнього; другого – розробка основних заходів щодо досягнення певної, вже встановленої мети. Енерго-економічний прогноз – це певна гіпотеза, оцінка вірогідності режиму споживання ПЕР в майбутньому.

Величина споживання окремих видів ПЕР у майбутньому зумовлюється сьогоденням і минулим. Елементи майбутнього закладені в оточуючій нас дійсності. Якщо розглядати не дуже віддалене майбутнє, наприклад два-три роки, то наявність певної інерції в розвитку економіки виробничої системи обмежує можливість варіювання у сфері ухвалення управлінських рішень. У той же час чим більший період часу відділяє майбутнє від сьогодення, тим слабкіше виявляється їх взаємозв'язок і тим більшу свободу у виборі планових рішень ми маємо.

З погляду часових характеристик енерго-економічні прогнози поділяються на короткострокові, середньострокові й довгострокові. Причому значення цих понять у різних галузях неоднакове. Найпоширенішими є такі уявлення про терміни прогнозів: короткострокові – від декількох місяців до 2–3 років, середньострокові – 4–7 років, довгострокові – до 20 років і більше.

Початковим пунктом прогнозування споживання ПЕР є аналіз тенденцій зміни характеристик споживання ПЕР, що склалися, котрі до певної міри зумовлюють зміни в майбутньому. Так, показники обсягу продукції, що випускається, які впливають на споживання ПЕР, значною мірою залежать від роботи підприємств у попередні роки, тобто від рівня організації праці, виробництва, управління тощо в періоди, що передують прогнозованому.

Зміна енерго-економічних явищ у часі якнайповніше відображається в часових рядах, які дозволяють детально проаналізувати особливості розвитку.

Під час розгляду математично-статистичного апарату аналізу динаміки і прогнозування споживання ПЕР виходять з того, що споживання ПЕР як енерго-економічний процес має певною мірою характер вірогідності. Рівень споживання ПЕР формується під впливом безлічі різних чинників: головних і другорядних, прямих і непрямих, об'єктивних і суб'єктивних, – які тісно переплітаються між собою і діють нерідко в різних напрямках. У результаті спостерігається широкі варіювання показників споживання ПЕР внаслідок їх випадкового відхилення від основної тенденції.

Випадкові відхилення неминуче супроводжують будь-яке закономірне явище. Знайти закономірності, приховані серед випадковостей, дозволяють методи теорії імовірностей і математичної статистики.

З тим або іншим ступенем обґрунтованості часові ряди споживання ПЕР можна розглядати як суму детермінованого і випадкового компонентів, причому зміну останнього оцінюють з деякою вірогідністю, тому прогнозування споживання ПЕР має характер імовірності.

Завдання прогнозування полягає не тільки в тому, щоб виділити детерміновану частину в розвитку процесу, але і в тому, щоб оцінити й передбачити ту частину процесу, яка характеризується випадковим компонентом, тобто випадковими відхиленнями від тенденції.

Сама тенденція визначається за допомогою методів обчислювальної математики, тобто знаходять деяку апроксимуючу функцію, що задовольняє нас і відображає закономірності розвитку даного процесу або явища. Для цього можуть бути використані метод найменших квадратів, метод мінімізації максимального відхилення, метод мінімізації суми модулів відхилень тощо.

Щодо відхилень від знайденої апроксимуючої кривої, то насамперед перевіряється гіпотеза, що вони є стаціонарним випадковим процесом. Якщо висунута гіпотеза не відкидається, то для їх прогнозу можна застосувати методи прогнозування стаціонарних випадкових процесів.

Таким чином, прогноз нестаціонарних енерго-економічних часових рядів складається з двох частин: з прогнозу детермінованого компонента й прогнозу випадкового компонента. Розробка першої частини прогнозу не є дуже складною. Якщо визначена основна тенденція розвитку, то можлива її екстраполяція. Прогноз випадкового компонента вже складніший, оскільки не до будь-якого випадкового компонента можна застосувати методи прогнозування стаціонарних випадкових процесів. Часто спочатку доводиться виконувати певні перетворення, щоб привести випадковий компонент до відповідного вигляду.

Під час вивчення часових рядів і прогнозування споживання ПЕР у багатьох випадках виникає завдання одночасного знаходження й аналізу як тенденції зростання або спадання рівнів часового ряду, так і випадкових коливань навколо цієї тенденції. Це призводить до необхідності досліджувати деякі теоретичні питання, пов'язані з висуненням на основі заздалегідь виробленого якісного економічного аналізу зміни показника, що вивчається, за однією з таких гіпотез:

1) досліджуваний процес має тенденцію зростання, спадання або коливання навколо усталеної величини;

2) досліджуваний процес є функцією часу. Причому ця залежність виявляється через вплив деяких чинників, що характеризують внутрішню структуру процесу у минулі моменти часу (під цими чинниками розуміють значення процесу, що вивчається, в минулі моменти часу, абсолютний і відносний приріст, темп їх зростання тощо);

3) досліджуваний процес є функцією часу кількох чинників-аргументів, узятих у той самий момент часу з деяким запізнюванням, і чинників, що характеризують внутрішню структуру процесу, узятих у попередні моменти часу.

Статистична перевірка цих гіпотез, а також розгляд питання про несуперечність їх енерго-економічного змісту процесу, що вивчається, мають першорядне значення. Чим точніше ми прагнутимемо відобразити через систему гіпотез внутрішню структуру й основні закономірності розвитку досліджуваного процесу в минулому і тепе-

рішньому часі, тим більше відрізнятиметься прогнозування за такою моделлю від простої екстраполяції.

У наш час розроблено безліч методів прогнозування. У їх основу покладено різні ознаки, переважно конкретні сфери застосування і період прогнозування. Проте наукова класифікація не може базуватися на подібних ознаках, оскільки вони не відображають суті даних методів. Наприклад, метод експоненціального згладжування, застосований для прогнозування як добового графіка навантаження, так і прогнозування ремонтів, можна використовувати для прогнозу на декілька місяців, а також на декілька років.

Класифікація методів прогнозування повинна базуватися на спільності основних передумов, тому під час постановки конкретних задач прогнозу і при виборі методів їх розв'язання необхідно, насамперед, чітко й повно сформулювати ті умови, допущення і обмеження, у рамках яких передбачається побудова прогнозу.

Будь-який метод прогнозування базується на ідеї екстраполяції. Під екстраполяцією звичайно розуміють поширення закономірностей, зв'язків і співвідношень, діючих у періоді, що вивчається, за його межі. Іноді її розглядають у ширшому значенні слова – як отримання уявлень про майбутнє на основі інформації, що стосується минулого і сьогодення. Екстраполяція базується на аналізі передісторії енерго-економічного процесу, виявленні найзагальніших і найстійкіших закономірностей та зв'язків, обліку сприятливих тенденцій, нових явищ, що народжуються, і перенесення отриманих висновків на прогнозований період.

Навіть якщо в якійсь галузі накреслюється, на перший погляд, досить віддалений від даного явища якісний стрибок, який може призвести до наслідків, що різко порушують тенденції розвитку, досвідчений фахівець, який добре розуміє явище, що вивчається, завжди врахує це при розробці прогнозу. Одночасно деякі співвідношення й пропорції, що склалися в попередньому періоді, напевно, залишаться без істотних змін у перспективі, тому при побудові прогнозу тією чи іншою мірою все одно буде застосовуватися екстраполяція. У зв'язку з цим відомий кібернетик У. Р. Ешбі слушно відзначав, що прогнозування є за своїм змістом операцією з минулим.

Методи прогнозування відрізняються лише гіпотезами про конкретні види зв'язків, співвідношень і закономірностей, існуючих у базисному періоді й поширюваних на перспективу. В одних випадках

можна припустити, що вони залишаться незмінними в часі; у інших – що зв'язки і закономірності змінюються в часі тощо.

Таким чином, конкретні гіпотези про характер зв'язків, співвідношень і закономірностей призводять до використання істотно різних методів прогнозування. По суті ці методи можна об'єднати в три основні групи:

- 1) метод експертних оцінок;
- 2) моделювання;
- 3) нормативний метод.

Метод експертних оцінок полягає в тому, що прогнози щодо майбутнього розвитку процесу споживання ПЕР розробляються фахівцями в цій галузі на основі їх досвіду та інтуїції, а іноді й за літературними джерелами. Методами прогнозування за допомогою експертних оцінок є, наприклад, «дельфійський», метод «мозкової атаки», морфологічний тощо.

При побудові прогнозів за методом експертних оцінок необхідно:

- 1) чітко сформулювати мету прогнозу;
- 2) правильно оцінити час завершення прогнозованої події;
- 3) сформувати групу експертів;
- 4) забезпечити взаємну незалежність думок експертів;
- 5) грамотно формалізувати одержані відповіді.

Метод експертних оцінок застосовується переважно для прогнозування віддаленого майбутнього.

Оскільки в роботі енергоаудитора не ставиться завдання розглянути питання прогнозування на далеку перспективу, ми не торкатимемося проблем, пов'язаних із прогнозуванням на основі експертних оцінок.

У наш час моделювання (логічне, інформаційне, математичне тощо) – найпоширеніший метод прогнозування споживання ПЕР.

Оскільки прогнозування споживання ПЕР має характер імовірності, то воно переважно здійснюється за допомогою статистичних моделей. Якщо вони правильні, то можна розробити точний або достатньо точний прогноз. Якщо ж початкові положення неправильні, то прогноз буде неточний незалежно від того, наскільки точні дані, що лежать в його основі. Статистика допомагає передбачати, але сама, як така, ще не забезпечує можливості правильного передбачення, оскільки, врешті-решт, усе залежить від відправних припущень.

У зв'язку з цим виникає питання про точність прогнозу, його достовірність. При цьому необхідно вказати, у якому значенні розуміється точність прогнозу. У прогнозуванні споживання ПЕР поняття точності має відносний характер залежно від мети дослідження. Точність прогнозу значною мірою залежить від того, наскільки з'ясовані закономірності розвитку прогнозованого об'єкта або системи, а також від надійності методів дослідження. Поняття точності суттєво пов'язане з поняттям випередження, під яким розуміємо проміжок часу між останнім спостереженням часового ряду і моментом, для якого складений прогноз. Чим більший час випередження, тим менш точним стає прогноз, оскільки на його результати накладається все менша кількість обмежень.

Найпоширенішим способом перевірки точності прогнозу є ретроспективний прогноз, тобто прогноз для минулого періоду часу, і порівняння одержаних результатів з фактичною динамікою. Найчастіше таке порівняння проводиться за величиною середньої квадратичної помилки або середньої помилки апроксимації. Якщо одержані результати задовольняють задані критерії точності, то модель прогнозу вважається прийнятною і рекомендується для розроблення прогнозів на перспективу.

Таким чином, на практиці можна вважати, що точність прогнозів залежить від тривалості періодів передісторії (ретроспективи) і випередження.

Нормативний метод прогнозування полягає в тому, що окремі параметри прогнозованого процесу задаються у вигляді деякої норми. При нормативному прогнозуванні виходять із певного результату, який повинен бути досягнутий у майбутньому. Зв'язок і послідовність подій розглядаються в напрямку від майбутнього до теперішнього часу.

Прогноз споживання ПЕР повинен складатися з урахуванням значущості в майбутньому вже досліджених чинників або таких, які можуть з'явитися надалі. Прогноз виявиться достовірним лише в тому випадку, якщо будуть враховані найсуттєвіші форми і оцінені тенденції їх розвитку. Будь-яка зміна цих тенденцій позначиться на результатах. Тому прогнозування споживання ПЕР – це процес безперервного спостереження за розвитком чинників, що впливають на його зміну, і своєчасного внесення поправок у результати прогнозу.

4.3.2. Прогнозування методом екстраполяції

Сутність методу екстраполяції полягає в поширенні закону зміни функції з області її спостереження на область, що лежить поза межами спостереження. Для реалізації цього методу необхідно мати більш-менш тривалий ряд показників і побудувати за ними емпіричну криву. Потім фактичний ряд вирівнюється статистичним підбором функції, який дозволяє набути значення показника, що вивчається, з максимальним ступенем наближення до значень динамічного ряду, а потім обчислюються коефіцієнти цієї теоретичної функції. Прогнозування зміни показника залежно від часу, здійснюване на основі отриманої функції, припускає, що сукупність чинників, які визначають тенденцію зміни показника в минулому, зберуть свою силу і напрям дій протягом прогнозованого періоду.

Апарат математичної статистики дає можливість використовувати різні функції для прогнозування змін показників у часі. Прикладом таких функцій можуть бути функції вигляду:

- лінійна функція: $y = a + bt$;
- парабола: $y = a + bt + ct^2$;
- поліном третього степеня: $y = a + bt + ct^2 + dt^3$;
- гіпербола: $y = a + (b/t)$;
- степенева функція: $y = a + t^b$;
- експоненціальна функція: $y = ae^{bt}$;
- модифікована експонента: $y = k + ae^{bt}$;
- експоненціально-степенева функція: $y = e^{bt}t^b$;
- логістична (*S*-подібна) функція: $y = k/(1 + be^{at})$;
- функція Гомперца: $y = ka^{bt}$;
- логарифмічна функція: $y = a + b \lg t$,

де a, b, c, d, k – параметри функцій.

Параметри функцій можуть бути визначені методом найменших квадратів. Оскільки метод є загальноновживаним, стисло викладемо його суть.

Метод найменших квадратів дозволяє «підігнати» функцію під деякий набір числових даних або, інакше кажучи, побудувати графік функції за деякою обмеженою сукупністю точок. Нехай необхідно

визначити функцію $\hat{y}_t = f(t)$, де \hat{y}_{t+1} – прогнозоване значення деякої залежної змінної, а t – незалежна змінна.

Вибір цієї функції вважається найкращим у тому випадку, коли виявляється зведеним до мінімуму так зване стандартне відхилення, що визначається формулою

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{\sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2 / (n-1)},$$

де y_t – фактичне значення часового ряду, який описує споживання ПЕР, у t -й період (відрізок часу);
 n – кількість періодів (спостережень).

Мінімізація σ_{y_t} еквівалентна мінімізації функціонала:

$$J = \sum_{t=1}^n \varepsilon_t^2 = \sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2.$$

Дійсно, задача зводиться до мінімізації суми квадратів різниць σ_{y_t} між фактичним значенням споживання ПЕР у момент t і тим значенням, якого набуває в цей момент прогнозуюча функція $\hat{y}_t = f(t)$. Це твердження ілюструється графічно на рис. 4.1.

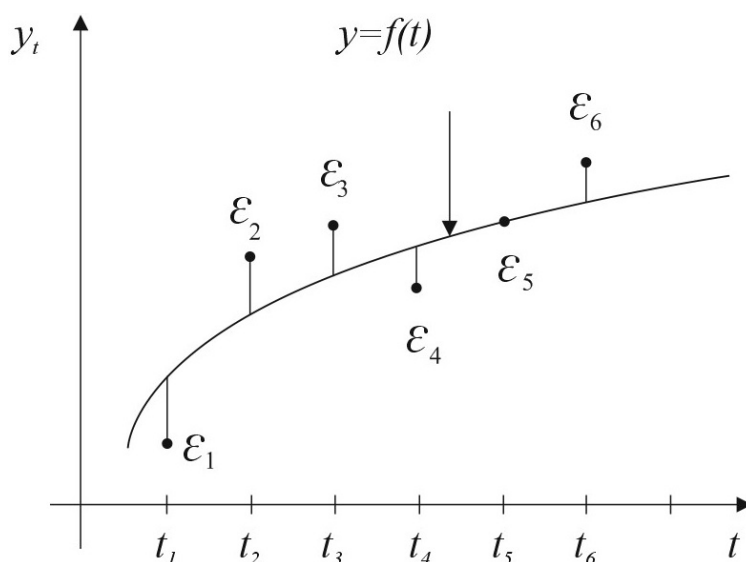


Рис. 4.1. Побудова функцій методом найменших квадратів

Дотепер ми не робили жодних припущень щодо характеру функції $\hat{y}_t = f(t)$. Взагалі, на функцію $\hat{y}_t = f(t)$ жодних обмежень можна було б і не накладати. Якщо ж мати на увазі її цільове призначення, то доводиться з усієї сукупності допустимих функцій виділяти певний підклас. Наприклад, ми вважатимемо, що аргумент t може набувати лише послідовно зростаючих цілочислових значень. Крім того, з абсолютно очевидних міркувань слід виключити з розгляду функції, значення яких асимптотично переходять у нескінченність.

Розглянемо випадок **лінійної прогнозуючої функції**. Побудова прогнозуючої функції, не залежної від часу, відбувається в такій послідовності. Нехай функція має вигляд $\hat{y}_t = a$.

Функціонал має вигляд

$$J = \sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2 = \sum_{t=1}^n (y_t - a)^2 \rightarrow \min. \quad (4.1)$$

Для мінімізації (4.1) в цьому випадку необхідно вирішити відносно a рівняння, одержане в результаті прирівнювання нулю частинної похідної $\partial J / \partial a$. Таким чином, маємо:

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{t=1}^n (y_t - a) = 0,$$

звідки одержуємо:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an, \quad a = \sum_{t=1}^n y_t / n = \bar{y},$$

де \bar{y} – середнє значення.

При цьому середньоквадратичне відхилення (тобто квадратний корінь із дисперсії, обчислений при оцінці похибки апроксимації \hat{y}_t константою \bar{y}) дійсно мінімізується. Слід звернути увагу на те, що жодних спеціальних припущень стосовно характеру й форми подання даних не робилося.

Окремим і одночасно простим випадком є приблизно постійна зміна абсолютної величини показника, що вивчається, у часі $y_t - y_{t-1} = \text{const}$, який описується лінійною функцією

$$\hat{y}_t = a + bt,$$

де \hat{y}_t – величина, очікувана до часу t ;

a – величина, характерна для початкового часу $t = 0$;

b – середній приріст очікуваної величини зі збільшенням ознаки i на одну одиницю;

t – досліджуваний період часу.

Часовий ряд, що характеризує зміну досліджуваного показника, зображено на рис. 4.2. Параметри функції визначаються методом найменших квадратів, за допомогою якого можна одержати рівняння прямої, яка найкраще збігається з множиною точок.

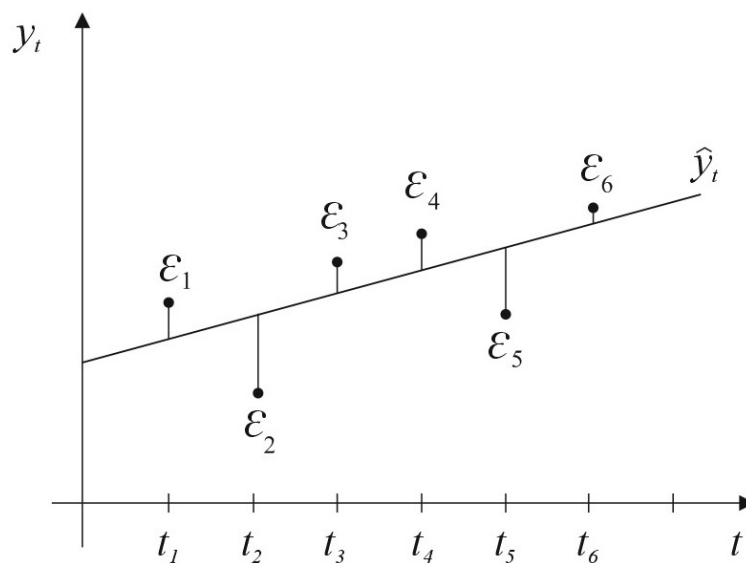


Рис. 4.2. Лінійна функція

Функціонал має вигляд $J = \sum_{t=1}^n (y_t - a - bt)^2$.

Для мінімізації J по a і b обчислимо частинні похідні $\partial J/\partial a$ і $\partial J/\partial b$ і прирівняємо їх до нуля. У результаті матимемо:

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{t=1}^n (y_t - a - bt) = 0;$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = \sum_{t=1}^n (y_t - a - bt)t = 0.$$

Знак суми стосується кожного доданка, тому запишемо співвідношення:

$$\sum_{t=1}^n y_t = \sum_{t=1}^n a + \sum_{t=1}^n bt;$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = \sum_{t=1}^n at + \sum_{t=1}^n bt^2.$$

Виносячи за знак суми постійні величини, отримаємо систему лінійних рівнянь:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2.$$

Після здійснення елементарних перетворень при розв'язанні системи лінійних рівнянь отримаємо:

$$a = \frac{\sum_{t=1}^n y_t \sum_{t=1}^n t^2 - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - \left(\sum_{t=1}^n t \right)^2},$$

$$b = \frac{n \sum_{t=1}^n y_t t - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - \left(\sum_{t=1}^n t \right)^2}.$$

Оскільки в нашому випадку рівні споживання ПЕР y_t рівно віддалені один від одного, то для сум $\sum_{t=1}^n t$, $\sum_{t=1}^n t^2$ легко отримаємо розрахункові формули:

$$\sum_{t=1}^n t = \frac{n(n+1)}{2},$$

$$\sum_{t=1}^n t^2 = \frac{n(n+1)(2n+1)}{6}.$$

Після перетворень отримаємо:

$$a = \frac{2(2n+1)\sum_{t=1}^n y_t - 6\sum_{t=1}^n y_t t}{n(n-1)},$$

$$b = \frac{6\left[2\sum_{t=1}^n y_t t - (n+1)\sum_{t=1}^n y_t\right]}{n(n-1)}.$$

Параболічну функцію можна застосовувати в тому випадку, якщо в досліджуваних статистичних вибірках споживання ПЕР спостерігається зміна тенденції. На основі графічного зображення доцільно досліджувати параболічну функцію, яка може характеризувати головний напрям розвитку. Найпростішим виглядом є параболічна функція другого порядку $y = a + bt + ct^2$, де параметри a , b , c можуть бути визначені вже відомим методом найменших квадратів. Система лінійних рівнянь має вигляд:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b\sum_{t=1}^n t + c\sum_{t=1}^n t^2,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = a\sum_{t=1}^n t + b\sum_{t=1}^n t^2 + c\sum_{t=1}^n t^3,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t^2 = a\sum_{t=1}^n t^2 + b\sum_{t=1}^n t^3 + c\sum_{t=1}^n t^4.$$

Для спрощення розрахунків необхідно врахувати, що

$$\sum_{t=1}^n t^3 = \frac{n^2 (n+1)^2}{4},$$

$$\sum_{t=1}^n t^4 = \frac{n(n+1)(2n+1)(3n^2+3n-1)}{30}.$$

Припустимо, що поведінка споживання ПЕР має **періодичний характер**. Тоді прогноуюча функція може бути подана у вигляді

$$y = a + b \cos \frac{2\pi}{n} t + c \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

де n – кількість періодів у одному циклі.

Функціонал має вигляд

$$J = \sum_{t=1}^n \left(y_t - a - b \cos \frac{2\pi}{n} t - c \sin \frac{2\pi}{n} t \right)^2 \rightarrow \min.$$

Узявши частинні похідні по a , b , c та прирівнявши їх до нуля, одержимо:

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{t=1}^n \left(y_t - a - b \cos \frac{2\pi}{n} t - c \sin \frac{2\pi}{n} t \right) = 0,$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = \sum_{t=1}^n \left(y_t - a - b \cos \frac{2\pi}{n} t - c \sin \frac{2\pi}{n} t \right) \cos \frac{2\pi}{n} t = 0,$$

$$\frac{\partial J}{\partial c} = \sum_{t=1}^n \left(y_t - a - b \cos \frac{2\pi}{n} t - c \sin \frac{2\pi}{n} t \right) \sin \frac{2\pi}{n} t = 0,$$

Зробивши перетворення, одержимо:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t + c \sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = a \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t + b \sum_{t=1}^n \cos^2 \frac{2\pi}{n} t + c \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = a \sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t + b \sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t \cos \frac{2\pi}{n} t + c \sum_{t=1}^n \sin^2 \frac{2\pi}{n} t.$$

Легко переконатися, що деякі з елементів системи рівнянь, не залежні від n , набувають фіксованих значень. Дійсно маємо:

$$\sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t = 0, \quad \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t = 0,$$

$$\sum_{t=1}^n \sin^2 \frac{2\pi}{n} t = \frac{n}{2}, \quad \sum_{t=1}^n \cos^2 \frac{2\pi}{n} t = \frac{n}{2},$$

$$\sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t \sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t = 0.$$

Тоді система лінійних рівнянь має вигляд:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an, \quad \sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = b \frac{n}{2}, \quad \sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = c \frac{n}{2}.$$

Звідки одержуємо:

$$a = \sum_{t=1}^n y_t / n, \quad b = \frac{2}{n} \sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t, \quad c = \frac{2}{n} \sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t.$$

Лінійно-періодичні функції застосовуються тоді, коли тенденція споживання ПЕР має не тільки періодичний характер, але й зростає або зменшується. У цьому випадку функція має вигляд

$$\hat{y}_t = a + bt + c \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sin \frac{2\pi}{n} t.$$

Функціонал має вигляд

$$J = \sum_{i=1}^n \left(y_t - a - bt - c \cos \frac{2\pi}{n} t - d \sin \frac{2\pi}{n} t \right)^2 \rightarrow \min.$$

Візьмемо частинні похідні по a, b, c, d та, прирівнявши їх до нуля, одержимо:

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{i=1}^n \left(y_t - a - bt - c \cos \frac{2\pi}{n} t - d \sin \frac{2\pi}{n} t \right) = 0,$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = \sum_{i=1}^n \left(y_t - a - bt - c \cos \frac{2\pi}{n} t - d \sin \frac{2\pi}{n} t \right) t = 0,$$

$$\frac{\partial J}{\partial c} = \sum_{i=1}^n \left(y_t - a - bt - c \cos \frac{2\pi}{n} t - d \sin \frac{2\pi}{n} t \right) \cos \frac{2\pi}{n} t = 0,$$

$$\frac{\partial J}{\partial d} = \sum_{i=1}^n \left(y_t - a - bt - c \cos \frac{2\pi}{n} t - d \sin \frac{2\pi}{n} t \right) \sin \frac{2\pi}{n} t = 0.$$

Зробивши перетворення, отримаємо систему лінійних рівнянь:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n t + c \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 + c \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = a \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t + b \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t +$$

$$+ c \sum_{t=1}^n \cos^2 \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = a \sum_{t=1}^n \sin \frac{2\pi}{n} t + b \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t +$$

$$+ c \sum_{t=1}^n \cos \frac{2\pi}{n} t \sin \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n \sin^2 \frac{2\pi}{n} t,$$

спрощуючи далі:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 + c \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = b \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + c \frac{n}{2},$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = b \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t + d \frac{n}{2}.$$

Розв'язуючи систему лінійних рівнянь, знаходимо її параметри a , b , c , d .

Прогнозуюча функція може набувати будь-якого зручного для використання вигляду. Слід також зауважити, що при будь-якому виборі прогнозуючої функції методика обчислення, побудована на виконанні стереотипних операцій, зберігає свою силу.

Найкращою апроксимацією прогнозуючої функції є апроксимація, яка мінімізує стандартне відхилення, як похибку в оцінці. Таким чином, якщо немає впевненості в тому, що той чи інший вигляд прогнозуючої функції напевно кращий за інші, то слід випробувати декілька різних форм прогнозуючої функції і вибрати найкращу відповідно до критерію мінімізації стандартного відхилення.

Контрольні запитання та завдання

1. Що таке питома норма витрат ПЕР?
2. Навести класифікацію норм витрат ПЕР.
3. Розкрити розрахунково-аналітичний метод визначення норм витрат ПЕР.
4. Пояснити експериментальний метод визначення норм витрат ПЕР.
5. Розкрити принципи визначення норм витрат ПЕР на технологічні потреби.
6. Розкрити принципи визначення норм витрат ПЕР на допоміжні потреби.
7. Порядок розрахунку групових норм витрат ПЕР.
8. Пояснити метод прогнозування методом екстраполяції.

Втрати електроенергії в елементах системи тягового електропостачання

Оплата втрат електроенергії за розрахунковими значеннями проводиться в разі встановлення розрахункових електролічильників не на межі розподілу балансової належності електромережі.

Втрати електроенергії на ділянці мережі від межі розділу до місця встановлення електролічильників відносяться на рахунок організації, на балансі якої перебуває зазначена ділянка мережі.

У разі, коли через мережі основного споживача здійснюється передача електроенергії субспоживачу, розподіл розрахункових значень втрат електроенергії проводиться пропорційно частці споживання різними споживачами, у тому числі розподіляється і складова втрат активної та реактивної електроенергії холостого ходу трансформатора.

5.1. Розрахунок втрат в обладнанні підстанції

Втрати на підстанціях розраховують залежно від типу струму:

– на постійному струмі

$$\Delta W_{\Pi} = \sum_{i=1}^j \Delta W_{Ti} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{mTi}} + \sum_{i=1}^l \Delta W_{\text{vai}} + \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{p}} ; \quad (5.1)$$

– на змінному струмі

$$\Delta W_{\Pi} = \sum_{i=1}^j \Delta W_{Ti} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{p}} , \quad (5.2)$$

- де j, k, l, m – кількість відповідних пристроїв;
 $\Delta W_{\text{ти}}$ – втрати в знижувальних трансформаторах;
 $\Delta W_{\text{пті}}$ – втрати в перетворювальних трансформаторах;
 ΔW_{vai} – втрати у випрямлячах;
 $\Delta W_{\text{р}}$ – втрати енергії в реакторах підстанції.

Втрати у двообмотковому трансформаторі. Для обчислення втрат у двообмотковому трансформаторі необхідні такі дані:

- а) паспортні або каталожні:
- номінальна потужність трансформатора $S_{\text{ном}}$;
 - втрати активної потужності в сталі трансформатора ΔP_{xx} ;
 - втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні $\Delta P_{\text{кз}}$;
 - струм холостого ходу трансформатора i_{xx} ;
 - напруга короткого замикання $u_{\text{кз}}$.
- б) споживання активної WP_{ϕ} (кВт·год) та реактивної WQ_{ϕ} (квар·год) електроенергії за розрахунковий період. За відсутності приладів обліку реактивної електроенергії приймається

$$WQ_{\phi} = WP_{\phi} \operatorname{tg} \delta,$$

де $\operatorname{tg} \delta$ для промислових споживачів – 0,8; для непромислових споживачів – 0,6; для тягових п/ст залізничного транспорту змінного струму – 1; для тягових п/ст залізничного транспорту постійного струму, метрополітену й міського електротранспорту – 0,5;

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (кількість годин) $T_{\text{н}}$;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача) або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період $T_{\text{р}}$.

При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначається:

а) середня фактична потужність трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВ·А:

$$\left. \begin{aligned} S_{\phi} &= \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}, \\ P_{\phi} &= WP_{\phi}/T_p, \\ Q_{\phi} &= WQ_{\phi}/T_p, \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

б) коефіцієнт завантаження: $K_3 = S_{\phi}/S_{\text{ном}}$;

в) втрати активної електроенергії, кВт·год:

$$\Delta WP = \Delta WP_{\text{xx}} + \Delta WP_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{н}} + K_3^2 \Delta P_{\text{кз}} T_p;$$

г) втрати реактивної електроенергії трансформатора, квар·год:

$$\Delta WQ = \Delta WQ_{\text{xx}} + \Delta WQ_{\text{кз}} = \Delta Q_{\text{xx}} T_{\text{н}} + K_3^2 \Delta Q_{\text{кз}} T_p,$$

де ΔQ_{xx} , $\Delta Q_{\text{кз}}$ – втрати реактивної потужності в режимах холостого ходу й короткого замикання відповідно.

Втрати в трансформаторах, які живлять тягове навантаження:

а) втрати активної електроенергії, кВт·год:

$$\Delta WP = \Delta WP_{\text{xx}} + \Delta WP_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{н}} + K_3^2 K_{\text{еф}}^2 \Delta P_{\text{кз}} T_p, \quad (5.4a)$$

де $K_{\text{еф}} \approx 1,1 \dots 1,3$ – коефіцієнт ефективності тягового навантаження;

б) втрати реактивної електроенергії тягового трансформатора, квар·год:

$$\Delta WQ = \Delta WQ_{\text{xx}} + \Delta WQ_{\text{кз}} = \Delta Q_{\text{xx}} T_{\text{н}} + K_3^2 K_{\text{еф}}^2 \Delta Q_{\text{кз}} T_p. \quad (5.4б)$$

Втрати в триобмотковому трансформаторі. Для підрахунку втрат електроенергії в триобмотковому трансформаторі необхідні такі дані:

а) паспортні або каталожні:

- номінальна потужність трансформатора $S_{\text{н}}$, кВ·А;
- потужність обмоток ВН, СН, НН $S_{\text{вн}}$, $S_{\text{сн}}$, $S_{\text{нн}}$, кВ·А (у паспорті або каталозі подана у відсотках до номінальної потужності);
- втрати потужності в міді обмоток ВН, СН, НН при повному їхньому завантаженні $\Delta P_{\text{вн}}$, $\Delta P_{\text{сн}}$, $\Delta P_{\text{нн}}$, кВт;

- струм холостого ходу трансформатора i_{xx} , %;
- втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, кВ:

$$\Delta Q_{xx} = S_H \frac{i_{xx}}{100}; \quad (5.5)$$

- напруга короткого замикання кожної з обмоток трансформатора, %:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB} &= 0,5(u_{BH-CH} + u_{BH-НН} - u_{CH-НН}), \\ u_{KC} &= 0,5(u_{BH-CH} + u_{CH-НН} - u_{BH-НН}), \\ u_{KH} &= 0,5(u_{BH-НН} + u_{CH-НН} - u_{BH-CH}), \end{aligned} \right\} \quad (5.6)$$

де u_{BH-CH} , $u_{CH-НН}$, $u_{BH-НН}$ – напруги короткого замикання між обмотками ВН-СН, СН-НН, ВН-НН відповідно (беруться з паспорта чи каталога);

- реактивна потужність, що споживається обмотками ВН, СН, НН трансформатора при повному навантаженні, квар·год:

$$\left. \begin{aligned} \Delta Q_{BH} &= S_{BH} \frac{u_{KB}}{100}, \\ \Delta Q_{CH} &= S_{CH} \frac{u_{KC}}{100}, \\ \Delta Q_{НН} &= S_{НН} \frac{u_{KH}}{100}; \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

б) споживання активної (WP_{BH} , WP_{CH} , $WP_{НН}$), кВт·год та реактивної (WQ_{BH} , WQ_{CH} , $WQ_{НН}$), квар·год, електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки відповідно високої, середньої та низької напруги трансформатора. Визначається за показниками розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора:

$$\left. \begin{aligned} WP_{BH} &= WP_{CH} + WP_{НН}, \\ WQ_{BH} &= WQ_{CH} + WQ_{НН}; \end{aligned} \right\} \quad (5.8)$$

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (фактична кількість годин) T_n ;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача), або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період T_p .

При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначаються:

а) фактична потужність кожної обмотки трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, $\text{kB}\cdot\text{A}$:

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{фвн}} &= \sqrt{P_{\text{фвн}}^2 + Q_{\text{фвн}}^2}, \\ S_{\text{фсн}} &= \sqrt{P_{\text{фсн}}^2 + Q_{\text{фсн}}^2}, \\ S_{\text{фнн}} &= \sqrt{P_{\text{фнн}}^2 + Q_{\text{фнн}}^2}, \end{aligned} \right\} \quad (5.9)$$

де

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{фвн}} &= \frac{WP_{\text{вн}}}{T_p} = \frac{WP_{\text{сн}} + WP_{\text{нн}}}{T_p}, \\ Q_{\text{фвн}} &= \frac{WQ_{\text{вн}}}{T_p} = \frac{WQ_{\text{сн}} + WQ_{\text{нн}}}{T_p}, \\ P_{\text{фсн}} &= \frac{WP_{\text{сн}}}{T_p}, \quad Q_{\text{фсн}} = \frac{WQ_{\text{сн}}}{T_p}, \\ P_{\text{фнн}} &= \frac{WP_{\text{нн}}}{T_p}, \quad Q_{\text{фнн}} = \frac{WQ_{\text{нн}}}{T_p}; \end{aligned} \right\} \quad (5.10)$$

б) коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора:

$$\left. \begin{aligned} K_{\text{звн}} &= S_{\text{фвн}} / S_{\text{вн}}, \\ K_{\text{зсн}} &= S_{\text{фсн}} / S_{\text{сн}}, \\ K_{\text{знн}} &= S_{\text{фнн}} / S_{\text{нн}}, \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

де $S_{\text{вн}}$, $S_{\text{сн}}$, $S_{\text{нн}}$ – номінальна потужність відповідно обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора, $\text{kB}\cdot\text{A}$;

в) втрати активної електроенергії, кВт·год:

$$\Delta WP = \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{н}} + \left(K_{\text{звн}}^2 \Delta P_{\text{вн}} + \Delta P_{\text{сн}} K_{\text{зсн}}^2 + \Delta P_{\text{нн}} K_{\text{знн}}^2 \right) T_{\text{р}};$$

$\Delta P_{\text{вн}}$ – величина, що береться з каталога. Якщо співвідношення між потужностями обмоток трансформатора 100/100/100 (випадок, що трапляється найчастіше), то втрати потужності КЗ:

$$\Delta P_{\text{вн}} = \Delta P_{\text{сн}} = \Delta P_{\text{нн}} = \Delta P_{\text{вн}} / 2;$$

г) втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{\text{xx}} T_{\text{н}} + \left(K_{\text{звн}}^2 \Delta Q_{\text{вн}} + \Delta Q_{\text{сн}} K_{\text{зсн}}^2 + \Delta Q_{\text{нн}} K_{\text{знн}}^2 \right) T_{\text{р}}.$$

Для тягового трансформатора тягової підстанції змінного струму:

а) втрати активної електроенергії, кВт·год:

$$\Delta WP = \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{н}} + \left(K_{\text{звн}}^2 \Delta P_{\text{вн}} + \Delta P_{\text{сн}} K_{\text{зсн}}^2 + \Delta P_{\text{нн}} K_{\text{знн}}^2 \right) T_{\text{р}} K_{\text{еф}}^2; \quad (5.12\text{а})$$

б) втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{\text{xx}} T_{\text{н}} + \left(K_{\text{звн}}^2 \Delta Q_{\text{вн}} + \Delta Q_{\text{сн}} K_{\text{зсн}}^2 + \Delta Q_{\text{нн}} K_{\text{знн}}^2 \right) T_{\text{р}} K_{\text{еф}}^2. \quad (5.12\text{б})$$

Інші втрати на підстанції. Втрати у перетворювальних трансформаторах $\Delta W_{\text{пт}}$ можна визначити за вищевказаною методикою для трансформаторів.

Втрати у випрямлячах $\Delta W_{\text{ва}}$, кВт·год, знаходять залежно від типу випрямляча:

$$\text{УВКЭ-1} - \Delta W_{\text{ва}} = 0,0075 \cdot WP_{\text{ф}},$$

$$\text{ПВЭ-3} - \Delta W_{\text{ва}} = 0,0055 \cdot WP_{\text{ф}},$$

$$\text{ПВЭ-5} - \Delta W_{\text{ва}} = 0,0045 \cdot WP_{\text{ф}},$$

$$\text{ПВКЕ-2} - \Delta W_{\text{ва}} = 0,0050 \cdot WP_{\text{ф}},$$

$$\text{ТПЕД} - \Delta W_{\text{ва}} = 0,0007 \cdot WP_{\text{ф}},$$

де $WP_{\text{ф}}$ – фактичне споживання активної електроенергії на тягу.

Втрати в реакторах згладжувальних пристроїв ΔW_p , тис. кВт·год:

$$\Delta W_p = 0,155 \cdot 10^{-3} WP_{\phi}^2 (r_{1p} + r_{2p}), \quad (5.13)$$

де r_{1p} , r_{2p} – активні опори реакторів першого і другого ланцюгів згладжувального пристрою, Ом (параметри – з паспортних даних).

Втрати в реакторах КУ тягових підстанцій і постів секціонування:

$$\Delta W_{\text{ПКУ}} = \frac{WQ_p}{U_{\text{cp}}^2 T_n} R_p = \frac{(Q_{\text{кб}} - Q_p)^2}{U_{\text{cp}}^2} R_p T_p 10^3,$$

де WQ_p – реактивна енергія, генерована КУ, у випадку оснащення її лічильниками;

$Q_{\text{кб}}$ – встановлена потужність КБ;

Q_p – потужність реактора;

U_{cp} – середня напруга, $U_{\text{cp}} = 27,5$ кВ;

R_p – активний опір реактора КУ;

T_p – час включення.

5.2. Розрахунок втрат у тяговій мережі

Втрати енергії в тяговій мережі для кожної міжпідстанційної зони визначаються таким чином:

$$\Delta W_{\text{км}} = \Delta W_{\text{км1}} + \Delta W_{\text{км2}},$$

де $\Delta W_{\text{км1}}$ – активні втрати у контактній мережі, що спричинені протіканням активної та реактивної складових струмів електровозів;

$\Delta W_{\text{км2}}$ – активні втрати у контактній мережі, що спричинені протіканням зрівнювальних струмів (для змінного струму).

Втрати електроенергії в тяговій мережі постійного струму (рис. 5.1–5.4). Показники $\Delta W_{\text{км1}}$ вимірюють в тисячах кіловат-годин.

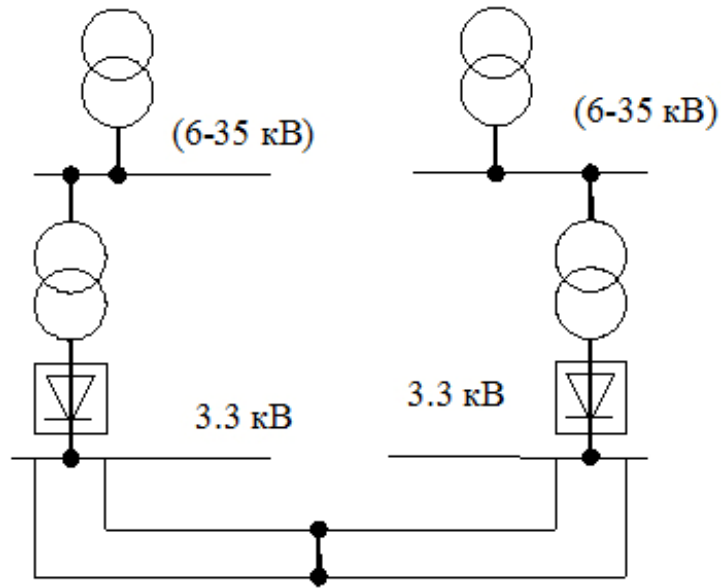


Рис. 5.1. Вузлова схема живлення

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{18,5}{N} + 0,003 \cdot l \right) 10^{-3}. \quad (5.14)$$

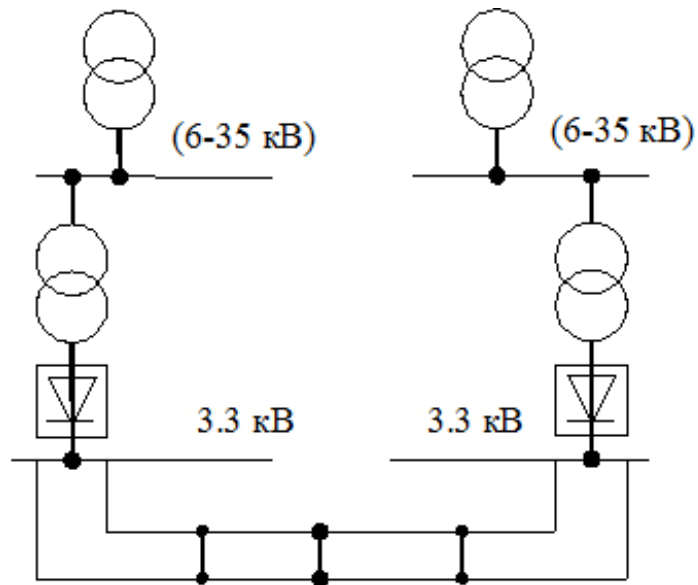


Рис. 5.2. Паралельне з'єднання колій (за наявності поста секціонування й не менше двох пунктів паралельного з'єднання)

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_2 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{31,7}{N} + 0,006 \cdot l \right) 10^{-3}. \quad (5.15)$$

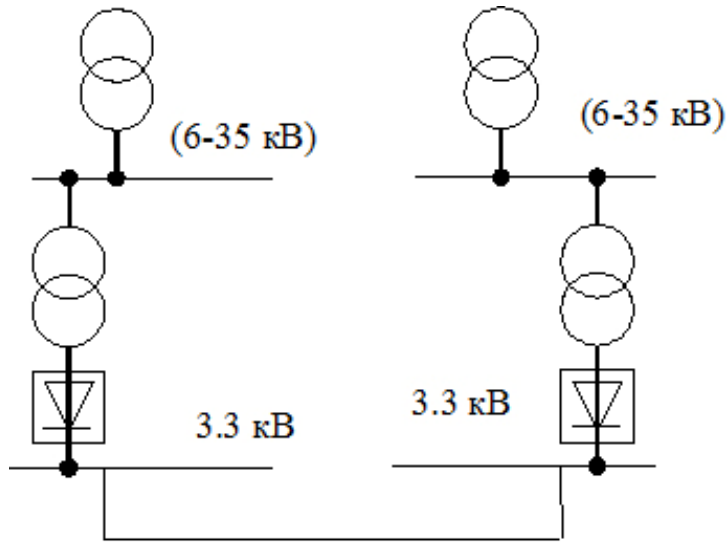


Рис. 5.3. Двостороннє живлення одноколіїної ділянки

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{31,7}{N} + 0,006 \cdot l \right) 10^{-3}. \quad (5.16)$$

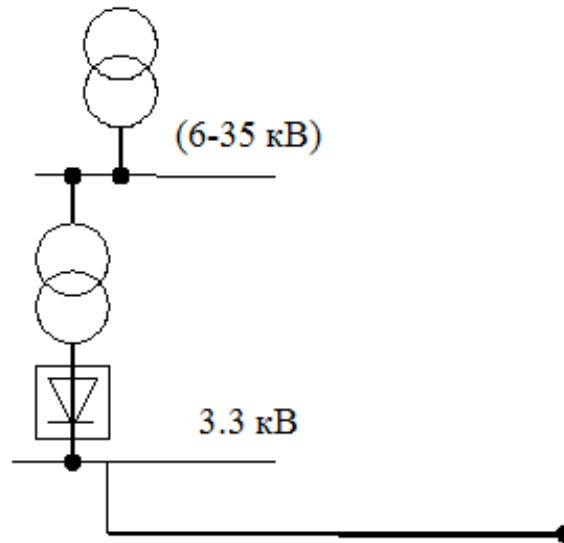


Рис. 5.4. Консольне живлення одноколіїної ділянки

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{110}{N} + 0,016 \cdot l \right) 10^{-3}. \quad (5.17)$$

Втрати електроенергії в тяговій мережі змінного струму (рис. 5.5–5.8).

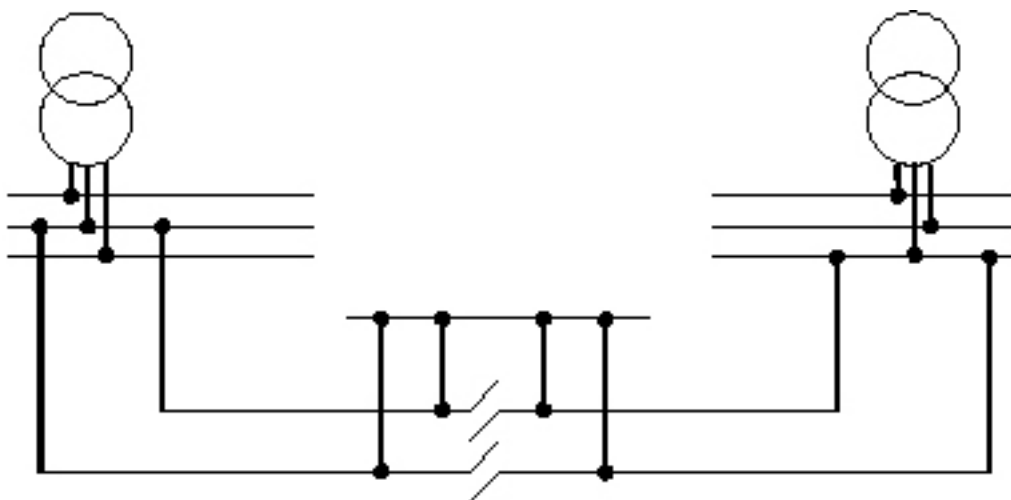


Рис. 5.5. Вузлова схема живлення

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_1 W_{PM}^2 \left(\frac{150}{N} + 0,014 \cdot l \right) 10^{-6}. \quad (5.18)$$

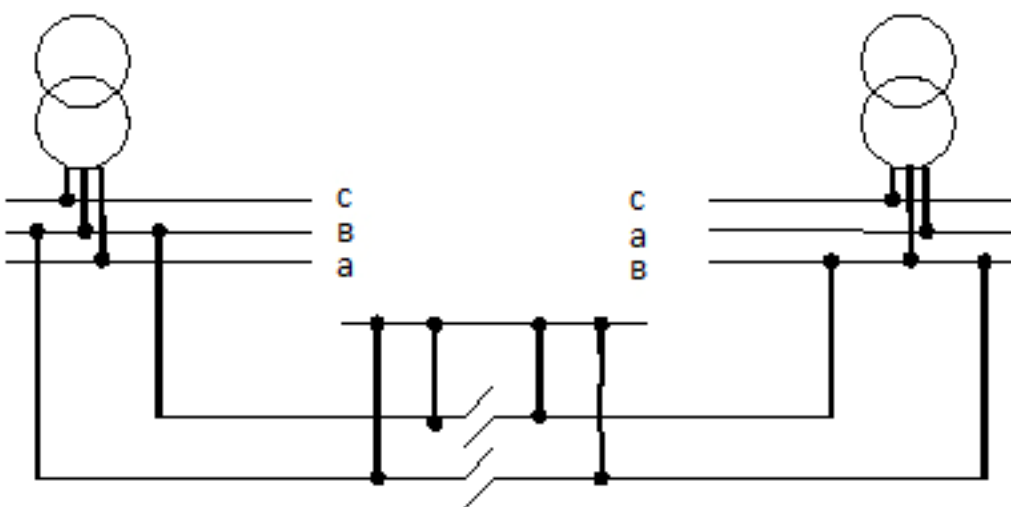


Рис. 5.6. Паралельне з'єднання колій

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_2 W_{PM}^2 \left(\frac{314}{N} + 0,22 \cdot l \right) 10^{-6}. \quad (5.19)$$

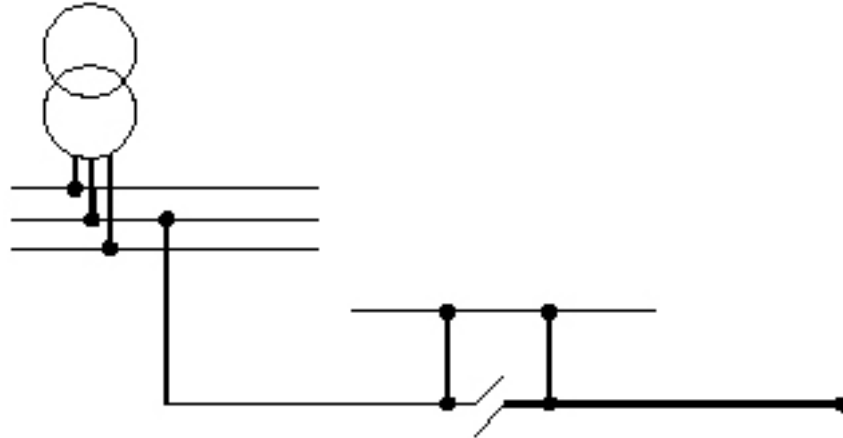


Рис. 5.7. Консольне живлення одноколіїної ділянки

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{1850}{N} + 0,92 \cdot l \right) 10^{-6}. \quad (5.20)$$

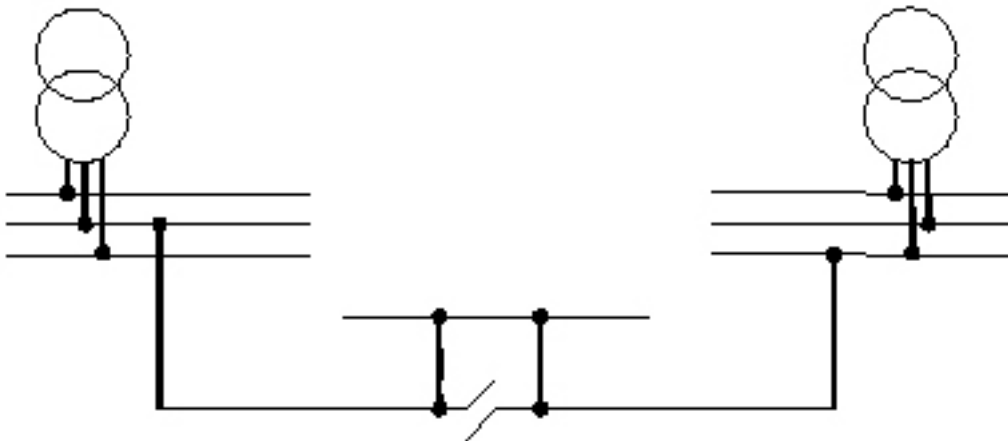


Рис. 5.8. Двостороннє живлення одноколіїної ділянки

$$\Delta W_{\text{км1}} = r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{820}{N} + 0,155 \cdot l \right) 10^{-6}. \quad (5.21)$$

Втрати енергії на багатоколіїних ділянках визначаються як сума втрат на одноколіїних ділянках.

У формулах (5.14)–(5.21):

r_1 – погонний активний опір одноколіїної лінії або однієї колії двоколіїної ділянки, Ом/км;

r_2 – погонний активний опір двоколіїної ділянки, Ом/км;

N – середня кількість пар поїздів на ділянці;
 l – довжина міжпідстанційної зони, км;
 $W_{PМ}$ – місячне споживання електроенергії поїздами на міжпідстанційній зоні, тис. кВт·год. Значення $W_{PМ}$ визначається таким чином:

$$W_{PМ} = W_{P1сп} + W_{P2сп} - (W_{P1Г} + W_{P2Г}),$$

де $W_{P1сп}$, $W_{P2сп}$ – активна енергія, відпущена в тягову мережу конкретної міжпідстанційної зони першою і другою підстанціями відповідно;

$W_{P1Г}$, $W_{P2Г}$ – активна енергія, повернена (генерована) в енергосистему з конкретної міжпідстанційної зони через фідери першої і другої підстанцій відповідно.

Приблизно витрати електроенергії міжпідстанційної зони визначаються за витратами суміжних підстанцій з урахуванням співвідношення довжин і кількості колій ділянки, що розглядається, а також суміжних з нею міжпідстанційних зон, що живляться від цієї підстанції.

Якщо суміжні зони мають однакову кількість колій і приблизно однакові по довжині, то:

$$W_{PМ} = \frac{W_{тпi} + W_{тпi+1}}{2},$$

де $W_{тпi}$, $W_{тпi+1}$ – витрати активної енергії на тягу підстанції, які живлять зону, що розглядається.

У випадку, якщо суміжні зони суттєво відрізняються за довжиною, то витрати підстанцій $W_{тпi}$, $W_{тпi+1}$ розносять по зонах пропорційно до їх довжини й кількості колій.

Для приблизної оцінки втрат у контактній мережі від зрівняльних струмів можна використовувати формулу:

$$\Delta W_{км2} = \frac{W_{P1Г}^2 + W_{Q1Г}^2}{U_{сп1}^2 T_H} R_e + \frac{W_{P2Г}^2 + W_{Q2Г}^2}{U_{сп2}^2 T_H} R_e = \sum_{i=1}^2 \left(\frac{W_{PiГ}^2 + W_{QiГ}^2}{U_{спi}^2 T_H} \right) R_e,$$

- де $W_{Q1г}, W_{Q2г}$ – реактивна енергія, повернена (генерована) в енергосистему з конкретної міжпідстанційної зони через фідери першої і другої підстанцій відповідно;
- R_e – активний опір усієї тягової мережі міжпідстанційної зони, Ом (при двоколінійній ділянці вважаємо, що контактна мережа з'єднана паралельно, а опір рейки ділимо навпіл);
- U_{cp} – середня напруга в місцях підключення фідерів тягових підстанцій, кВ;
- T_H – звітний період, г.

5.3. Обчислення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач

Втрати в проводах ліній. Для обчислення втрат електроенергії в проводах необхідні такі дані:

- а) каталожні або паспортні:
- довжина лінії L , км;
 - питомий активний опір лінії r_0 , Ом/км;
 - питомий реактивний опір лінії x_0 , Ом/км;
- б) активна електроенергія W_p (кВт·год) та реактивна електроенергія W_Q (квар·год), що проходить по лінії, приймається за показами розрахункових лічильників. Якщо розрахункові лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформатора, до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в трансформаторі ($W_p + \Delta W_{pтр}$), ($W_Q + \Delta W_{Qтр}$);
- в) кількість годин роботи ліній за розрахунковий період T_H ;
- г) номінальна напруга лінії U_H , кВ.

При обчисленні втрат електроенергії в проводах лінії послідовно визначається:

- а) активний опір лінії R_e , Ом: $R_e = r_0 L$;
- б) реактивний опір лінії X_e , Ом: $X_e = x_0 L$;

в) середній струм в лінії I_{cp} , А: $I_{\text{cp}} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}} T_{\text{H}}}$;

г) втрати електроенергії в усіх трьох фазах лінії:
– втрати активної електроенергії, кВт·год:

$$\Delta W_P = 3I_{\text{cp}}^2 R_e T_{\text{H}} 10^{-3} = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\text{H}}^2 T_{\text{H}}} R_e 10^{-3};$$

– втрати реактивної електроенергії, квар·год:

$$\Delta W_Q = 3I_{\text{cp}}^2 X_e T_{\text{H}} 10^{-3} = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\text{H}}^2 T_{\text{H}}} X_e 10^{-3}. \quad (5.22)$$

Втрати в кабелях. Втратами активної електроенергії в кабельних лініях напругою $>1,0$ кВ загальною довжиною до 1 км, якщо передача енергії по них за розрахунковий період не перевищує 1 тис. кВт·год, у зв'язку з малою величиною активного опору можна знехтувати. При довжині кабельної лінії 1 км і більше втрати активної електроенергії обчислюються за формулою (5.22) методики.

При обчисленні втрат реактивної електроенергії необхідно врахувати для високовольтних кабелів наявність реактивної ємнісної провідності B_0 , завдяки якій в лінії виникає зарядний ємнісний струм.

Вплив ємнісних струмів на роботу кабельних ліній враховується при напругах більше 20 кВ, а в повітряних лініях 110 кВ.

Реактивна зарядна потужність лінії, квар, визначається за формулою

$$Q = Q_0 L,$$

де Q_0 – реактивна зарядна потужність 1 км кабелю, квар/км, приймається за табл. 5.1;

L – довжина лінії, км.

Втрати реактивної електроенергії в кабельній лінії, квар·год, визначаються за формулою:

$$\Delta W_Q = Q T_{\text{H}}.$$

Значення Q_0 , квар/км

Переріз жили, мм ²	Напруга лінії				
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ
10	2,3	–	–	–	–
16	2,6	5,9	–	–	–
25	4,1	8,6	24,8	–	–
35	4,6	10,7	27,6	–	–
50	5,2	11,7	31,8	–	–
70	6,6	13,5	35,9	86	–
95	8,7	15,6	40,0	95	–
120	9,5	16,9	42,8	99	–
150	10,4	18,3	47,0	112	1 180
185	11,7	20,0	51,0	115	1 210
240	13,0	21,5	52,8	119	1 250
270	–	–	–	–	1 270
300	–	–	–	–	1 300
350	–	–	–	–	1 330
400	–	–	–	–	1 360

У міждержавних і міжобласних лініях при встановленні лічильників не на межі розділу, а на кінцях лінії втрати можуть бути визначені та розподілені таким чином (рис. 5.9):

а) якщо втрати в лінії обчислюються окремо для кожного напрямку

$$\Delta W_{P1від} = \frac{W_{P1від} - W_{P2пр}}{L1(R1) + L2(R2)} L1(R1);$$

$$\Delta W_{P1пр} = \frac{W_{P2від} - W_{P1пр}}{L1(R1) + L2(R2)} L1(R1);$$

$$\Delta W_{P2\text{від}} = \frac{W_{P2\text{від}} - W_{P1\text{пр}}}{L1(R1) + L2(R2)} L2(R2);$$

$$\Delta W_{P2\text{пр}} = \frac{W_{P1\text{від}} - W_{P2\text{пр}}}{L1(R1) + L2(R2)} L2(R2).$$

б) якщо на кінцях лінії тільки два лічильники

$$\Delta W_{P1} = \frac{W_{P1} - W_{P2}}{L1(R1) + L2(R2)} L1(R1);$$

$$\Delta W_{P2} = \frac{W_{P1} - W_{P2}}{L1(R1) + L2(R2)} L2(R2),$$

де $\Delta W_{P1\text{пр}}$, $\Delta W_{P2\text{пр}}$, $W_{P1\text{від}}$, $W_{P2\text{від}}$ – активна електроенергія, яка визначається лічильниками прийом-віддача по кожному напрямку (кВт·год); $L1$, $L2$, $R1$, $R2$ – довжина та опір ділянки лінії до межі розділу; ΔW_{P1} , ΔW_{P2} – сальдові значення, які визначаються лічильниками на кінцях лінії (кВт·год).

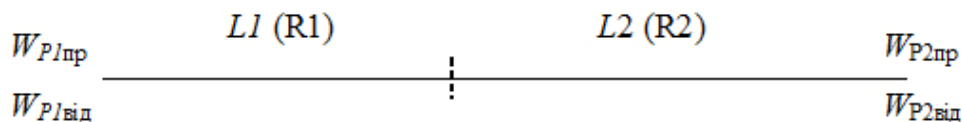


Рис. 5.9. Визначення втрат в лініях

Якщо діаметр проводів лінії різний, обчислення проводиться за опором R (Ом), якщо однаковий – за довжиною L (км).

Втрати реактивної електроенергії обчислюються аналогічно.

Втрати електроенергії на корону. Втрати електроенергії на корону визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\text{к}} = \sum_{i=1}^4 (\Delta P_i L T_i),$$

де ΔP_i – питомі втрати потужності на корону при i -му виді погодних умов, кВт/км; визначаються за табл. 5.2;
 L – довжина лінії (км);
 T_i – тривалість i -го виду погодних умов, $\sum_{i=1}^4 T_i = T_n$ (де T_n – кількість годин роботи лінії за період, що обчислюється).

Таблиця 5.2

Залежність втрати потужності від марки проводу та номінальної напруги

Номінальна напруга, кВ	Марка проводу	Питомі втрати потужності, кВт/км			
		ясно	сніг	дощ	паморозь
220	АСО-300	1,1	6,1	15,9	32
330	2×АСО-300	1,2	4,8	16,9	38,2
500	3×АСО-500	1,2	4,3	15,6	47,2
750	4×АСО-600	5,8	18,4	64	139

Для приблизного обчислення ΔW_k за відсутності інформації про погодні умови можна користуватися формулою

$$\Delta W_k = \Delta P_{cp} L_{\Sigma} T_n,$$

де P_{cp} – середньорічне значення питомих втрат потужності на корону кВт/км; для регіону визначається за табл. 5.3;

L_{Σ} – сумарна довжина лінії (км).

Спрощена методика обчислення втрат електроенергії в проводах та кабельних лініях електропередач. Для спрощення розрахунків допускається обчислення втрат у проводах та кабелях ліній 6, 10, 35 кВ за процентним співвідношенням від активної електроенергії, що проходить по лінії.

Процент втрат, виходячи з даних економічної густини струму й економічної потужності для цієї лінії, розраховується послідовно:

а) втрати потужності в лінії, кВт:

$$\Delta P = \Delta P_0 L,$$

де P_0 – питомі втрати потужності на 1 км лінії, кВт/км;

L – довжина лінії, км;

Таблиця 5.3

**Середньорічне значення питомих втрат потужності на корону
залежно від напруги та параметрів лінії**

Напруга лінії, кВ	Перетин проводу, мм ²	Кількість проводів в фазі	P_{cp} , кВт/км
220	240	1	2,7
	300		2,0
	400		1,0
	500		0,7
330	240	2	6,3
	300		4,6
	400		2,5
	500		1,6
500	300	3	11,5
	400		12,2
	500		7,5
750	400	4	23,8
	500		23,8

б) процент втрат потужності в лінії від значення економічної потужності для цієї лінії, %:

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P_0}{P_{екон}},$$

де $P_{екон}$ – економічна потужність лінії, кВт; приймається за табл. 5.4.

Втрати електроенергії в лінії за спрощеним розрахунком визначаються за формулою

$$\Delta W_p = W_p \cdot \% \Delta P,$$

де W_p – активна електроенергія, що проходить по лінії за розрахунковий період, кВт·год.

Таблиця 5.4

Економічна потужність ліній електропередач $P_{\text{екон}}$, мВт

Переріз, мм ²	Кабельні лінії								Повітряні лінії			
	Мідь				Алюміній				Алюміній, сталевалюміній			
	Напруга, кВ											
	6	10	20	35	6	10	20	35	6	10	35	
10	0,24	–	–	–	0,13	–	–	–	0,11	0,20	–	
16	0,40	0,70	–	–	0,22	0,40	–	–	0,18	0,30	–	
25	0,600	1,000	2,000	–	0,300	0,600	1,100	–	0,285	0,475	–	
35	0,90	1,40	2,90	–	0,50	0,80	1,60	–	0,40	0,66	2,20	
50	1,20	2,00	4,10	–	0,70	1,10	2,30	–	0,57	0,95	3,20	
70	1,70	2,90	5,70	10,00	1,00	1,60	3,20	5,60	0,80	1,30	4,40	
95	2,30	3,90	7,80	13,80	1,30	2,20	4,40	7,60	1,08	1,80	6,00	
120	2,90	4,90	9,80	17,20	1,60	2,80	5,50	9,60	1,37	2,28	7,60	
150	3,70	6,10	12,30	21,50	2,10	3,40	6,90	12,00	1,70	2,85	9,50	
185	5,50	7,50	15,20	26,50	2,50	4,20	8,50	14,80	–	–	11,70	
240	5,90	9,80	19,70	34,30	3,30	5,50	11,00	19,20	–	–	–	

Втрати в проводах ліній ДПР. У зв'язку з тим, що ДПР має відпайки через 1,5–2 км для підключення КТП залізничних споживачів, лінія ДПР є лінією з відбором потужності по довжині. Тому застосування методу розрахунку для ЛЕП у чистому вигляді для такого випадку недопустиме.

Для обчислення втрат електроенергії в проводах необхідні такі дані:

- а) каталожні або паспортні:
 - довжини ліній до приєднань L_i , км (див. рис. 5.10);
 - питомий активний опір 1 км лінії r_0 , Ом/км;
 - питомий реактивний опір 1 км лінії x_0 , Ом/км;
 - вибірка всіх типів і номінальних потужностей встановлених КТП, ТП, ОМ, за паспортними даними яких визначається WP_{xx} , $WP_{кз}$;
- б) кількість годин роботи кожного приєднання за розрахунковий період ТН;
- в) номінальна напруга лінії U_H , кВ.

Варіанти розрахункових схем наведено на рис. 5.10–5.13.

Активна і реактивна енергія, що передається по лініях, з урахуванням втрат у трансформаторах КТП:

$$W_{PLi} = W_{Pi} + \Delta W_{Pi}, \quad W_{QLi} = W_{Qi} + \Delta W_{Qi}.$$

Втрати електроенергії в лінії ДПР визначаються за формулами:

- активної електроенергії до трифазного приєднання i , кВт·год:

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 T_{Hi}} \left(\frac{2}{3} R_e + R_p \right) L_i 10^{-3} + \Delta W_{P_{Трi}}; \quad (5.23)$$

- реактивної електроенергії до трифазного приєднання i , квар·год:

$$\Delta W_{QLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 T_{Hi}} \left(\frac{2}{3} X_e + X_p \right) L_i 10^{-3} + \Delta W_{Q_{Трi}},$$

де R_p , X_p – відповідно активний і реактивний опір рейки;

R_e , X_e – відповідно активний і реактивний опір фази лінії ДПР;

- активної електроенергії до однофазного приєднання i , кВт·год:

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 T_{Hi}} \left(\frac{1}{3} R_e + R_p \right) L_i 10^{-3} + \Delta W_{P_{Трi}}; \quad (5.24)$$

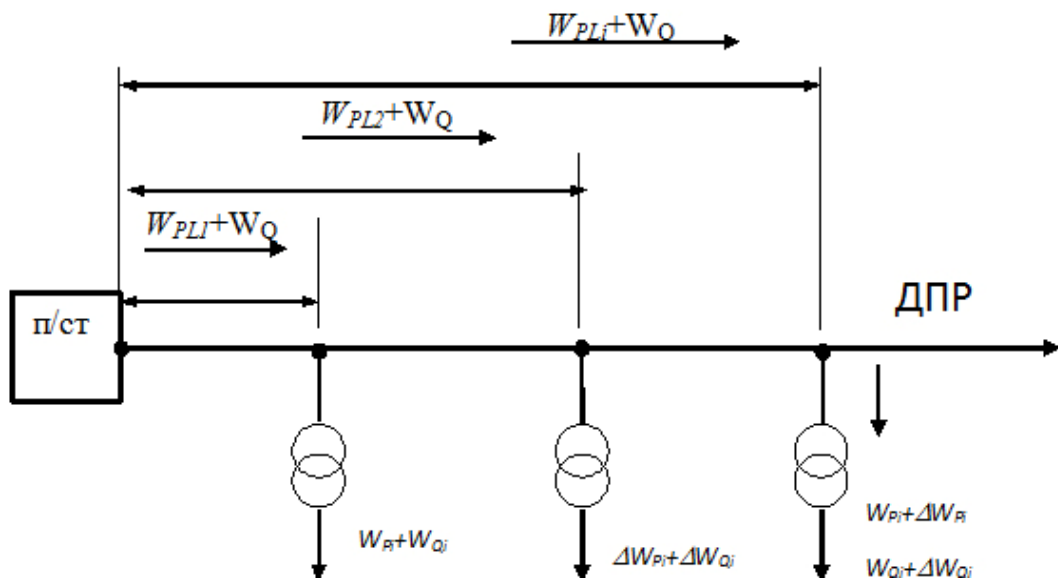


Рис. 5.10. Розрахункова схема для визначення втрат в лініях ДПР

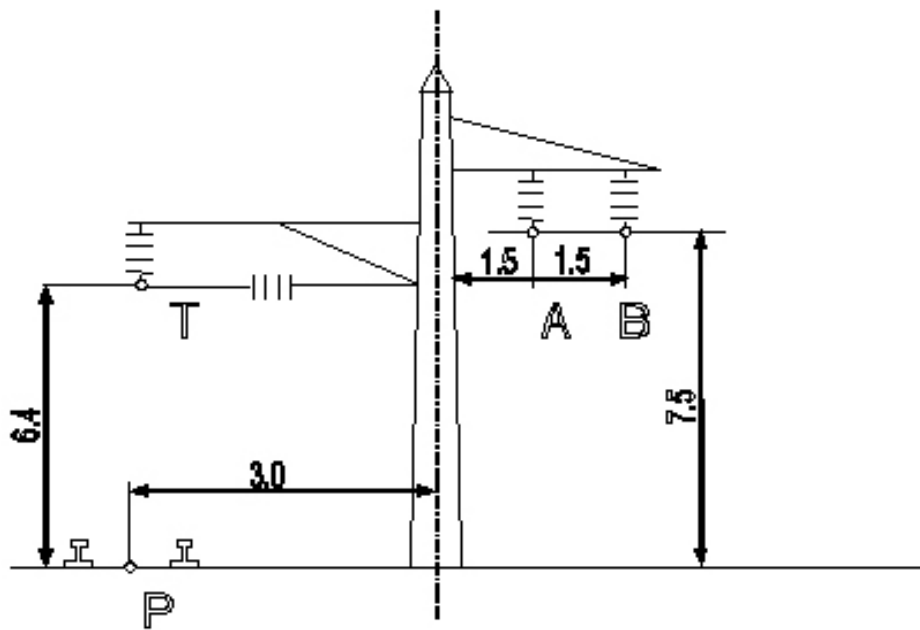


Рис. 5.11. Варіант А розрахункової схеми для визначення опору проводів ДПР

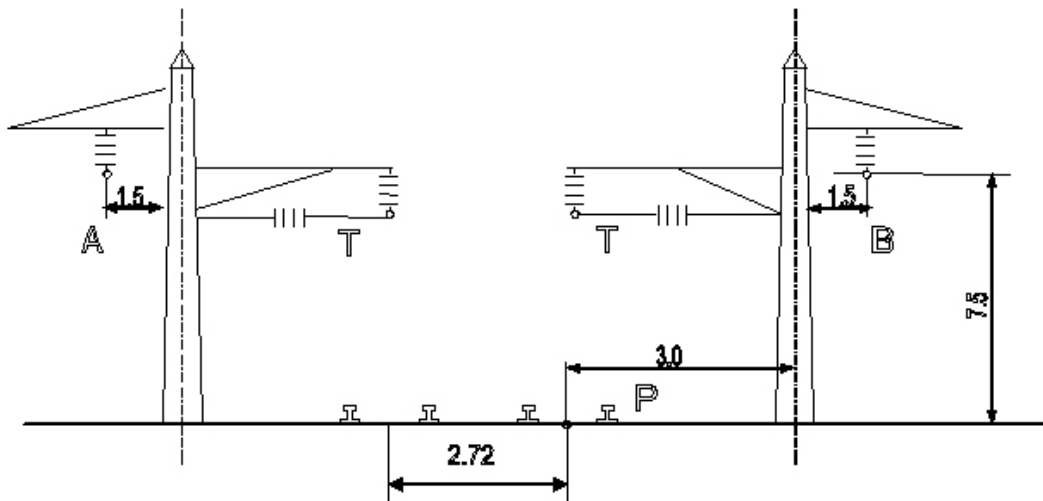


Рис. 5.12. Варіант Б розрахункової схеми для визначення опору проводів ДПР

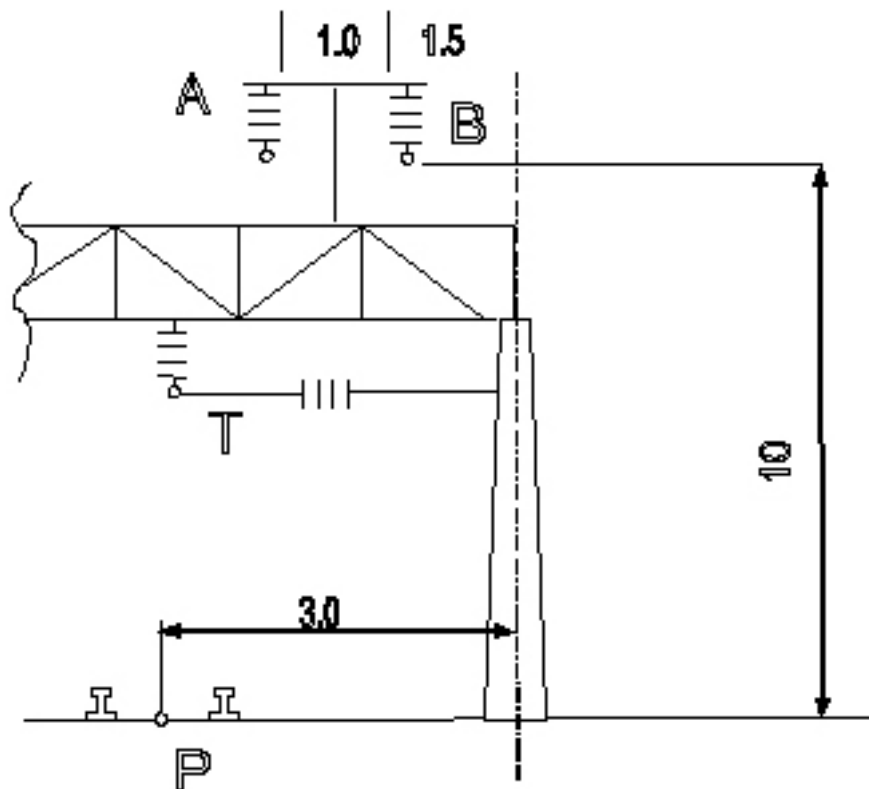


Рис. 5.13. Варіант В розрахункової схеми для визначення опору проводів ДПР

– реактивної електроенергії до однофазного приєднання i , квар·год:

$$\Delta W_{QLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_{\text{н}}^2 T_{\text{ні}}} \left(\frac{1}{3} X_e + X_p \right) L_i 10^{-3} + \Delta W_{\text{тп}i}. \quad (5.25)$$

Є випадки, коли одна фаза КТП приєднується не на рейку, а на контур заземлення, тоді опір рейки у формулах (5.24), (5.25) $R_p = X_p = 0$.

Сумарні втрати:

$$\Delta W_p = \sum_{i=1}^k \Delta W_{PLi}, \quad (5.26)$$

$$\Delta W_Q = \sum_{i=1}^k \Delta W_{QLi},$$

де k – кількість приєднань.

Втрати енергії на лініях, що живлять підстанції, тис. кВт·год:

$$\Delta W_B = 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(\Delta W_{PB}^2 + \Delta W_{QB}^2) r_\phi L_B}{U_{\text{ном}}^2}$$

де ΔW_{PB} , ΔW_{QB} – витрати відповідно активної і реактивної енергії за місяць по лічильниках вводу, тис. кВт·год (тис. квар·год);

r_ϕ – погонний опір фази лінії передачі, Ом/км;

L_B – довжина лінії вводу, км;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга лінії, кВ.

Приклад розрахунку втрат енергії в тяговій мережі змінного струму (рис. 5.14). Розглянемо ділянку з тяговими підстанціями А і В, які живлять три міжпідстанційні зони Н–А, А–В і В–К. Міжпідстанційна зона Н–А розміщується зліва від тягової підстанції А – двоколійна консоль довжиною 30 км з контактною підвіскою ПБСМ-70+МФ-100; міжпідстанційна зона А–В довжиною 50 км – двоколійна з вузловим з'єднанням і двостороннім живленням

з підвіскою контактної мережі ПБСМ-95+МФ-100; зона В–К розміщена справа від підстанції В – одноколійна консоль довжиною 25 км з контактною підвіскою ПБСМ-70+МФ-100.

Тягова підстанція А має такі характеристики: місячні витрати електроенергії $W_{P\phi} = 1\,500$ тис.кВт·год, $W_{Q\phi} = 1\,035$ тис. квар·год, тяговий трансформатор ТДТНЖ-40000/110; районне навантаження: $W_{Pp} = 400$ тис. кВт·год, $W_{Qp} = 150$ тис. квар·год.

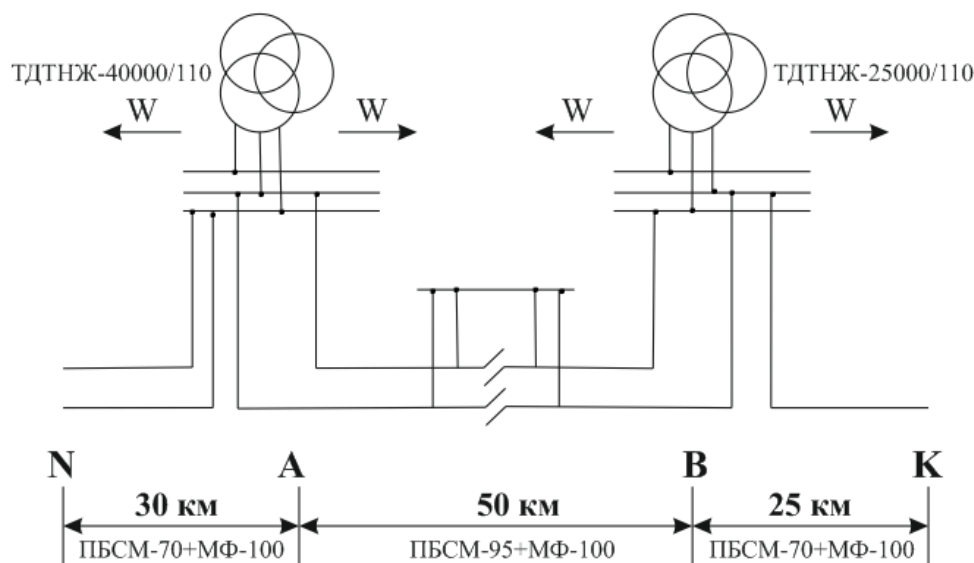


Рис. 5.14. Розрахункова схема

Тягова підстанція В має такі характеристики: місячні витрати електроенергії $W_{P\phi} = 1\,000$ тис. кВт·год, $W_{Q\phi} = 690$ тис. квар·год, тяговий трансформатор ТДТНЖ-25000/110, районне навантаження: $W_{Pp} = 200$ тис. кВт·год, $W_{Qp} = 100$ тис. квар·год.

Втрати енергії в пристроях тягового електропостачання визначаються поелементно, а потім додаються і відносяться до загальних витрат енергії (5.1).

Для тягової підстанції А втрати активної і реактивної енергії в триобмотковому трансформаторі визначаються за (5.12а) і (5.12б) відповідно.

У наших розрахунках за (5.5):

$$\Delta Q_{xx} = 40 \frac{1}{100} = 0,4 \text{ тис. квар};$$

за (5.6):

$$u_{\text{кв}} = 0,5(18 + 10,5 - 6,8) = 10,85,$$

$$u_{\text{кв}} = 0,5(18 + 6,8 - 10,5) = 7,15,$$

$$u_{\text{кн}} = 0,5(10,5 + 6,8 - 18) = -0,35;$$

за (5.7):

$$\Delta Q_{\text{вн}} = 40 \frac{10,85}{100} = 4,34 \text{ тис. квар},$$

$$\Delta Q_{\text{сн}} = 40 \frac{7,15}{100} = 2,86 \text{ тис. квар},$$

$$\Delta Q_{\text{нн}} = 40 \frac{-0,35}{100} = -0,14 \text{ тис. квар};$$

за (5.8):

$$WP_{\text{вн}} = 1500 + 400 = 1900 \text{ тис. кВт},$$

$$WQ_{\text{вн}} = 1035 + 150 = 1185 \text{ тис. квар};$$

за (5.10):

$$P_{\text{фвн}} = \frac{1900}{24 \cdot 30} = 2,64 \text{ тис. кВт}, \quad Q_{\text{фвн}} = \frac{1185}{24 \cdot 30} = 1,65 \text{ тис. квар},$$

$$P_{\text{фсн}} = \frac{400}{24 \cdot 30} = 0,556 \text{ тис. кВт}, \quad Q_{\text{фсн}} = \frac{150}{24 \cdot 30} = 0,208 \text{ тис. квар},$$

$$P_{\text{фнн}} = \frac{1500}{24 \cdot 30} = 2,08 \text{ тис. кВт}, \quad Q_{\text{фнн}} = \frac{1035}{24 \cdot 30} = 1,44 \text{ тис. квар}$$

за (5.9):

$$S_{\text{фвн}} = \sqrt{2,64^2 + 1,65^2} = 3,11 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{фсн}} = \sqrt{0,556^2 + 0,208^2} = 0,594 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{фнн}} = \sqrt{2,08^2 + 1,44^2} = 2,53 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А};$$

за (5.11):

$$K_{\text{звн}} = 3,11/40 = 0,0778,$$

$$K_{\text{зсн}} = 0,594/40 = 0,0149,$$

$$K_{\text{звн}} = 2,53/40 = 0,0633;$$

за (5.12а):

$$\begin{aligned} \Delta WP = 0,039 \cdot 24 \cdot 30 + (0,0778^2 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,0149^2 + \\ + 0,05 \cdot 0,0633^2) 24 \cdot 30 \cdot 1,1^2 = 28,8 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}, \end{aligned}$$

за (5.12б):

$$\begin{aligned} \Delta WQ = 0,4 \cdot 24 \cdot 30 + (0,0778^2 \cdot 4,34 + 2,86 \cdot 0,0149^2 + \\ + 0,14 \cdot 0,0633^2) 24 \cdot 30 \cdot 1,1^2 = 311 \text{ тис. квар} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Аналогічно для підстанції В:

$$\Delta Q_{\text{xx}} = 25 \frac{1}{100} = 0,25 \text{ тис. квар};$$

$$u_{\text{кв}} = 0,5(18 + 10,5 - 6,8) = 10,85,$$

$$u_{\text{кс}} = 0,5(18 + 6,8 - 10,5) = 7,15,$$

$$u_{\text{кн}} = 0,5(10,5 + 6,8 - 18) = -0,35;$$

$$\Delta Q_{\text{вн}} = 25 \frac{10,85}{100} = 2,71 \text{ тис. квар},$$

$$\Delta Q_{\text{сн}} = 25 \frac{7,15}{100} = 1,79 \text{ тис. квар},$$

$$\Delta Q_{\text{нн}} = 25 \frac{-0,35}{100} = -0,0875 \text{ тис. квар};$$

$$WP_{\text{вн}} = 1000 + 200 = 1200 \text{ тис. кВт},$$

$$WQ_{\text{вн}} = 690 + 100 = 790 \text{ тис. квар};$$

$$P_{\text{фвн}} = \frac{1200}{24 \cdot 30} = 1,67 \text{ тис. кВт}, \quad Q_{\text{фвн}} = \frac{790}{24 \cdot 30} = 1,097 \text{ тис. квар},$$

$$P_{\text{фсн}} = \frac{200}{24 \cdot 30} = 0,278 \text{ тис. кВт}, \quad Q_{\text{фсн}} = \frac{100}{24 \cdot 30} = 0,139 \text{ тис. квар},$$

$$P_{\text{фнн}} = \frac{1000}{24 \cdot 30} = 1,039 \text{ тис. кВт}, \quad Q_{\text{фнн}} = \frac{690}{24 \cdot 30} = 0,958 \text{ тис. квар}$$

$$S_{\text{фвн}} = \sqrt{1,67^2 + 1,097^2} = 2,0 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{фсн}} = \sqrt{0,278^2 + 0,139^2} = 0,311 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{\text{фнн}} = \sqrt{1,039^2 + 0,958^2} = 1,41 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А};$$

$$K_{\text{звн}} = 2/25 = 0,08, \quad K_{\text{зсн}} = 0,311/25 = 0,0124,$$

$$K_{\text{знн}} = 1,41/25 = 0,0564;$$

$$\Delta WP = 0,039 \cdot 24 \cdot 30 + \left(0,08^2 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,0124^2 + \right. \\ \left. + 0,05 \cdot 0,0564^2 \right) 24 \cdot 30 \cdot 1,1^2 = 28,8 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta WQ = 0,25 \cdot 24 \cdot 30 + \left(0,08^2 \cdot 2,71 + 1,79 \cdot 0,0124^2 + \right. \\ \left. + 0,0875 \cdot 0,0564^2 \right) 24 \cdot 30 \cdot 1,1^2 = 195 \text{ тис. квар} \cdot \text{год}.$$

$$\text{За (5.1): } \Delta W_{\text{п}} = 28,8 + 28,8 = 57,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Далі знайдемо втрати в тяговій мережі.

Втрати енергії в тяговій мережі визначаються для кожної зони окремо (рис. 5.15).

Середня кількість пар поїздів на дільниці приймається $N = 48$.

Витрати енергії по зонах визначаються залежно від їх довжини й кількості колій. На зонах:

N–A

$$W_{PM} = 800 \frac{10}{25+10} = 229 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год},$$

B–K

$$W_{PM} = 1000 \frac{15}{15+25} = 375 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год},$$

A–B

$$W_{PM} = 1800 - (229 + 375) = 1196 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}.$$

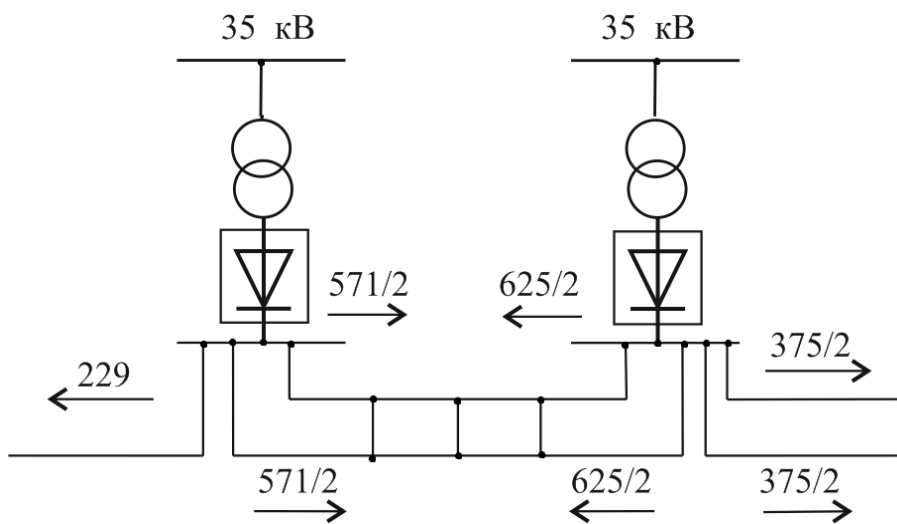


Рис. 5.15. Розрахункова схема

Для ділянки N–A за (5.17) при $N = 48$:

$$\begin{aligned} \Delta W_{км1} &= r_1 W_{PM}^2 \left(\frac{110}{N} + 0,016 \cdot l \right) 10^{-3} = \\ &= 0,094 \cdot 229^2 \left(\frac{110}{48} + 0,016 \cdot 10 \right) 10^{-3} = 12,09 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}. \end{aligned}$$

Для ділянки А–В за (5.15) при $N = 48$:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{км1}} &= r_2 W_{P_M}^2 \left(\frac{31,7}{N} + 0,006 \cdot l \right) 10^{-3} = \\ &= 0,034 \cdot 1196^2 \left(\frac{31,7}{48} + 0,006 \cdot 25 \right) 10^{-3} = 39,4 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}\end{aligned}$$

Для ділянки В–К при $N = 48$:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{км1}} &= 2r_1 W_{P_M}^2 \left(\frac{110}{N} + 0,016 \cdot l \right) 10^{-3} = \\ &= 2 \cdot 0,054 \cdot \left(\frac{375}{2} \right)^2 \left(\frac{110}{48} + 0,016 \cdot 15 \right) 10^{-3} = 9,61 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.},\end{aligned}$$

$$W_{\text{км}} = 12,09 + 39,4 + 9,61 = 56,6 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

Втрати в лініях, що живлять підстанцію:

$$\begin{aligned}\Delta W_A &= 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(\Delta W_{P_B}^2 + \Delta W_{Q_B}^2) r_\phi L_B}{U_{\text{ном}}^2} = \\ &= 2 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(400^2 + 200^2) 0,077 \cdot 3,289}{37,5^2} = 0,122 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_B &= 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(\Delta W_{P_B}^2 + \Delta W_{Q_B}^2) r_\phi L_B}{U_{\text{ном}}^2} = \\ &= 2 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(750^2 + 375^2) 0,077 \cdot 3,289}{37,5^2} = 0,431 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}\end{aligned}$$

Усього втрати

$$\Delta W_{\%} = \frac{32,04 + 56,6 + 0,122 + 0,431}{800 + 1000} 100\% = 4,96\%$$

У тому числі на тягових підстанціях

$$\Delta W_{\text{п\%}} = \frac{32,04}{800 + 1000} 100 \% = 1,78 \%$$

Приклад розрахунку втрат енергії в тяговій мережі постійного струму (рис. 5.16). Розглянемо ділянку з тяговими підстанціями А і В, які живлять три міжпідстанційні зони: N–А, А–В і В–К. Міжпідстанційна зона N–А розміщується зліва від тягової підстанції А – одноколійна консоль довжиною 10 км з контактною підвіскою ПБСМ-95+2МФ-100; міжпідстанційна зона А–В довжиною 25 км – двоколійна з вузловим з’єднанням і двостороннім живленням з підвіскою контактної мережі М-120+2МФ-100; зона В–К розміщена справа від підстанції В – двоколійна консоль довжиною 15 км з контактною підвіскою М-120+2МФ-100+А-185.

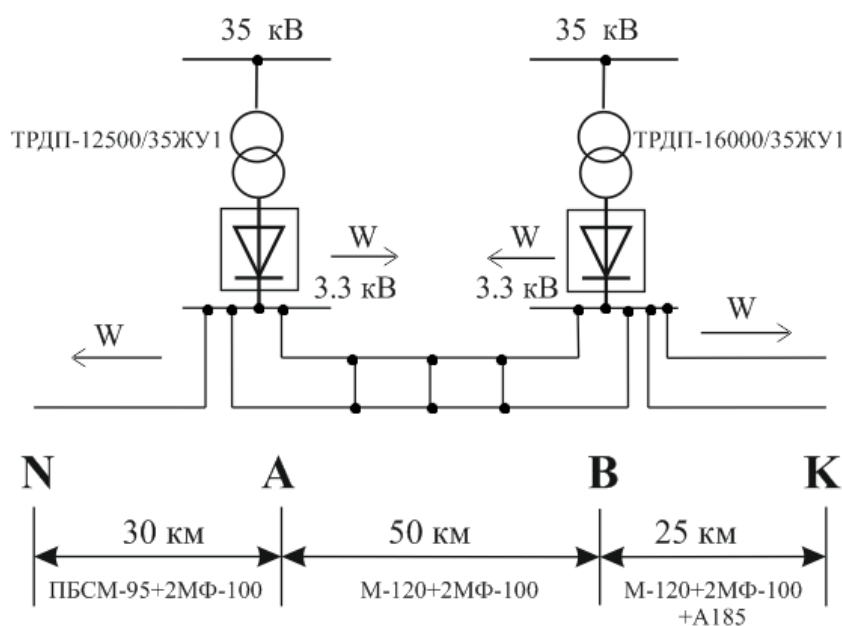


Рис. 5.16. Розрахункова схема

Тягова підстанція А має такі характеристики: місячні витрати електроенергії $W_{\text{рф}} = 800$ тис. кВт·год, два вводи (витрати однакові по 500 тис. кВт·год, $r_{\text{ф}} = 0,077$ Ом/км, $L_{\text{в}} = 3,289$ км $U_{\text{ном}} = 37,5$ кВ), тягові трансформатори ТРДП-12500/35ЖУ1, опір фільтр-пристрою 0,007 Ом, районне навантаження відсутнє.

Тягова підстанція В має такі характеристики: місячні витрати електроенергії $W_{P\phi} = 1\,000$ тис. кВт·год, два вводи (витрати однакові), тягові трансформатори ТРДП-16000/35ЖУ1, опір фільтр-пристрою 0,007 Ом, районне навантаження відсутнє.

Втрати енергії в пристроях тягового електропостачання визначаються поелементно, а потім додаються і відносяться до загальних витрат енергії (5.1).

Для тягової підстанції А втрати активної і реактивної енергії в двообмотковому трансформаторі визначаються за (5.4а) і (5.4б) відповідно. У наших розрахунках: за (5.5):

$$\Delta Q_{\text{хх}} = 12,5 \frac{0,9}{100} = 0,113 \text{ тис. квар}\cdot\text{год},$$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = 12,5 \frac{10,5}{100} = 1,31 \text{ тис. квар}\cdot\text{год};$$

для постійного струму $\text{tg}\delta = 0,5$,

$$WQ_{\phi} = WP_{\phi} \text{tg}\delta = 800 \cdot 0,5 = 400 \text{ тис. квар};$$

за (5.3):

$$P_{\phi} = WP_{\phi} / T_p = 800 / 720 = 1,11 \text{ тис. кВ}\cdot\text{А},$$

$$Q_{\phi} = WQ_{\phi} / T_p = 400 / 720 = 0,556 \text{ тис. квар},$$

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2} = \sqrt{1,11^2 + 0,556^2} = 1,24 \text{ тис. кВ}\cdot\text{А};$$

коефіцієнт завантаження: $K_3 = S_{\phi} / S_{\text{ном}} = 1\,240 / 11\,400 = 0,109$;

$$\Delta WP = 0,0187 \cdot 24 \cdot 30 + 0,109^2 \cdot 1,1^2 \cdot 0,096 \cdot 24 \cdot 30 = 14,5 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta WQ = 0,113 \cdot 720 + 1,1^2 \cdot 0,109^2 \cdot 1,31 \cdot 720 = 94,9 \text{ тис. квар}\cdot\text{год}.$$

Аналогічно для підстанції В:

$$\Delta Q_{\text{хх}} = 16 \frac{0,9}{100} = 0,144 \text{ тис. квар} \cdot \text{год},$$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = 16 \frac{10,5}{100} = 1,68 \text{ тис. квар} \cdot \text{год};$$

$$WQ_{\phi} = 1000 \cdot 0,5 = 500 \text{ тис. квар};$$

$$P_{\phi} = 1000/720 = 1,39 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А},$$

$$Q_{\phi} = 500/720 = 0,694 \text{ тис. квар},$$

$$S_{\phi} = \sqrt{1,39^2 + 0,694^2} = 1,55 \text{ тис. кВ} \cdot \text{А};$$

$$K_3 = 1550/13430 = 0,115;$$

$$\Delta WP = 0,0135 \cdot 24 \cdot 30 + 0,115^2 \cdot 1,1^2 \cdot 0,081 \cdot 24 \cdot 30 = 10,7 \text{ тис. кВ} \cdot \text{год},$$

$$\Delta WQ = 0,144 \cdot 720 + 1,1^2 \cdot 0,115^2 \cdot 1,68 \cdot 720 = 123 \text{ тис. квар} \cdot \text{год}.$$

Втрати у випрямлячах:

Пст. А ТПЕД:

$$\Delta W_{\text{па}} = 0,0007 \cdot WP_{\phi} = 0,0007 \cdot 800 = 0,56 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Пст. А ПВЭ-5:

$$\Delta W_{\text{па}} = 0,0045 \cdot WP_{\phi} = 0,0045 \cdot 1000 = 4,5 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати у реакторах згладжуючих пристроїв:

Пст. А:

$$\begin{aligned} \Delta W_p &= 0,155 \cdot 10^{-3} WP_{\phi}^2 (r_1 + r_2) = \\ &= 0,155 \cdot 10^{-3} \cdot 800^2 \cdot 0,007 = 0,694 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Пст. В:

$$\begin{aligned} \Delta W_p &= 0,155 \cdot 10^{-3} W P_{\phi}^2 (r_1 + r_2) = \\ &= 0,155 \cdot 10^{-3} \cdot 1000^2 \cdot 0,007 = 1,085 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\Pi} = 14,5 + 10,7 + 0,56 + 4,5 + 0,694 + 1,085 = 32,04 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Далі знайдемо втрати в тяговій мережі.

Втрати енергії в тяговій мережі визначаються для кожної зони окремо (рис. 5.17).

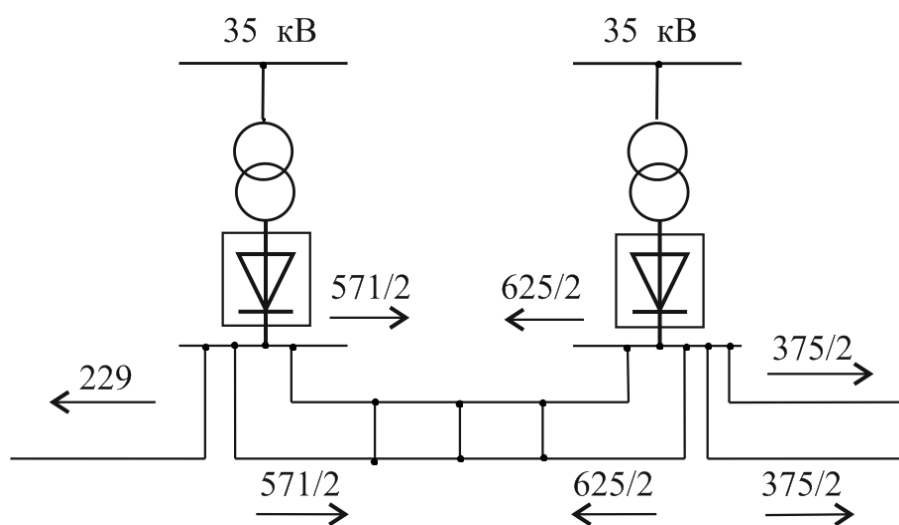


Рис. 5.17. Розрахункова схема

Середня кількість пар поїздів на дільниці приймається $N = 48$.

Витрати енергії по зонах визначаються залежно від їх довжини й кількості колій. На зонах:

N–A

$$W_{PM} = 800 \frac{10}{25 + 10} = 229 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год,}$$

B–K

$$W_{PM} = 1000 \frac{15}{15 + 25} = 375 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год,}$$

A–B

$$W_{PM} = 1800 - (229 + 375) = 1196 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

Для ділянки N–А за (5.17) при $N = 48$:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{км1}} &= r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{110}{N} + 0,016 \cdot l \right) 10^{-3} = \\ &= 0,094 \cdot 229^2 \left(\frac{110}{48} + 0,016 \cdot 10 \right) 10^{-3} = 12,09 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

Для ділянки А–В за (5.15) при $N = 48$:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{км1}} &= r_2 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{31,7}{N} + 0,006 \cdot l \right) 10^{-3} = \\ &= 0,034 \cdot 1196^2 \left(\frac{31,7}{48} + 0,006 \cdot 25 \right) 10^{-3} = 39,4 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

Для ділянки В–К при $N = 48$:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{км1}} &= 2r_1 W_{\text{PM}}^2 \left(\frac{110}{N} + 0,016 \cdot l \right) 10^{-3} = \\ &= 2 \cdot 0,054 \cdot \left(\frac{375}{2} \right)^2 \left(\frac{110}{48} + 0,016 \cdot 15 \right) 10^{-3} = 9,61 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

$$W_{\text{км}} = 12,09 + 39,4 + 9,61 = 56,6 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати в лініях, що живлять підстанцію:

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{А}} &= 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(\Delta W_{\text{PB}}^2 + \Delta W_{\text{QB}}^2) r_{\phi} L_{\text{В}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = \\ &= 2 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(400^2 + 200^2) 0,077 \cdot 3,289}{37,5^2} = 0,122 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{В}} = 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(\Delta W_{\text{PB}}^2 + \Delta W_{\text{QB}}^2) r_{\phi} L_{\text{В}}}{U_{\text{НОМ}}^2} =$$

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} \frac{(750^2 + 375^2) 0,077 \cdot 3,289}{37,5^2} = 0,431 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

Усього втрати

$$\Delta W_{\%} = \frac{32,04 + 56,6 + 0,122 + 0,431}{800 + 1000} 100 \% = 4,96 \%$$

У тому числі на тягових підстанціях

$$\Delta W_{\%} = \frac{32,04}{800 + 1000} 100 \% = 1,78 \%$$

Приклад розрахунку втрат енергії в проводах та кабелях ліній електропередач. Визначити втрати електроенергії в кабельній лінії 6 кВ довжиною 4 км, кабель ААВ 3×95, місячне споживання електроенергії по лінії: у грудні активна $WP = 452$ тис. кВт·год, реактивна $WQ = 281$ тис. квар·год; у січні активна $WP = 120$ тис. кВт·год, реактивна $WQ = 60$ тис. квар·год. Кількість годин роботи лінії за місяць при 2-змінному режимі роботи підприємства, що споживає електроенергію по лінії $T_{\text{н}} = 352$ год. Визначаємо:

а) активний опір лінії $R_0 = r_0 L = 0,329 \cdot 4 = 1,316$ Ом;

б) втрати електроенергії в кабельній лінії:

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{\text{н}}^2 T_{\text{н}}} R_0;$$

у грудні

$$\Delta WP = \frac{452^2 + 281^2}{36 \cdot 352} 1,316 = 29,4 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

у січні

$$\Delta WP = \frac{120^2 + 60^2}{36 \cdot 352} 1,316 = 1,863 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

1-й метод (спрощена методика). Визначаємо:

а) втрати потужності в лінії, кВт: $\Delta P = \Delta P_0 L$, де ΔP_0 – питомі втрати потужності на 1 км лінії, приймають 17,46 кВт/км,

$$\Delta P = 17,46 \cdot 4 = 69,84 \text{ кВт};$$

б) процент втрат потужності в лінії від значення економічної потужності для цієї лінії $P_{\text{екон}} = 1300$ кВт:

$$\Delta P_{\%} = \frac{69,84 \cdot 100}{1300} = 5,37 \text{ \%}.$$

При спрощеній методиці визначений процент % ΔP приймається постійним для всіх місяців року;

в) втрати електроенергії обчислюються по процентному співвідношенню від активної електроенергії, що проходить по лінії:

у грудні

$$\Delta WP = \frac{452 \cdot 5,36}{100} = 24,2 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

у січні

$$\Delta WP = \frac{120 \cdot 5,36}{100} = 6,43 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

2-й метод. Визначити втрати електроенергії в повітряній лінії ЛЕП – 35 кВ з проводами АС-70 довжиною 6,7 км. Місячне споживання – електроенергії по лінії активної потужності $WP = 1780$ тис. кВт·год, реактивної $WQ = 600$ тис. квар·год, кількість годин роботи лінії за місяць $T_{\text{н}} = 352$ год. Визначаємо:

а) активний опір лінії $R_0 = r_0 L = 0,46 \cdot 6,7 = 3,1$ Ом;

б) реактивний опір лінії $X_0 = x_0 L = 0,364 \cdot 6,7 = 2,44$ Ом;

б) втрати електроенергії в лінії за місяць:

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{\text{н}}^2 T_{\text{н}}} R_0 = \frac{1780^2 + 600^2}{35^2 \cdot 352} 3,1 = 25,4 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_H^2 T_H} X_0 = \frac{1780^2 + 600^2}{35^2 \cdot 352} 2,44 = 20,0 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год};$$

Приклад розрахунку втрат в ДПР (рис. 5.18). ДПР, що складається з двох проводів марки АС-50, довжиною 7 км живить два споживачі: 1 через однофазний трансформатор ОМ-10/27.5 на відстані 5 км, у роботі цілодобово; 2 через трифазний трансформатор ТМЖ-100/27,5 на відстані 7 км, у роботі 16 годин на добу. Ділянка одноколійна. Схема розміщення проводів за варіантом А.

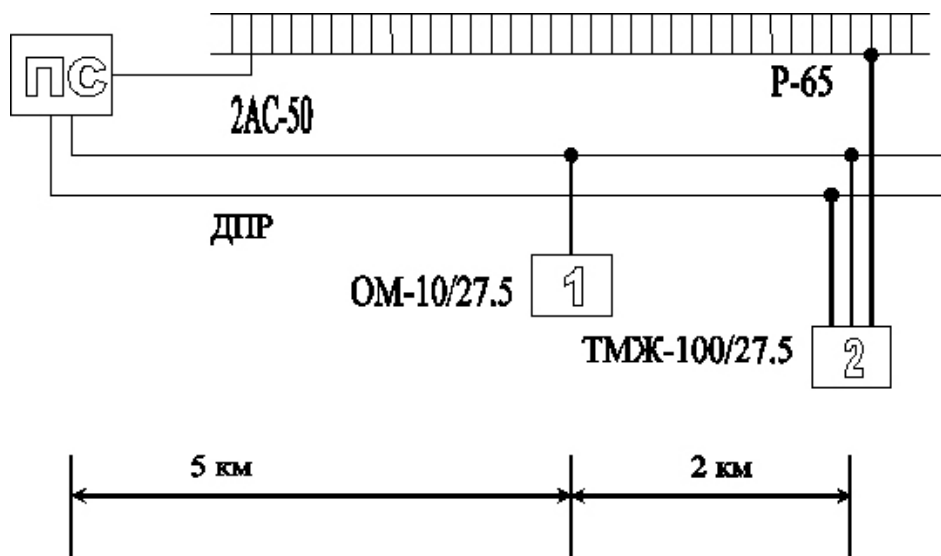


Рис. 5.18. Розрахункова схема

Лічильники на трансформаторах показали (на високій стороні):

1 – $W_p = 1\,000$ кВт·год, $W_Q = 250$ квар·год;

2 – $W_p = 25\,000$ кВт·год, $W_Q = 7\,500$ квар·год.

Обчислимо втрати в трансформаторах.

Для першого трансформатора:

$$\Delta W_{P_{\text{Тр}}} = \Delta WP_{\text{ХХ}} + \Delta WP_{\text{КЗ}} = \Delta P_{\text{ХХ}} T_H + K_3^2 \Delta P_{\text{КЗ}} T_p,$$

$$P_{\phi} = WP_{\phi} / T_p = 1\,000 / 720 = 1,39 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

$$Q_{\phi} = WQ_{\phi} / T_p = 250 / 720 = 0,347 \text{ квар},$$

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2} = \sqrt{1,39^2 + 0,347^2} = 1,43 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$K_3 = 1,43/10 = 0,143;$$

$$\Delta W_{P_{\text{тр}1}} = 0,016 \cdot 24 \cdot 30 + 0,143 \cdot 0,3 \cdot 24 \cdot 30 = 42,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для другого трансформатора:

$$\Delta W_{P_{\text{тр}}} = \Delta W P_{\text{xx}} + \Delta W P_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{н}} + K_3^2 \Delta P_{\text{кз}} T_{\text{р}},$$

$$P_{\phi} = W P_{\phi} / T_{\text{р}} = \frac{25\,000}{16 \cdot 30} = 52,08 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$Q_{\phi} = W Q_{\phi} / T_{\text{р}} = \frac{7\,500}{16 \cdot 30} = 15,6 \text{ квар},$$

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2} = \sqrt{52,08^2 + 15,6^2} = 54,4 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$K_3 = 54,4/100 = 0,544;$$

$$\Delta W_{P_{\text{тр}2}} = 0,39 \cdot 16 \cdot 30 + 0,544 \cdot 1,97 \cdot 16 \cdot 30 = 701,6 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$R_e = 0,777, X_e = 0,669.$$

Втрати для однофазного трансформатора за (5.24):

$$\Delta W_{PL2} = \frac{1\,000^2 + 250^2}{27,5^2 \cdot 24 \cdot 30} \left(\frac{1}{3} 0,777 + 0,16 \right) 5 \cdot 10^{-3} + 42,4 = 42,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Тепер використаємо формулу (5.23):

$$\Delta W_{PL2} = \frac{(25\,000 + 1,18)^2 + (7\,500 + 0,702)^2}{27,5^2 \cdot 16 \cdot 30} \left(\frac{2}{3} 0,775 + 0,16 \right) 7 \cdot 10^{-3} +$$

$$+ 701,6 + 1,18 = 711 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Далі за (5.26):

$$\Delta W_p = 42,5 + 711 = 756 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta W_{p\%} = \frac{756}{25\,000 + 1\,000} 100\% = 2,9\%.$$

Контрольні запитання та завдання

1. Структура втрат електроенергії при електрифікації на постійному струмі.
2. Структура втрат електроенергії при електрифікації на змінному струмі.
3. Записати формулу для визначення втрат електроенергії в двообмотковому трансформаторі.
4. Записати формули для визначення втрат електроенергії в тяговій мережі при електрифікації на постійному струмі.
5. Принципи визначення втрат електроенергії в тяговій мережі при електрифікації на змінному струмі.
6. Які вихідні дані необхідні для обчислення втрат електроенергії в проводах?
7. Назвати методологічні підходи до визначення втрат електроенергії в кабелях.

Технічні й технологічні заходи з енергозбереження в господарствах електропостачання залізниць

6.1. Комплексний і загальносистемний підхід до вибору заходів з енергозбереження

Класифікація заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії. Заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії залежно від вкладення коштів поділяються на організаційні й технічні. У свою чергу, вони можуть бути поділені на п'ять груп, які, що мають різні механізми формування ефекту:

- удосконалення керування режимами електричних мереж;
- автоматизація керування режимами електричних мереж;
- реконструкція електричних мереж;
- удосконалення технічного обслуговування електричних мереж;
- удосконалення обліку електроенергії. Заходи кожної з перерахованих груп мають організаційні й технічні аспекти.

До організаційних аспектів належать:

- упровадження програмного забезпечення, проведення розрахунків щодо вибору МСП і оцінювання їхніх економічних показників;
- розроблення плану заходів;
- випуск організаційно-розпорядчих документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті чи інші складові витрат;
- розроблення системи стимулювання персоналу до зниження витрат електроенергії;
- уведення системи контролю за проведенням робіт зі зниження витрат електроенергії і відповідної системи їхнього обліку й аналізу;
- виділення засобів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного устаткування, його доставки й установки;

– встановлення в договорах електропостачання умов споживання реактивної електроенергії споживачами відповідно до чинних нормативних документів.

До технічних аспектів належать:

– реалізація оптимального керування режимами електричних мереж;

– установа й запровадження в дію технічних засобів зниження втрат електроенергії, засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж і автоматичних пристроїв для керування режимами.

До заходів щодо удосконалення керування режимами електричних мереж належать:

– реалізація оптимальних режимів замкнених електричних мереж 110 кВ і вище за реактивною потужністю і напругою;

– проведення переключень у робочій схемі електричної мережі, що забезпечують розподіл електроенергії за мінімальними втратами;

– переведення не використовуваних генераторів станцій у режим СК;

– здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних електричних мереж 6–110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії за допустимих відхилень напруги в споживачів електроенергії. Водночас, за наявності побутового навантаження за можливості потрібно враховувати економічні інтереси населення й розрахунки виконувати з урахуванням статистичних характеристик даних навантажень;

– розмикання ліній 6–35 кВ із двостороннім живленням у точках, що забезпечують електропостачання споживачів за мінімальних сумарних втрат електроенергії в електричних мережах 6–35 кВ і вище;

– вимкнення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів на підстанціях із двома і більше трансформаторами;

– вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.

Організаційні й технічні особливості заходів щодо удосконалення керування режимами електричних мереж:

– оптимізація місць розмикання електричних мереж 6, 10, 35 кВ із двобічним живленням здійснюється на основі перебирання точок можливого розмикання електричної мережі з оцінкою зміни втрат електроенергії як в електричній мережі 6–35 кВ, що розмикається, так і в живильних електричних мережах 110–220 кВ, що відбувається

внаслідок перенесення навантаження з однієї вузлової підстанції на іншу;

- розрахунки оптимальних режимів замкнених електричних мереж за реактивною потужністю й напругою здійснюються за спеціальними оптимізаційними програмами. Ведення оптимальних режимів диспетчером може здійснюватися відповідно до графіка регулювання пристроїв, складеного на підставі попередньо проведених прогнозних розрахунків (керування в режимі offline), або в темпі процесу (online) на основі даних, що надходять від системи телевимірювань.

Ведення оптимальних режимів у темпі процесу набагато ефективніше, тому що використовує фактичні, а не прогнозні дані про режим. Для реалізації такого керування необхідно:

- провести оцінювання електричної мережі (виявлення зон керування за допомогою уже встановлених засобів ТВ), визначити оптимальні місця установа додаткових засобів ТВ. Таке оцінювання здійснюється за спеціальними програмами і є одноразовою операцією, на підставі якої розробляється план оснащення електричної мережі засобами ТВ;

- розраховувати режими електричної мережі на основі даних телевимірювань з частотою надходження інформації за допомогою програми оцінювання режиму (на практиці відомі як програми оцінювання стану);

- використовувати програму оперативного формування електричної мережі, що спостерігається та відповідає функціональним на даний момент засобам ТВ і ділянок працюючої електричної мережі (у разі виходу з ладу датчика ТВ чи виводу в ремонт устаткування програма повинна формувати нову розрахункову схему відповідно до зони, що змінилася, та її спостереження);

- на основі даних про фактичний режим, отриманий за програмою оцінювання стану, проводити розрахунки оптимальних поточних режимів електричної мережі за коефіцієнтами трансформації і реактивної потужності джерел і реалізовувати їх.

Для полегшення аналізу доцільних впливів на режим слід провести дослідження ступеня впливу на втрати електроенергії кожного з пристроїв, визначити обмежене коло цих пристроїв, що найбільш ефективно впливають на рівень втрат, і здійснювати їхнє оперативне керування.

Переведення невикористовуваних генераторів у режим СК виконують з метою одержання додаткового джерела реактивної потужності. Доцільність такого переведення визначають на основі порівняння зниження втрат електроенергії в електричній мережі за рахунок використання цього джерела й витрат електроенергії на його роботу.

Вибір оптимальної робочої схеми електричної мережі звичайно здійснюють на основі варіантних розрахунків. Особливо варто розглянути можливість розмикання контурів, до яких входять лінії різних номінальних напруг.

Під час реалізації цього заходу не рекомендується перетікання транзитної електроенергії через електричні мережі обласних енергопостачальних організацій, якщо є більш вигідна можливість передавання транзитом електроенергії через електричні мережі енергосистем НЕК «Укренерго». Наприклад, НКРЕ може компенсувати втрати електроенергії від даних транзитних перетікань не в повному обсязі. Виходячи з цього розрахунки оптимальних режимів замкнених електричних мереж за реактивною потужністю і напругою рекомендується здійснювати для спільної електричної мережі НЕК «Укренерго» і обласних енергопостачальних організацій.

Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної електричної мережі 35–110 кВ визначають з урахуванням регулювальних можливостей трансформаторів із РПН 35–110/6–20 кВ і трансформаторів із ПБВ. Основним критерієм при цьому є мінімізація кількості електроенергії, що відпускається споживачам з шин трансформаторів із ПБВ із недопустимими відхиленнями напруги. Регулювальні відгалуження трансформаторів із ПБВ напругою 35–110/6–20 кВ і 6–20/0,38 кВ установлюють на рівні, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в електричній мережі.

Під час реалізації цього заходу для більш зваженого обліку економічних інтересів передавального суб'єкта енергетики й споживачів необхідно враховувати чи визначати в оцінюваних оптимізаційних розрахунках статистичні характеристики навантажень аналізованої електричної мережі.

Вимкнення одного з трансформаторів на підстанціях із двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень виконують у випадку, якщо зниження втрат холостого ходу перевищує збільшення навантажувальних втрат, що відбуваються при цьому.

Таке вимкнення може здійснюватися як у години нічних провалів навантаження, так і в періоди його сезонного зниження.

Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ виконують шляхом переключення частини абонентів з перевантажених фаз на недовантажені.

До заходів щодо автоматизації керування режимами електричних мереж належать:

1) установлення і введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах із РПН.

Оптимальні режими роботи ряду пристроїв визначаються місцевими параметрами поточного режиму електричної мережі, їх регулювання доцільно здійснювати за допомогою автоматичних пристроїв, установлених безпосередньо в точці установлення устаткування. Ефект від їхнього установлення полягає в більш ретельному відстеженні змін режиму, ніж це могло б бути виконано диспетчером;

2) установлення і введення в роботу засобів телевимірювань.

Для запровадження цього заходу спочатку потрібно визначити за спеціальними програмами, де потрібно встановлювати телевимірювання для того, щоб схема аналізованої електричної мережі максимально «проглядалася». Для цієї схеми буде і реалізований розрахунок режиму за допомогою програм оцінювання його стану;

3) заміна приводів чи самих комутаційних апаратів.

Незважаючи на великі витрати, ці роботи, можливо, і поступово, але необхідно впроваджувати в суб'єкти енергетики. Наприклад, можна розбити їх на два етапи.

На першому етапі після реалізації заходу за переліком 1 буде реалізований об'єднаний інформаційний комплекс (ОІК), що дає змогу вести розрахунки оптимальних режимів замкнених електричних мереж за реактивною потужністю і напругою у режимі порадики. Тобто ведення оптимальних режимів диспетчером можна буде здійснювати відповідно до графіка регулювання пристроїв, складеного на підставі попередньо проведених прогнозних розрахунків (керування в режимі offline), або в темпі процесу (online) на основі даних, що надходять від системи телевимірювань.

Після реалізації п. 1, 3 об'єднаний інформаційний комплекс (ОІК) перетвориться в керувальний (ОІКК). При цьому потрібно підкреслити, що витрати для замкнених живильних електричних мереж на заміну приводів чи самих комутаційних апаратів менші, ніж для

електричних мереж більш низького рівня напруги, як правило, через кращий стан цих приводів і апаратів. Звичайно, потрібно вирішувати проблеми надійності енергопостачання споживачів, але рухатися в бік автоматизації керування режимами електричних мереж необхідно, тому що в цьому напрямку йдуть усі розвинені країни;

4) установлення і введення в роботу автоматичних регуляторів джерел реактивної потужності.

До заходів щодо реконструкції електричних мереж належать:

- розукрупнення підстанцій, уведення додаткових ПЛ і трансформаторів для розвантаження перевантажених ділянок електричних мереж, переміщення трансформаторів з одних підстанцій на інші з метою нормалізації їхнього завантаження, введення додаткових комутаційних апаратів тощо;

- введення компенсувальних установок на підстанціях суб'єкта енергетики;

- введення технічних засобів регулювання напруги (трансформаторів з поздовжньо-поперечним регулюванням, вольтододаткових трансформаторів, трансформаторів із РПН тощо).

Реконструкцію схем електричних мереж проводять, виходячи з розгляду комплексу умов, у яких рівень втрат електроенергії є одним з параметрів, але, як правило, не основним. Тому така реконструкція належить не до цільових заходів, а до заходів із супутнім зниженням втрат електроенергії. Числові значення зниження втрат електроенергії визначають на основі порівняння їхніх значень до і після реконструкції.

Введення КУ і технічних засобів регулювання напруги проводять, як правило, виходячи зі зниження втрат електроенергії як основного фактора. Іноді метою є збільшення пропускної здатності електричної мережі чи нормалізація відхилень напруги. Ефективність цих заходів визначають на основі порівняння втрат електроенергії до і після їхнього впровадження.

До заходів щодо удосконалення технічного обслуговування електричних мереж належать:

- зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;
- скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електричних мереж і електростанцій;
- виконання робіт під напругою.

Заходи щодо удосконалення технічного обслуговування електричних мереж пов'язані з проведенням їхнього раціонального обслуговування. Наприклад, зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій досягається за рахунок їх більш ретельного аналізу.

Скорочення ремонтів основного устаткування електричних мереж може досягатися за рахунок їхнього планування і проведення за необхідності (на основі технічного стану цього устаткування). Наразі чимало нормативних документів з ремонтів рекомендують проводити їх за необхідності, наприклад, для маслonaповненого устаткування.

До заходів щодо удосконалення обліку електроенергії належать:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів та електролічильників за допустимих умов (відсутність недовантаження первинних ланцюгів ТС, перевантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій основ лічильників тощо);

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори, що відповідають фактичним навантаженням;

- заміна існуючих приладів для обліку на прилади з поліпшеними характеристиками;

- установлення приладів для технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);

- періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку в споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

Обґрунтування доцільності заміни вимірювальних трансформаторів і приладів для обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками, пріоритетну послідовність такої заміни і кількісну оцінку ефективності заміни кожного приладу здійснюють на основі розрахунку зниження втрат електроенергії, зумовлених похибками приладів для обліку, що відбувається під час заміни приладів.

Установлення приладів для технічного обліку електроенергії на лініях, що відходять від підстанції, доцільне на радіальних лініях 35–110 кВ, фідерах 6–10 кВ і лініях 0,38 кВ. Їх установлення дає змогу визначати фактичні небаланси електроенергії, збільшити точність розрахунку технічних втрат електроенергії, локалізувати вогнища нетехнічних втрат електроенергії.

Загальносистемний підхід до вибору заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії. Зміни активного чи реактивного навантаження в електричних мережах спричиняють зміни перетікань активної і реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики і, отже, зміни втрат потужності в цих мережах.

Для обліку впливу зміни навантаження чи втрат в електричних мережах на втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики рекомендується використовувати узагальнені коефіцієнти приросту втрат активної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики в разі зміни активного і реактивного навантажень в електричних мережах споживачів. Коефіцієнт втрати активної потужності в разі зміни активного навантаження в електричних мережах споживачів K_{π} – це відношення зміни втрат в електричних мережах суб'єкта енергетики до зміни активного навантаження в електричних мережах споживачів. Наприклад, $K_{\pi} = 0,1$ означає, що в разі зменшення навантаження в електричній мережі споживача на 1 кВт втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики зменшуються на 0,1 кВт. Коефіцієнт приросту втрат активної потужності до зміни реактивного навантаження називається економічним еквівалентом реактивної потужності K_{ϵ} і характеризує зміни втрат активної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики в разі зміни реактивного навантаження в електричних мережах споживачів. Наприклад, якщо $K_{\epsilon} = 0,5$, то це означає, що в разі збільшення реактивного навантаження в електричній мережі підприємства на 100 квар втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики збільшуються на 5 кВт. У разі збільшення потужності конденсаторної батареї на 100 квар втрати потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики зменшуються на 5 кВт. Величина K_{ϵ} може набувати як додатних, так і від'ємних значень. У тому випадку, коли зміни перетікань реактивної потужності, викликані зміною реактивного навантаження електричної мережі промислового підприємства, спрямовані протилежно до вихідного перетікання реактивної потужності, величина K_{ϵ} набуває негативних значень. У цьому випадку збільшення реактивного навантаження промислових підприємств призведе до зменшення втрат в електричних мережах. Значення K_{π} і K_{ϵ} повинні визначатися персоналом суб'єкта енергетики за допомогою ПК для характерних режимів і для кожної підстанції суб'єкта енергетики. Перерахування

цих величин до точок розподілу балансової належності зі споживачем також може здійснюватися персоналом суб'єкта енергетики за допомогою ПК у тому випадку, якщо в суб'єкта енергетики впроваджена автоматична система керування підприємствами електричних мереж (АСК ПЕМ). Якщо такі розрахунки не ведуться в суб'єкта енергетики, то донарахування величин K_{π} і K_e до місць розділу балансової належності може здійснюватися персоналом підприємства за наявності вихідних даних про параметри і завантаження електричних мереж від шин підстанцій до точки розділу.

Результативною величиною K_{π} і K_e є сума, що складається зі значень K_{π} і K_e до шин підстанцій (K_{π}^e і K_e^e), а також величин, розрахованих для знижувальних трансформаторів районних підстанцій K^{TP} ліній електропередач до розподільчого трансформатора K^{Π} і величин, визначених для розподільчих трансформаторів K^{PT} . У цьому випадку величини K_{π} і K_e будуть приведені до низьковольтних шин трансформаторної підстанції підприємства:

$$K_{\pi} = K_{\pi}^e + K_{\pi}^{TP} + K_{\pi}^{\Pi} + K_{\pi}^{PT}; \quad (6.1)$$

$$K_e = K_e^e + K_e^{TP} + K_e^{\Pi} + K_e^{PT}. \quad (6.2)$$

Кількість доданків, прийнятих у наведених вище формулах, залежить від місця розташування точки розділу балансової належності. Якщо це шини низької напруги, то використовується вся формула, якщо це шини високої напруги, то досить трьох членів формули. У цьому випадку зміна навантажень чи зміна втрат у електричних мережах промислових підприємств повинні бути розраховані до відповідної точки розділу. Величина K_{π} може бути також приблизно визначена за формулою

$$K_{\pi} \approx \frac{2\Delta P}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi},$$

де ΔP – відносна величина втрат потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики до даної точки розділу балансової приналежності;

$\text{tg}\varphi$ – середнє значення коефіцієнта потужності в електричній мережі суб'єкта енергетики.

Як видно з вищенаведеної формули, K_π є значною величиною, тому що відносні втрати в суб'єктів енергетики, особливо в години максимуму, можуть досягати великих значень, а величина K_π набагато більше, ніж величина відносних втрат. Наприклад, нехай у суб'єкта енергетики величина відносних втрат під час передавання електроенергії в години максимуму навантаження від джерела живлення до точки розділу балансової належності промислового підприємства становить 0,125. Якщо значення для електричних мереж суб'єкта енергетики дорівнює 0,5, то $K_\pi = 0,2$. Це означає, що будь-яка зміна активного навантаження на промисловому підприємстві призводить до зміни втрат у електричних мережах суб'єкта енергетики на величину, що дорівнює 20 % від зміни навантаження підприємства.

Таким чином, ефект від зміни активного навантаження підприємств на величину ΔN і реактивного на ΔQ визначається за виразом

$$\Delta P = \Delta N(1 + K_\pi) + \Delta Q K_e.$$

Приклад. На підприємстві знайшли можливість зниження активного навантаження на 5 кВт і реактивного – на 2 квар. У точці розділу балансової належності цього підприємства та суб'єкта енергетики $K_\pi = 0,25$ і $K_e \sim 0,1$.

Зниження втрат потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики становитиме

$$\Delta \pi = 0,25 \cdot 5 = 0,1 \cdot 2 = 1,45 \text{ кВт.}$$

Економічний ефект, що виражається в зниженні відпуску електричної потужності в електричну мережу, становитиме $5 + 1,45 = 6,45$ кВт.

У цьому випадку облік системного ефекту збільшує ефективність заходу на 29 %.

Прирости втрат для лінії електропередачі визначаються за виразами

$$K_{\pi}^{\text{л}} = \frac{2P}{U^2} R, \quad K_{\epsilon}^{\text{л}} = \frac{2Q}{U^2} R.$$

Прирости втрат трансформаторів визначаються за формулами

$$K_{\pi}^{\text{тр(пр)}} = \frac{2P}{S_{\text{ном}}^2} \Delta P_{\text{к}}, \quad K_{\epsilon}^{\text{тр(пр)}} = \frac{2Q}{S_{\text{ном}}^2} \Delta P_{\text{к}}.$$

Розрахунки показують, що величина K_{ϵ} у сільських електричних мережах у кілька разів перевищує аналогічну величину в електричних мережах промислових підприємств. Знаючи величини K_{ϵ} у кожній точці електричної мережі, можна раціонально використовувати ресурс компенсуючих пристроїв для отримання найбільшого ефекту.

Таким чином, під час розрахунку ефективності заходів зі зниження втрат, так само як і інших заходів щодо регулювання й економії електроенергії на промислових підприємствах, необхідно враховувати системний ефект у зниженні втрат у електричних мережах суб'єкта енергетики. Так, під час аналізу питання про оптимальну кількість трансформаторів у різних режимах роботи підприємства необхідно враховувати зміну втрат не тільки в цих трансформаторах, але й в електричних мережах суб'єкта енергетики з урахуванням того, що увімкнення-вимкнення трансформатора призводить до зміни як активних, так і реактивних втрат. У разі оптимізації кількості трансформаторів необхідно розраховувати зниження втрат як активної, так і реактивної потужності й потім за формулами (6.1), (6.2) визначати результуючий ефект з урахуванням зміни втрат в електричних мережах суб'єкта енергетики. При цьому, з огляду на те, що в ряді режимів величина K_{ϵ} може бути від'ємною, складові ефекту від зниження втрат активної потужності й втрат реактивної потужності можуть діяти в протилежних напрямках.

Практично вибір усіх заходів щодо зниження втрат електроенергії виконується під час обліку впливу загальної електричної мережі суб'єкта енергетики. Але особливо це необхідно під час вибору таких організаційних і технічних заходів:

- оптимізація місць розмикання ліній 6–10 кВ із двобічним живленням;
- оптимізація розподілу навантаження між підстанціями основної електричної мережі 110 кВ і вище перемикачними в її схемі;
- оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами;
- вимкнення в режимах малих навантажень ліній електропередачі за умови збереження надійності енергопостачання, трансформаторів на підстанціях із двома і більше трансформаторами;
- вимкнення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням;
- установка і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики;
- заміна перевантажених силових трансформаторів;
- заміна недовантажених силових трансформаторів;
- установка і введення в роботу компенсуючих пристроїв у промислових споживачів;
- оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва ліній і підстанцій;
- переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу ліній і підстанцій.

Вплив напруги на споживання електроенергії і вибір заходів щодо зниження технічних втрат електроенергії. Напруга, що підводиться до затискачів електроприймачів, впливає на споживану цими приймачами потужність, а також на вихідні параметри електроприймачів. Державним стандартом на якість електроенергії регламентовані необхідні відхилення напруги на затискачах кожного електроприймача. Однак і в межах цих відхилень можлива різна ефективність роботи електроприймачів. Завдання полягає в тому, щоб у якомога більшої кількості електроприймачів підтримувати оптимальне відхилення напруги, за якого результативна ефективність роботи приймача є максимальною.

Регульовальні коефіцієнти навантаження за напругою. Залежність споживаної потужності від напруги називається статистичною характеристикою навантаження. У загальному випадку вона нелінійна. Однак в області, близькій до номінальної напруги, можна замінити її лінійною залежністю, і коефіцієнт, що характеризує нахил цієї

залежності, називають регулювальним ефектом навантаження за напругою. Регулювальний ефект навантаження за напругою – це відношення зміни навантаження у відносних одиницях до зміни напруги також у відносних одиницях. Так, зокрема, регулювальний ефект активного навантаження за напругою визначається так:

$$K_{PU} = \frac{\Delta P}{P} \frac{U}{\Delta U}.$$

Регульований ефект реактивного навантаження за напругою:

$$K_{QU} = \frac{\Delta Q}{Q} \frac{U}{\Delta U}.$$

Наприклад, якщо $K_{PU} = 1$, це означає, що в разі зміни напруги на 1 %, на 1 % змінюється активне навантаження електроприймача, а при $K_{QU} = 3$ це означає, що в разі зміни напруги на 1 % реактивне навантаження електроприймача змінюється на 3 %. Одночасно зі зміною навантаження відповідно до статичних характеристик змінюються і деякі її вихідні параметри, зокрема, продуктивність електроприймача. Наприклад, кількість обертів двигуна залежить від напруги і приблизно може бути виражена формулою

$$n = n_c \left(1 - K_3 \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{U^2} S \right),$$

де n_c – синхронна кількість обертів двигуна;

K_3 – коефіцієнт завантаження двигуна;

S – номінальне ковзання двигуна.

Якщо вважати, що продуктивність технологічного процесу пропорційна швидкості обертання двигуна, то спостерігаються два ефекти. У разі зниження напруги на затискачах двигуна, що працює у визначеному режимі, може зменшитися споживана цим двигуном потужність і тимчасово зменшується кількість обертів. Якщо вважати, що уповільнення технологічного процесу через зменшення кількості обертів може бути скомпенсовано установкою додаткового двигуна чи зменшенням часу простою двигунів, то результуючий

регулювальний ефект споживання електроенергії за напругою – це різниця регулювальних ефектів потужності й регулювального ефекту продуктивного механізму:

$$K_{WU} = K_{PU} - K_{NU}.$$

Приклад. Нехай регулювальний ефект за активною потужністю асинхронного двигуна становить 0,2. Коефіцієнт завантаження – 0,5, номінальне ковзання – 0,05. У цьому випадку в разі зміни напруги на 1 % кількість обертів змінюється на 0,05 %. Отже, регулювальний ефект продуктивності механізму дорівнює 0,05, а регулювальний ефект споживання електроенергії – це різниця отриманих вище регулювальних ефектів і дорівнює $K_{WU} = 0,2 - 0,05 = 0,15$.

Для визначення системного ефекту від зниження напруги на за- тискачах цього двигуна необхідно результуючий регулювальний ефект за активною потужністю (електроенергією) помножити на приріст втрат в електричних мережах суб'єкта енергетики, а також врахувати статистичну характеристику реактивного навантаження цього двигуна за напругою. У результаті системний регулювальний ефект двигуна за напругою становитиме:

$$K_{WU}^c = K_{WU} (1 + K_{\pi}) + K_e K_{QU} \operatorname{tg} \varphi. \quad (6.3)$$

У нашому прикладі, якщо прийняти $K_{\pi} = 0,2$, $K_{QU} = 3$, $K_e = 0,1$ і $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$, то регулювальний ефект, приведений до шин системи, становитиме $K_{WU}^c = 0,15(1 + 0,2) + 0,1 \cdot 0,3 \cdot 0,8 = 0,42$.

Централізоване регулювання напруги позначається відразу на ба- гатьох електроприймачах, підключених до даного центру живлення, і, як впливає з вищезазначеного, впливає на режим споживання активної і реактивної потужності і на втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики. У цьому випадку теж наочно проглядається взаємозалежність режиму роботи розподільчих електричних мереж суб'єкта енергетики і споживчих електричних мереж. Тут необхідно мати на увазі, що регулювання напруги в центрах живлення змінює рівні напруги в розподільчих електричних мережах суб'єкта енерге- тики. Від цього змінюються втрати потужності в самих електричних мережах суб'єкта енергетики. Тому прийняти для розрахунків

у формулі (6.3) величину K_{π} , приведену в точці розділу балансової приналежності, у тому випадку, якщо вона не збігається із шинами центру живлення, буде не зовсім коректно. Необхідно привести регулювальний ефект за активною, реактивною потужністю до шин центру живлення та вже від шин центру живлення можна враховувати втрати в електричних мережах живильних суб'єктів енергетики, тому що вони розділені з розподільчими електричними мережами регулювальним пристроєм і рівень напруги в них практично не змінюється під час регулювання напруги в центрі живлення розподільчих електричних мереж. Для того, щоб привести регулювальний ефект навантаження до шин центру живлення, необхідно розрахувати узагальнений регулювальний ефект групи споживачів з урахуванням втрат у трансформаторах і в електричних мережах між шинами центру живлення затискачами електроприймача. Необхідно попередньо розбити всі електроприймачі на групи з виділенням їхньої пайової частини в загальній сумі споживання. Результуючий регулювальний ефект такої групи приймачів визначається за формулою

$$K_{PU} = \sum_{i=1}^n \alpha_i K_{PUI},$$

де α_i – пайова участь i -ї групи електроприймачів у загальному навантаженні.

Для визначення регулювального ефекту за реактивною потужністю використовується аналогічна формула:

$$K_{QU} = \sum_{i=1}^n \gamma_i K_{QUi} - 2\gamma_{кб},$$

де γ_i – пайова участь реактивного навантаження i -ї групи в загальному навантаженні;

$\gamma_{кб}$ – пайова участь конденсаторної батареї.

Під час розрахунку регулювального ефекту за реактивною потужністю необхідно брати до уваги наявність компенсуючих пристроїв, що в загальну суму входять з від'ємним знаком. Як загальне реактивне навантаження звичайно приймають компенсоване навантаження. Тому в окремих випадках величини γ_i можуть бути

більші 1. У сумарне навантаження вузла, приведені до шин центру живлення, входять і втрати в електричних мережах. Вони розглядаються як окрема група споживання зі своїм регулювальним ефектом. Регулювальний ефект втрат може бути визначений за формулою

$$K_{\pi U} = K_{QU} \approx 2 \left[(K_{PU} - 1) \cos^2 \varphi + (K_{QU} - 1) \sin^2 \varphi \right].$$

Можна також виділити в окрему групу втрати холостого ходу в трансформаторах, що мають свій регулювальний ефект.

Приклад. У табл. 6.1 наведено групи навантажень з відповідною пайовою участю і регулювальними ефектами.

Таблиця 6.1

Склад навантаження і регулювальні ефекти

Показник	Вид споживання в мережах споживання				
	Двигуни	Опір	Освітлення	Конденсаторні батареї	Втрати х. х
α	0,60	0,25	0,15	—	—
γ	1,70	0	0,15	1,00	0,15
K_{PU}	0,20	2,00	1,50	—	—
$K_{\pi U}$	3,00	—	3,00	2,00	6,50

Необхідно розрахувати регулювальний ефект, приведений до шин центру живлення. Оскільки для розрахунку регулювального ефекту втрат необхідно знати регулювальні ефекти навантажень без урахування втрат, попередньо розраховується узагальнений регулювальний ефект навантажень:

$$K_{PU} = 0,2 \cdot 0,6 + 2 \cdot 0,25 + 1,5 \cdot 0,15 = 0,842,$$

$$K_{QU} = 3 \cdot 1,7 + 3 \cdot 0,15 + 6,5 \cdot 0,15 - 2 \cdot 1 = 4,525.$$

Далі визначають регулювальний ефект втрат при $\operatorname{tg} \varphi = 0,5$:

$$K_{\pi U} = 2 \left[(0,842 - 1) 0,8 + (4,525 - 1) 0,2 \right] = 0,58.$$

І результуючий регулювальний ефект як за реактивним, так і за активним навантаженням за відносної величини втрат активної потужності – 0,03, реактивної потужності – 0,05.

$$K_{PU}^{\text{уп}} = \frac{0,845 + 0,58 \cdot 0,03}{1,03} = 0,837,$$

$$K_{QU}^{\text{уп}} = \frac{4,525 + 0,58 \cdot 0,05}{1,05} = 4,34.$$

Тепер можна визначити результуючий регулювальний ефект, приведенний до шин суб'єкта енергетики. Нехай $K_{\pi} = 0,2$, $K_{\epsilon} = 0,05$, $\text{tg}\varphi = 0,4$. У цьому випадку:

$$K_{PU}^c = 0,837(1 + 0,2) + 4,34 \cdot 0,05 \cdot 0,4 = 1,09.$$

Зміна напруги на затискачах електроприймачів відбувається також у разі зміни навантажень в електричній мережі чи в разі зміни схеми. Зокрема, усі заходи зі зниження навантаження викликають також зміни втрат напруги. У загальному випадку можна сказати, що зміна напруги у відносних одиницях визначається за формулою

$$\Delta U^* = \frac{\Delta P \sum_{i=1}^m R + \Delta Q \sum_{i=1}^m X}{U^2},$$

де ΔP , ΔQ – зміни відповідно активного і реактивного навантаження на підприємствах;

$\sum R$, $\sum X$ – сумарний активний, індуктивний опір від шин центру живлення до електроприймачів;

U – напруга в електричній мережі.

Якщо зміна навантаження відбувається для низької напруги розподільчого трансформатора, можна скористатися наближеною формулою:

$$\Delta U^* \approx \left(-9 \cdot 10^{-6} + 0,021 \frac{1}{S_{\text{ном}}} \right) \Delta P + 0,05 \frac{\Delta Q}{S_{\text{ном}}},$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора.

Зміну навантаження через зміну напруги визначаємо за формулою

$$\Delta P = [PK_{PU}(1 + K_{\pi}) + QK_{QU}K_e] \Delta U^*.$$

Регулювальний коефіцієнт навантаження за реактивною потужністю. Значний інтерес становить вплив на режим роботи внутрішньої і зовнішньої електричної мережі енергопостачання компенсації реактивної потужності. Цей фактор впливає як на втрати в електричних мережах суб'єкта енергетики, так і на рівні напруги, отже, на споживання електроенергії електроустановками. Один з цих факторів характеризується економічним еквівалентом реактивної потужності K_e , а інший – регулювальним ефектом активної потужності за напругою, що змінюється внаслідок зміни реактивного споживання підприємства. Отже, необхідно привести регулювальний ефект активної потужності за напругою і K_{PU} до регулювального ефекту активної потужності за реактивним навантаженням K_{Pe} (зміна активного навантаження в разі зміни реактивного на одиницю):

$$K_{PQ} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n X \right) P [K_{PU}(1 + K_{\pi}) + K_{QU}K_e \operatorname{tg}\varphi] 10^{-3}}{U^2 + P \left(K_{PU} \sum_{i=1}^n R + K_{QU} \operatorname{tg}\varphi \sum_{i=1}^n X \right)} \approx \frac{P}{S_{кз}} [K_{PU}(1 + K_{\pi}) + K_{QU}K_e \operatorname{tg}\varphi],$$

де $S_{кз}$ – потужність короткого замикання в місці зміни реактивної потужності;

P – навантаження, кВт;

U – напруга, кВ.

Приклад загальносистемного і взаємопов'язаного підходу до оптимізації режиму роботи багато трансформаторної підстанції. Розглянемо застосування введених вище показників під час вибору кількості працюючих трансформаторів на багатотрансформаторній підстанції. Нехай на підстанції встановлені два однакових трансфор-

матори. Зміна втрат потужності в них у разі вимкнення одного трансформатора дорівнює

$$\Delta P = -\Delta 3P_x + \beta^2 \frac{\Delta P_k}{2}, \quad \Delta Q = -\Delta Q_x + \beta^2 \frac{\Delta Q_k}{2}.$$

З урахуванням загальносистемного ефекту зміна втрат дорівнює

$$\Delta P_c = \Delta \pi (1 + K_\pi) + \Delta q K_e.$$

У разі вимкнення одного трансформатора в трансформаторі, що залишився, зростають втрати напруги і, отже, знижується напруга на затискачах електроприймача на величину

$$\Delta U = \frac{\beta}{2} \frac{\Delta U_{\text{пит}}}{100},$$

де $U_{\text{пит}}$ – втрати напруги в трансформаторі, %, при $\beta = 1$ і заданій величині $\text{tg}\varphi$.

Якщо це зниження напруги допускається за технологією, то буде отримана додаткова економія електричного навантаження в розмірі

$$\Delta P = \frac{1}{2} \beta^2 S_{\text{ном}} \cos \varphi \left[K_{PU} (1 + K_\pi) + K_{QU} + K_e \text{tg}\varphi \right] \frac{\Delta U_{\text{пит}}}{100}.$$

Зміна відпуску потужності в електричну мережу від шин суб'єкта енергетики з урахуванням останнього фактора становитиме

$$\Delta P = \Delta \pi_c - \Delta P.$$

Межа переваги роботи одного трансформатора визначається з умови $\Delta P = 0$ і дорівнює:

$$\beta = \sqrt{\frac{2 \left[\Delta P_x (1 + K_\pi) + \Delta Q_x K_e \right]}{\Delta P_k (1 + K_\pi) + \Delta Q_k K_e - \frac{S_{\text{ном}} \cos \varphi \Delta U_{\text{пит}}}{100} K_{PU} (1 + K_\pi) + K_{QU} K_e \text{tg}\varphi}}. \quad (6.4)$$

Приклад. Нехай на підстанції два трансформатори з:

$$\begin{aligned} S_{\text{ном}} &= 1\,000 \text{ кВ}\cdot\text{А}, & \Delta P_x &= 2,4 \text{ кВт}, & \Delta P_k &= 12,2 \text{ кВт}, \\ \Delta Q_x &= 14 \text{ квар}, & \Delta Q_k &= 55 \text{ квар}, & K_\pi &= 0,2, \\ K_e &= 0,05, & K_{PU} &= 0,2, & K_{QU} &= 3, \\ \text{tg}\varphi &= 0,5, & \Delta U_{\text{пит}} &= 3,77 \% \end{aligned}$$

Підставляючи наведені величини у формулу (6.4), одержимо $\beta = 1,03$. Якщо ефект від зниження напруги не враховувати, то одержимо $\beta = 0,64$, тобто тільки за навантаження, яке менше ніж $0,64S_{\text{ном}}$, вигідно переходити на один трансформатор.

Облік статистичних характеристик навантаження істотно змінює результати оптимізації кількості трансформаторів на багатотрансформаторних споживчих підстанціях. Водночас, поряд з обліком всієї електричної мережі суб'єкта енергетики (загальносистемний підхід), комплексно потрібно враховувати всі заходи, вибір яких відбувається паралельно (взаємопов'язаний підхід). Так, під час оптимізації режиму багатотрансформаторної підстанції 6–10 кВ, наприклад, потрібно враховувати оптимальний вибір точок розподілу електричних мереж 6–10 кВ, що виконується з урахуванням електричної мережі більш високого рівня напруги.

При цьому після первісної оптимізації режиму багатотрансформаторної підстанції бажано повторити оптимальний вибір точок розподілу електричної мережі. Таким чином, цей вибір потрібно виконувати в ітераційному процесі – вибір точок розподілу електричної мережі, оптимізацію режиму роботи багатотрансформаторної підстанції, вибір точок розподілу електричної мережі, оптимізацію режиму роботи багатотрансформаторної підстанції. Вибір багатьох заходів зі зниження втрат електроенергії є взаємопов'язаним процесом. Після такого комплексного підходу результати оптимізації вибору режиму роботи багатотрансформаторної підстанції можуть трохи відрізнятися від первинного варіанта.

6.2. Автоматизація управління установками реактивної потужності

На підприємстві експлуатуються прилади компенсації реактивної потужності загальною встановленою потужністю 8 380 квар, у тому числі на стороні 0,4 кВ – 7 690 квар, 39 шт. та 6 кВ – 690 квар, не обладнані системами автоматичного регулювання підключеною потужністю, у результаті чого середній коефіцієнт потужності у системі електрозабезпечення підприємства значно нижче величини, визначеної проектом ($\cos \varphi = 0,975$ на стороні 0,4 кВ з урахуванням компенсації і 0,94 на стороні 6 кВ), і складає, відповідно до знятого підприємством графіка помісячного навантаження у 2006 році, $\cos \varphi = 0,652 \dots 0,999$. Графік навантаження, знятий на лінії живлення експериментального цеху від РУ 0,4 кВ компресорної за добу 14–15 квітня 2006 р., показав, що $\cos \varphi$ навантаження змінюється у межах $\cos \varphi = 0,50 \dots 0,99$. Низьке значення коефіцієнта потужності призводить до втрат електроенергії. Крім цього, як показали результати вимірювань, наявне перекомпенсація, у результаті чого у режимах мінімальних навантажень наявне збільшення напруги від 216,8 до 241,3 В.

Пропонується обладнати прилади компенсації реактивної потужності системою автоматичного регулювання.

Розрахунок річної економії енергії. Зниження втрат електроенергії у електромережах за рахунок збільшення коефіцієнта потужності електроустановок складатиме:

$$E = k(W_{r1} - W_{r2}) = 0,08(4\,070 - 1\,220) = 228 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год},$$

де W_{r1} – споживання реактивної енергії до впровадження пропозиції при середньозваженому $\text{tg} \varphi = 0,77666$ тис. квар;

W_{r2} – споживання реактивної енергії після впровадження пропозиції при середньозваженому $\text{tg} \varphi = 0,23$ тис. квар;

k – економічний еквівалент реактивної потужності, $k = 0,08$ кВт/квар.

Показники споживання електроенергії на підприємстві у 2006 р. наведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2

Показники споживання електроенергії

Показник	Одиниця виміру	Значення показника	
		Факт 2006 р.	Після впровадження
Споживання активної енергії	млн кВт·год	5,309	5,309
Споживання реактивної енергії	млн квар·год	4,07	1,22
Коефіцієнт потужності, tgφ	–	0,7660	0,2309
Величина платні за реактивну потужність	\$ US	9 800	2 940

Після впровадження пропозиції втрати електроенергії в мережах електричної енергії знизяться на 228,0 тис. кВт·год, крім того, зменшиться плата за реактивну потужність на 6 860 \$.

Витрати на введення в експлуатацію. Для забезпечення компенсації реактивної потужності до проектного значення коефіцієнта потужності $\text{tg}\varphi = 0,23$ на підприємстві з урахуванням реального навантаження підприємства необхідно змонтувати системи управління косинусовими конденсаторами загальною потужністю 860 квар. Вартість обладнання та монтажних робіт складає 8,0 тис. дол.

Оцінка простої окупності:

- річна економія витрат – $E_d = 6\,860$ \$/рік;
- витрати на введення в експлуатацію – $Z_{\text{пр}} = 8\,000$ тис. \$;
- проста окупність – $\text{ПС} = Z_{\text{пр}}/E_d$.

6.3. Застосування обладнання для своєчасного відключення (підключення) силових трансформаторів відповідно до рівня навантаження

Застосування обладнання для своєчасного відключення/підключення силових трансформаторів відповідно до рівня навантаження або в разі відключення НПС дозволяє знизити втрати електроенергії.

Для обчислення втрат необхідною є така паспортна інформація:

S_H – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

ΔP_{xx} – втрати холостого ходу за номінальної напруги, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання за номінальної напруги, кВт;

I_{xx} – струм холостого ходу трансформатора, %;

$U_{кз}$ – напруга короткого замикання, %.

Втрати активної потужності $\Delta P'_{тр}$ для двообмоткового трансформатора визначають за формулою

$$\Delta P'_{тр} = \Delta P'_{xx} + \beta^2 \Delta P'_{кз},$$

де $\Delta P'_{xx}$ – приведені втрати потужності неробочого ходу, кВт,

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_e \Delta Q_{xx},$$

k_e – коефіцієнт підвищення втрат, кВт/квар (табл. 6.3) або економічний еквівалент, що визначає втрати активної потужності, яка припадає на передачу 1 квар в цій системі електропостачання;

ΔQ_{xx} – реактивні втрати неробочого ходу трансформатора, квар,
 $\Delta Q_{xx} = S_H (I_{xx} / 100)$;

β – коефіцієнт завантаження, що дорівнює відношенню фактичного навантаження трансформатора S_{ϕ} до номінальної потужності S_H , $\beta = S_{\phi} / S_H$; зазвичай $\beta = k_3$;

$\Delta P'_{кз}$ – приведені втрати потужності короткого замикання, кВт,

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \beta \Delta Q_{кз},$$

$\Delta Q_{кз}$ – реактивні втрати короткого замикання трансформатора, квар, $\Delta Q_{кз} = S_H (U_{кз}/100)$.

За відсутності відомостей щодо схеми електропостачання або, якщо k_e не визначено енергосистемою, його приймають рівним 0,07 кВт/квар для високовольтних (понад 1 000 В) споживачів або 0,125 кВт/квар для низьковольтних (до 1 000 В) споживачів.

Таблиця 6.3

Коефіцієнт підвищення втрат

Характеристика трансформатора та системи електропостачання, що живлять двигун	k_e , кВт/квар	
	у години максимуму енергосистеми (пікові години)	у години мінімуму енергосистеми (нічний мінімум)
Трансформатори, що живляться безпосередньо від шин електростанцій	0,02	0,02
Трансформатори, що живляться від електростанцій на генераторній напрузі	0,07	0,04
Трансформатори 110/35/10 кВ, що живляться від районних мереж	0,1	0,06
Трансформатори 10;6/0,4 кВ, що живляться від районних мереж	0,15	0,1

За наявності відомостей щодо добового графіка навантажень для визначення k_e можна користуватися формулою

$$k_e = \frac{k_{e \max} T_{\max} + k_{e \min} T_{\min}}{T_{\max} + T_{\min}},$$

де $k_{e \max}$, $k_{e \min}$ – значення коефіцієнта підвищення втрат у години максимального та мінімального навантаження енергосистеми (див. табл. 6.3), відн. од.;

T_{\max} , T_{\min} – тривалість роботи електродвигуна в години максимального і мінімального навантаження енергосистеми за робочу добу, год/доба.

Втрати активної електроенергії в трансформаторі (кВт·год) визначають зі співвідношення:

$$\Delta W = \Delta P'_{xx} T_{\Pi} + \beta^2 \Delta P'_{кз} T_p,$$

де T_{Π} – повна кількість годин роботи трансформатора, що для січня, березня, травня, липня, серпня, жовтня та грудня дорівнює 744 год, для квітня, червня, вересня та листопада – 720 год, а для лютого – 672 год (для високосного року – 696 год);

T_p – кількість годин роботи трансформатора під навантаженням, що його приймають для підприємств, які працюють в одну зміну – 200 год, в дві зміни – 450 год, а в три зміни – 700 год на місяць; за наявності інформації щодо фактичної тривалості роботи трансформатора T_{Φ} в залежності приймають

$$T_{\Pi} = T_p = T_{\Phi}.$$

Фактичне навантаження трансформатора S_{Φ} (кВ·А) визначають як

$$S_{\Phi} = \frac{W_a}{T_{\Pi} \cos \varphi_{cp}},$$

де $\cos \varphi_{cp}$ – середньозважений коефіцієнт потужності трансформатора,

$$\cos \varphi_{cp} = W_a / \sqrt{W_a^2 + W_p^2},$$

де W_a^2 , W_p^2 – фактичні обсяги споживання активної (кВт·год) та реактивної (квар·год) енергії впродовж часу T_{Π} (за інформацією з лічильників, встановлених на ввіді до трансформатора).

Економічний режим роботи трансформаторів визначає кількість одночасно працюючих трансформаторів, за якої буде забезпечено мінімальне значення втрат електроенергії в них.

За наявності на підстанціях однотипних трансформаторів однакової потужності економічно доцільна кількість одночасно підключених трансформаторів визначається з таких умов:

– у разі збільшення навантаження підключення $(n+1)$ -го трансформатора є економічно доцільним, коли коефіцієнт завантаження працюючих трансформаторів сягає значення

$$\beta \geq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + k_e \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{k3} + k_e \Delta Q_{k3}}};$$

– у разі зменшення навантаження відключення одного трансформатора є економічно доцільним, коли коефіцієнт завантаження працюючих трансформаторів сягає значення:

$$\beta \geq \sqrt{\frac{n-1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + k_e \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{k3} + k_e \Delta Q_{k3}}},$$

де n – кількість підключених трансформаторів.

6.4. Оцінка потенціалу енергозбереження в освітлювальних установках

Останнім часом у зв'язку зі зростанням цін на енергоносії актуальною стає їхня економія. Першим етапом процесу економії енергії є проведення комплексного енергетичного обстеження об'єкта (енергоаудит) і розробка на його основі економічно доцільних заходів щодо економії енергії. Ці заходи розробляються для кожного окремого типу споживача енергії: опалення, технологія, освітлення, вентиляція й т. ін. Спочатку проводиться аналіз стану систем енергоспоживання, а потім – розрахунок економії енергії за визначеними методиками.

Система освітлення є вагомим споживачем електроенергії, особливо в адміністративних будівлях (до 80 %). Тому застосування пропонуваної методики здобуває велике значення при енергоаудиті.

Для аналізу стану системи освітлення обстежуваного об'єкта необхідно зібрати таку інформацію:

- тип і кількість існуючих світильників;
- тип, кількість і потужність використовуваних ламп;

- режим роботи системи штучного освітлення;
- характеристики поверхонь приміщень (коефіцієнти відбиття);
- рік установки світильників;
- періодичність чищення світильників;
- фактичний і нормований рівень освітленості;
- значення напруги електромережі освітлення на початку й наприкінці вимірювань освітленості;
- розміри приміщення;
- середній фактичний термін служби ламп;
- фактичне й нормоване значення коефіцієнта природної освітленості.

Потім виконується розрахунок показників енергоспоживання на підставі перерахованих вище даних, отриманих у результаті інструментального обстеження об'єкта.

Установлена потужність, Вт:

$$P_i = P_{\text{л}} K_{\text{пра}} N_i,$$

де P_i – потужність освітлювальної установки i -го приміщення в обстежуваному об'єкті;

$K_{\text{пра}}$ – потужність лампи;

$P_{\text{л}}$ – коефіцієнт втрат у пускорегулюючій апаратурі освітлювальних приладів;

N_i – кількість однотипних ламп в освітлювальній установці i -го приміщення.

Річне й питоме енергоспоживання, кВт·год:

$$W_{\text{рі}} = P_i T_{\text{рі}} K_{\text{ві}},$$

де $W_{\text{рі}}$ – сумарне річне споживання електроенергії i -го приміщення;

$T_{\text{рі}}$ – річне число годин роботи системи i -го приміщення;

$K_{\text{ві}}$ – коефіцієнт використання встановленої електричної потужності в ОУ i -го приміщення.

$$\omega_{\text{р}} = W_{\text{рі}} / S_i,$$

де ω_p – річне питоми споживання електроенергії, кВт·год/м²;

S_i – площа i -го приміщення в досліджуваному об'єкті.

Питомі показники енергоспоживання або встановленої потужності (Вт/м²) дозволяють на основі норм приблизно ($\pm 20\%$) оцінити загальний потенціал економії енергії. Для більш точної оцінки по кожному заходу необхідно виконати розрахунок економії електроенергії за нижченаведеною методикою.

Спочатку необхідно визначити фактичне середнє значення освітленості з урахуванням відхилення напруги в мережі від номінальної. Для обліку відхилення фактичної освітленості від нормативних значень визначаємо коефіцієнт приведення:

$$k_{pi} = E_{\phi i} / E_{ni},$$

де k_{pi} – коефіцієнти приведення освітленості i -го приміщення;

$E_{\phi i}$ – фактичне значення освітленості в i -му приміщенні;

E_{ni} – нормоване значення освітленості в i -му приміщенні.

Потенціал річної економії електроенергії, кВт·год/рік, в ОУ обстежуваного приміщення розраховується за формулою

$$\Delta W_i = k_{pi} \sum_k \Delta W_i^k,$$

де ΔW_i^k – потенціал економії електроенергії, кВт·год/рік, для i -го приміщення й k -го заходу.

До основних заходів належать:

1. Перехід на інший тип джерела світла з більш високою світло-віддачею (лм/вт). Економія електроенергії, кВт·год/рік, в результаті цього заходу визначається за формулою

$$\Delta W_i = W_{pi} (1 - k_{джи} k_{зпи}),$$

де $k_{джи}$ – коефіцієнт ефективності заміни типу джерела світла,

$k_{джи} = \eta / \eta_N$ (η – світловіддача існуючого джерела світла, лм/Вт; η_N – світловіддача пропонованого до установки джерела світла, лм/Вт);

$k_{зпi}$ – коефіцієнт запасу, що враховує зниження світлового потоку лампи протягом терміну служби (при заміні ламп із близьким за значенням $k_{зп}$, але з різною ефективністю $k_{зп}$ виключається або коригується, крім випадку, коли обстеження проводилося після групової заміни джерел світла).

2. Підвищення ККД існуючих освітлювальних приладів внаслідок їхнього чищення. Економія електроенергії в результаті цього заходу визначається за формулою

$$\Delta W_i = W_{pi} k_{чи},$$

де $k_{чи}$ – коефіцієнт ефективності чищення світильників.

$$k_{чи} = 1 - (\gamma_c + \beta_c e^{-t/t_c}),$$

де γ_c, β_c, t_c – постійні для заданих умов експлуатації світильників;
 t – тривалість експлуатації світильників між двома найближчими чищеннями.

3. Підвищення ефективності використання відбиття світла. Збільшення коефіцієнтів відбиття поверхонь приміщень на 20 % і більше (фарбування в більш світлі тони, побілка, мийка) дозволяє заощаджувати 5–15 % електроенергії внаслідок збільшення рівня освітленості від природного й штучного освітлення. Ефективність цього заходу залежить від багатьох факторів: розмір приміщення, коефіцієнти відбиття поверхонь приміщення, розташування світлопрорізів, коефіцієнт природної освітленості (КЕО), режим роботи людей у приміщенні, світлорозподіл й розташування світильників. Тому більш точне значення економії електроенергії можна одержати на підставі світлотехнічного розрахунку методом коефіцієнта використання.

4. Підвищення ефективності використання електроенергії при автоматизації керування освітленням.

Ефективність цього заходу є багатофакторною, методика розрахунку економії електроенергії складна для використання при енергообстеженні, але може бути рекомендована, якщо є потреба у точній оцінці.

На підставі досвіду впровадження систем автоматизації економію, кВт·год/рік, від цього заходу можна визначити за такою формулою:

$$\Delta W_i = W_{pi} (k_{eai} - 1),$$

де k_{eai} – коефіцієнт ефективності автоматизації керування освітленням, що залежить від рівня складності системи керування.

Для підприємств і організацій зі звичайним режимом роботи (1 зміна) значення k_{eai} становить:

- контроль рівня освітленості й автоматичне включення й відключення системи освітлення при критичному значенні E 1,00...1,15
- зонне керування освітленням (включення й відключення освітлення дискретно, залежно від зонного розподілу природної освітленості)..... 1,20...1,25
- плавне керування потужністю й світловим потоком світильників залежно від розподілу природної освітленості 1,30...1,40

5. Установка енергоефективної пускорегулювальної апаратури.

$$\Delta W_i = W_{pi} \left(1 - \frac{K_{праi}^N}{K_{праi}} \right),$$

де $K_{праi}^N$ – коефіцієнт втрат у встановлюваних ПРА;

$K_{праi}$ – коефіцієнт втрат у ПРА існуючих світильників системи освітлення i -го приміщення.

6. Заміна світильників є найбільш ефективним комплексним заходом, тому що містить у собі заміну ламп, підвищення ККД світильника, оптимізацію світлорозподілу світильника і його розташування. Для точної оцінки економії електроенергії необхідно робити світлотехнічний розрахунок освітленості для передбачуваних до установки світильників методом коефіцієнта використання або точковим методом. За розрахунковим значенням установленної потужності (зі світлотехнічного розрахунку) економія електроенергії, кВт·год/рік, визначається за формулою

$$\Delta W_i = W_{pi} - P_i T_{pi},$$

де P_i – установлена потужність після заміни світильників;

T_{pi} – річна кількість годин роботи системи штучного освітлення i -го приміщення.

При спрощеній оцінці (при заміні світильників на аналогічні за світлорозподілом і розташуванням) розрахунок виконується за такою формулою:

$$\Delta W_i = W_{pi} \left(1 - k_{джи} \cdot k_{зпi} \cdot k_{чи} \cdot k_{сви} \frac{K_{праi}^N}{K_{праi}} \right),$$

де $k_{сви}$ – коефіцієнт, що враховує підвищення ККД світильника, кВт·год/рік,

$$k_{сви} = q_i / q_v ,$$

де q_i – паспортний ККД існуючих світильників;

q_v – паспортний ККД передбачуваних до установлення світильників.

Розрахунок економії електроенергії при заміні світильників ураховує заходи № 1, 2, 5, тому їх варто виключати при розрахунку загальної економії електроенергії в i -му приміщенні. У випадку великої кількості однотипних приміщень в обстежуваному будинку зі схожими за параметрами, станом, і заходами ОУ розрахунок виконується за допомогою питомих показників економії електроенергії.

$$\Delta W_{пит}^j = \Delta W_i^j / S_i^j ,$$

де $\Delta W_{пит}^j$ – питома економія електроенергії для j -го типу приміщення, кВт·год/рік;

ΔW_i^j – розрахункова економія електроенергії для i -го приміщення;

S_i^j – площа i -го приміщення.

За наведеною вище методикою співробітниками НГТУ зроблений розрахунок економії електроенергії на об'єктах, де проводився енергоаудит. У середньому економічно реальний потенціал економії електроенергії в системах освітлення склав 15–20 %.

Приклад. Адміністративна будівля 1986 року побудови; система освітлення фінансового відділу виконана світильниками типу ЛПО 02 2×40 із ККД = 52 %; використовуються лампи типу ЛБ 40 з $\eta = 75$ лм/Вт; режим роботи – 1 зміна (з 8-ї до 17-ї години); кількість світильників 15 штук; розміри приміщення 5×15×3 метри; середньозважений коефіцієнт відбиття поверхонь приміщення $\rho = 0,3$; нормована освітленість 300 лк; фактична освітленість 250 лк; кількість годин роботи штучного освітлення на рік $T_p = 1300$ годин; напруга мережі під час вимірів $U_c = 220$ В; коефіцієнт природної освітленості відповідає нормі, коефіцієнт використання 0,92; на момент вимірювань пройшло 360 днів від дня останнього чищення.

Розрахунок:

1. Установлена потужність:

$$P = P_{\text{л}} K_{\text{пра}} N = 40 \cdot 1,2 \cdot 30 = 1440 \text{ Вт.}$$

2. Річне енергоспоживання:

$$W_p = P T_p K_v = 1440 \cdot 1300 \cdot 0,92 = 1872 \text{ кВт·год/рік.}$$

3. Економія за рахунок переходу на люмінесцентні лампи зниженої потужності типу TL-D 36/84 з $\eta_N = 93$ лм/Вт.

$$\Delta W^1 = W_p (1 - k_{\text{дж}}) = 1872 (1 - 0,81) = 356 \text{ кВт·год/рік.}$$

4. Економія за рахунок чищення світильників

$$k_{\text{чи}} = 1 - (\gamma_c + \beta_c e^{-(t/t_c)}) = 1 - (0,95 + 0,02) = 0,03;$$

$$\Delta W^2 = W_p k_{\text{чи}} = 1872 \cdot 0,03 = 56 \text{ кВт·год/рік.}$$

5. Економія енергії при підвищенні коефіцієнта відбиття поверхонь приміщення до $\rho = 0,5$ (фарбування, побілка) складе 10 % або $\Delta W^3 = 187$ кВт·год/рік.

6. Економія енергії в результаті впровадження системи автоматичного включення й відключення освітлення:

$$\Delta W^4 = W_p (k_{\text{са}} - 1) = 1872 \cdot (1,1 - 1) = 187 \text{ кВт}\cdot\text{год /рік.}$$

Економія енергії внаслідок установлення електронних ПРА:

$$K_{\text{пра}}^N = 1,1,$$

$$\Delta W^5 = W_p \left(1 - \frac{K_{\text{пра}}^N}{K_{\text{пра}}} \right) = 1872 (1 - 0,92) = 150 \text{ кВт}\cdot\text{год /рік.}$$

8. Економія за рахунок установлення нових світильників з вищим ККД = 75 %, але з аналогічним світлорозподілом:

$$\Delta W^6 = W_p (1 - k_{\text{дж}}) = 1872 \left(1 - \frac{0,52}{0,75} \right) = 580 \text{ кВт}\cdot\text{год /рік.}$$

9. Загальний резерв економії енергії складе:

$$\Delta W = \frac{250}{300} 1516 = 1263 \text{ кВт}\cdot\text{год /рік.}$$

6.5. Переведення електропостачання об'єкта на вищий рівень напруги

У разі переведення системи електропостачання об'єкта на вищий рівень напруги буде знижено:

- втрати в мережах живлення;
- переріз і вартість кабельно-провідникової продукції.

Інколи при цьому вдається перейти на інший, дешевший тариф (наприклад, з 2-го на 1-й клас).

Під час розрахунків втрат в електромережах $\Delta W_{\text{ем}}$ (кВт·год) допускається використання залежності для однофазної установки:

$$W_{\text{ем}} = \frac{2(P_{\text{ср}}/\cos\varphi)^2}{U^2} K_{\text{нер}}^2 R t$$

та для трифазної системи

$$\Delta W_{\text{ем}} = \frac{2(P_{\text{ср}}/\cos\varphi)^2}{U^2} K_{\text{нер}}^2 R t,$$

де $P_{\text{ср}}$ – середня фактична активна потужність мережі впродовж часу t ; $P_{\text{ср}} = W_{\text{а}}/t$ ($W_{\text{а}}$ – показання лічильника активної електроенергії за період часу t , кВт·год);

$\cos\varphi$ – середньозважений за період часу t коефіцієнт завантаження;

U – напруга на початку мережі, кВ;

$K_{\text{нер}}$ – коефіцієнт нерівномірності навантаження; приймають $K_{\text{нер}} = 1,05 \dots 1,10$;

R – опір одного провода або лінії кабеля, Ом;

t – час роботи електроустановки.

Аналіз залежності (6.5) показує, що збільшення напруги на величину ΔU^* впродовж часу ΔT приводить до зменшення на ΔW втрат у мережі живлення (якщо не змінено параметри мережі живлення):

$$\Delta W = N_{\text{факт}} \left\{ 1 - \left[\frac{1}{(1 + \Delta U^*)} \right]^2 \right\} \Delta T.$$

Опір провідника R визначають за формулою

$$R = (\rho l)/S,$$

де ρ – питомий опір матеріалу, з якого виготовлено провідник;

l – довжина провідника;

S – переріз провідника.

Відповідно до закону Ома струм I дорівнює $I = U/R$.

Таким чином, збільшення напруги мережі живлення зумовлює відповідне зменшення перерізу та вартості провідника.

Економічний ефект ΔB від переведення системи електропостачання на вищу напругу обчислюють за формулою

$$DB = B_{\text{м.н}} - B_{\text{в.н}},$$

де $B_{\text{м.н}}$ – витрати на придбання, монтаж та грошовий еквівалент втрат у мережі з нижчим ступенем напруги впродовж періоду експлуатації мережі або провідника (кабеля);

$B_{\text{в.н}}$ – те саме з вищим ступенем напруги.

витрати B на придбання, монтаж та грошовий еквівалент втрат у мережі з високою або низькою напругою впродовж періоду експлуатації n (років) мережі або провідника (кабеля) визначають за допомогою рівності:

$$B = B_{\text{пм}} + B_{\text{експ}} + \frac{B_{\text{експ}}}{1+i} + \frac{B_{\text{експ}}}{(1+i)^2} + \dots + \frac{B_{\text{експ}}}{(1+i)^n},$$

де $B_{\text{пм}}$ – витрати на придбання та монтаж обладнання мережі живлення (трансформатори, провідники та кабелі, комутаційна апаратура та автоматика), грн;

$B_{\text{експ}}$ – витрати на експлуатацію (ремонт, обслуговування, втрати в мережі живлення), грн;

i – середньозважена вартість капіталу, залученого для реалізації мережі живлення, або фактична (планова) рентабельність підприємства, відн. од.

6.6. Регулювання рівнів напруг на шинах ТП

Основними шляхами зниження втрат електроенергії є:

1) раціональна побудова системи електропостачання при її реконструкції, що включає застосування раціональних:

- напруг;
- потужності й кількості трансформаторів на тягових підстанціях (ТП);

- загального числа трансформацій;
 - місця розміщення ТП;
 - схеми електропостачання;
 - компенсації реактивної потужності й ін.;
- 2) зниження втрат електроенергії в діючих системах електропостачання, що включає в себе:
- обмеження холостого ходу електроприймачів;
 - модернізацію існуючого й застосування нового, більш економічного й надійного технологічного й електричного встаткування;
 - підвищення якості електроенергії;
 - застосування економічно доцільного режиму роботи силових трансформаторів;
 - заміну асинхронних електродвигунів на синхронні, де це можливо;
 - автоматичне керування освітленням протягом доби;
 - застосування раціональних способів регулювання режимів роботи насосних і вентиляційних установок та ін.;
- 3) нормування електроспоживання, розробка науково обґрунтованих норм питомих витрат електроенергії на одиницю продукції; нормування електроспоживання припускає наявність систем обліку й контролю витрати електроенергії;
- 4) складання електробалансів, які здійснюються із окремих енергоємних агрегатів і установок;
- 5) організаційно-технічні заходи, які розробляються конкретно на кожному залізничному підприємстві з урахуванням його специфіки.
- Різниця напруг на шинах тягових підстанцій призводить до появи зрівняльних струмів, що негативно впливає на електрифіковану ділянку в цілому. Регулюванням напруги можна зменшити зрівняльні струми, що у свою чергу приведе до зменшення додаткових втрат енергії.
- Для оптимізації режиму системи тягового електропостачання за напругою використовуються регулюючі й компенсуючі пристрої на тягових підстанціях змінного і постійного струму, що забезпечують нормалізацію рівня напруги на тягових підстанціях і в тяговій мережі на струмоприймачах ЕРС, компенсацію реактивної потужності, зниження вищих гармонійних складових струму й напруги, симетрування режиму й зниження втрат потужності.

- Для системи електропостачання змінного струму застосовуються:
- трансформатори (автотрансформатори) з регулюванням напруги (з РПН і ПБВ);
 - установки поперечної і повздовжньої компенсації, у тому числі регульовані;
 - пристрої фільтрації і компенсації реактивної потужності для контактної мережі змінного струму (ФКП);
 - реактори на районній обмотці трансформаторів тягової підстанції для компенсації зарядної потужності ЛЕП.

Для зниження втрат напруги і потужності підсилюють тягові підстанції і контактні мережі збільшенням потужності трансформаторів, збільшенням перерізу проводів, включенням постів секціонування й пунктів паралельного живлення і так далі.

Для системи електропостачання постійного струму застосовуються:

- трансформатори з регулюванням напруги (з РПН і ПБВ) і трансформатори з безконтактним регулюванням;
- вольтододаткові пристрої (ВДП);
- пункти підвищення напруги постійного струму;
- установки поперечної компенсації ємності на шинах 10 кВ;
- пристрої фільтрації і компенсації реактивної потужності на стороні змінного струму (ФКП);
- підсилення тягових підстанцій і контактної мережі.

Режими напруги вибирають залежно від характеру підключених до мережі споживачів і їхньої віддаленості від центру живлення. Напруга мережі постійно змінюється разом зі зміною навантаження, режимом роботи джерела живлення, опору електричних кіл. Відхилення напруги не завжди перебувають в інтервалах допустимих значень. Причинами цього є:

- а) втрати напруги від струмів навантаження, що проходять по елементах мережі;
- б) неправильний вибір перерізів струмоведучих елементів і потужності силових трансформаторів;
- в) неправильна побудова схем мереж.

Усі споживачі проектуються на роботу при номінальній напрузі. При відхиленні фактичної напруги від її номінальної величини виникають небажані явища, зокрема недовипуск продукції або її брак; передчасний знос електроустаткування, тому виникає необхідність

забезпечення необхідного режиму напруги. Для цього використовуються такі способи:

- зміна режиму або регулювання напруги на шинах підстанції;
- зміна опорів елементів мережі;
- зміна величини реактивної потужності мережі;
- зміна коефіцієнтів трансформаторів.

Регулюванням напруги називають процес зміни рівнів напруги в характерних точках електричної системи за допомогою спеціальних технічних засобів. Історично розвиток методів і способів регулювання напруги і реактивної потужності походив від нижчих ієрархічних рівнів управління енергосистемами до вищих. Зокрема, почали використовувати регулювання напруги в розподільних мережах, де зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів живильних підстанцій підтримувалася напруга у споживачів при зміні режиму їх роботи. Регулювання напруги також застосовується безпосередньо біля споживачів і на енергооб'єктах (електростанціях, підстанціях) і може бути централізованим або локальним. Централізоване регулювання напруги проводиться у вузлах електричних мереж і використовується при живленні великої кількості споживачів (велике підприємство, місто). У такому регулюванні можна виділити три підходи: стабілізація напруги, двоступеневе регулювання напруги й зустрічне регулювання напруги.

Класифікація основних методів регулювання напруги наведена на рис. 6.1.

Основним засобом регулювання напруги в електричних мережах є трансформатори підстанцій, оскільки вони можуть узгодити вимоги до напруги близьких і віддалених споживачів. Трансформатори можуть бути під'єднані в різних пунктах електричних мереж, у яких режим напруги заздалегідь, як правило, невідомий і, крім того, може змінюватися в процесі експлуатації мережі. Тому трансформатори мають, крім основних, ще й додаткові регулювальні відгалуження. Змінюючи ці відгалуження, можна дещо змінити коефіцієнт трансформації (у межах 10–20 %).

За конструктивним виконанням розрізняють трансформатори двох типів:

1) з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження, тобто з відключенням від мережі (скорочено – трансформатори з ПБВ);

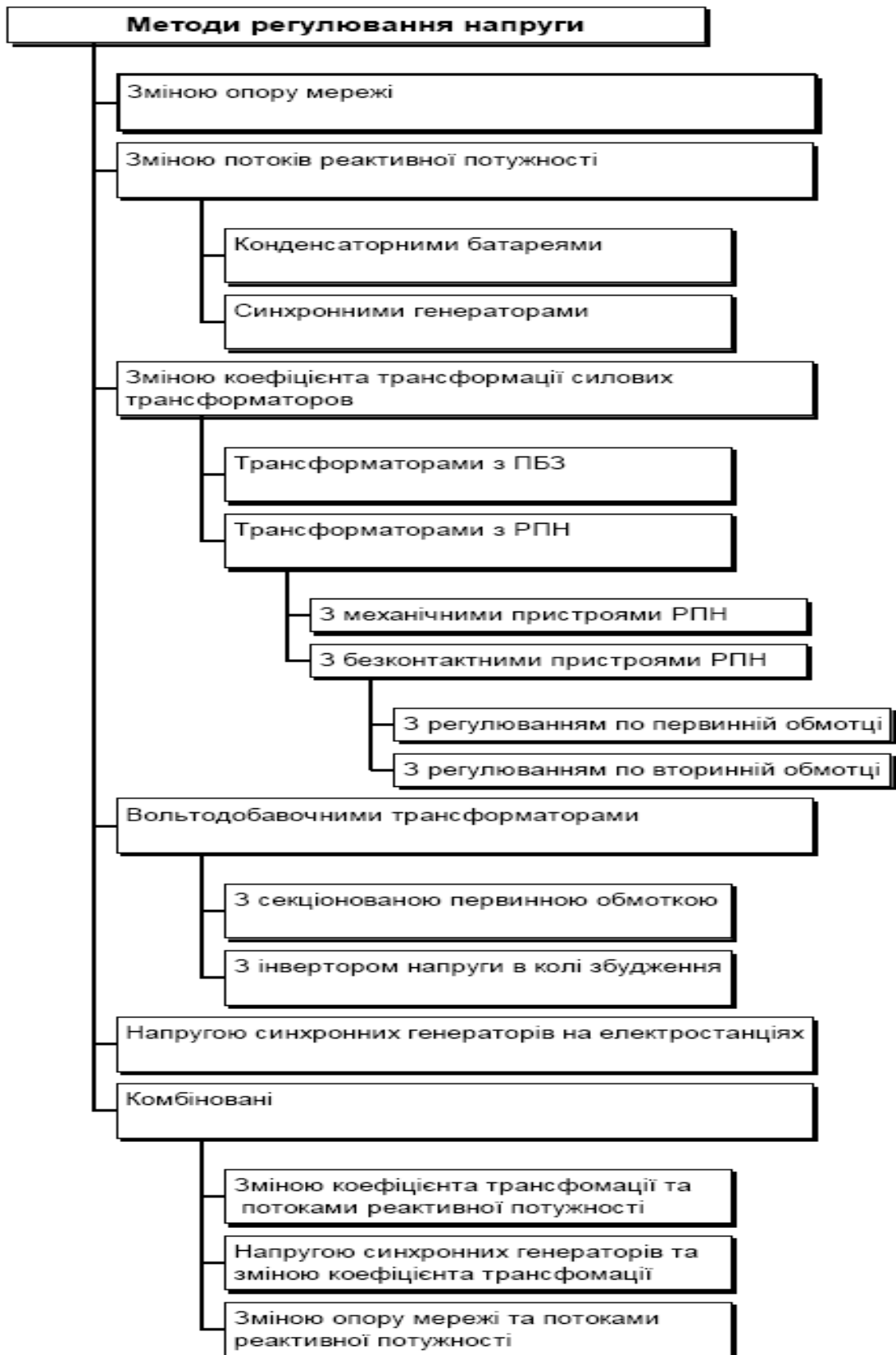


Рис. 6.1. Методи регулювання напруги

2) з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (скорочено – трансформатори з РПН).

Як правило, регулювальні відгалуження виконуються на боці високої напруги ВН трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому спрощується перемикальний пристрій.

Усі існуючі способи керування режимом напруги в системі тягового електропостачання можуть бути розділені на три групи:

1) місцеве керування, коли керуючі сигнали виробляються на основі інформації, одержуваної в місці керування;

2) зонне керування, коли використовують як вихідну інформацію навантаження й напругу даної підстанції й двох сусідніх (праворуч і ліворуч), а також напруги в одній або декількох точках тягової мережі на прилеглих міжпідстанційних зонах;

3) централізоване керування, коли вихідна інформація надходить з багатьох точок ділянки по системі телевимірювання, а керування здійснюється по команді від спеціального пристрою, що визначає завдання місцевих регулюючих пристроїв для досягнення загального оптимуму.

Місцеве управління не забезпечує стабілізації напруги на струмоприймачі електровоза на оптимальному рівні навіть для ділянок без рекуперації, оскільки кількість потягів і споживані ними струми безперервно змінюються. Зонне управління частково враховує поїзну ситуацію, що склалася, проте при цьому способі регулювання не досягається загальний оптимум на ділянці й великі втрати від зрівняльних струмів.

Найбільш перспективним є централізоване управління, проте практично недоцільно його здійснювати за допомогою ЕОМ, оскільки вона не може виконувати функцію слідкувальної системи. Тому централізоване управління здійснюється двома етапами. На першому етапі на ЕОМ аналізуються всі можливі режими роботи системи для конкретної ділянки й визначається необхідна оптимальна напруга на струмоприймачі електровоза. На другому етапі створюється система телеавтоматичного регулювання напруги в контактній мережі (СТАРНК), яка забезпечує задану оптимальну напругу.

Для стабілізації й регулювання напруги на шинах тягових підстанцій і в окремих точках тягової мережі ділянок, електрифікованих на постійному струмі, розроблені пристрої для перемикання відгалужень обмоток знижувальних трансформаторів під

навантаженням (РПН), перетворювальні трансформатори із ступеневим і безконтактним регулюванням, комплектний випрямний агрегат ПВЭР з безконтактним регулюванням напруги і регульовані вольто-додаткові пристрої (ВДП). Крім того, напругу в тяговій мережі можуть підвищувати електровози в режимі рекуперації.

Пристроями РПН обладнані всі знижувальні трансформатори типів ТДТНГ-15(20) МВА. На деяких тягових підстанціях ці пристрої використовують для дистанційного перемикання відгалужень обмоток трансформаторів (автоматичне регулювання напруги на шинах тягових підстанцій АРПН). При цьому напруга на шинах підтримується в діапазоні 3 475...3 625 В. Перетворювальні трансформатори ТМРН-15000/10, ТДРУНГ-20000/110, ТДЦТРУН-25000/110 мають ступеневе регулювання; ТДРУ-20000/35 (ТДПУ-20000/10) – безконтактне регулювання за допомогою дросельного моста. Діапазон регулювання напруги прийнятий 18–20 % від мінімальної напруги холостого ходу. На сьогодні розпочате застосування тиристорних перетворювачів, що складаються з двох по черзі керованих мостів, зашунтованих діодами і включених у відсмоктувальний фідер підстанції (ШАУН).

Випрямний агрегат типу ПВЭР складається з перетворювача (2УТМРУ-6300/35 і напівпровідниковий випрямляч) і приставки (трансформатор типу ТМЛ-3200/10, шафа з тиристорами і шафа управління), яка забезпечує безконтактне регулювання напруги в межах 3 200...4 000 В.

Регульовані вольтододаткові пристрої також призначені для підвищення й регулювання напруги як на шинах тягових підстанцій, так і в окремих точках тягової мережі. У останньому випадку вони доповнюються підстанціями невеликої потужності, що живляться від ліній електропередачі 10 кВ.

Для регулювання напруги на шинах тягових підстанцій і, особливо, в окремих точках тягової мережі ділянок, електрифікованих на змінному струмі, застосовуються пристрої поперечної та поздовжньої ємнісної компенсації.

Основне призначення установок поперечної ємнісної компенсації – компенсувати реактивну потужність тягового навантаження. Розташовуватися вони можуть на тягових підстанціях, в будь-якій точці тягової мережі, а також на електровозі.

Основне призначення установок повздовжньої ємнісної компенсації – підвищувати й стабілізувати напругу в тяговій мережі в умовах безперервної зміни тягового навантаження. Вони автоматично підтримують будь-яку задану напругу незалежно від величини тягового навантаження й одночасно симетрують напругу та частково компенсують реактивну потужність.

У зв'язку з коливанням тягового навантаження та напруги на підставі технічних міркувань раціональніше застосовувати регульовані пристрої компенсації реактивної потужності, які можуть бути одноступеневими (коли включається чи відключається пристрій в цілому) чи багатоступеневими. Потужність таких пристроїв залежно від контрольованих параметрів (коефіцієнт потужності, напруга, несиметрія і т. ін.) регулюється включенням або відключенням ступенів (або секцій).

На сьогоднішній день в тягових системах змінного струму розпочате застосування регульованих фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП), які усувають усі зворотні негативні впливи споживачів на тягову мережу. До цих впливів належить:

- споживання реактивної енергії;
- спотворення кривої напруги під впливом вищих гармонійних складових струму;
- спад та коливання напруги;
- несиметрія навантаження.

Таким чином, найбільш раціональним є обмеження всіх цих негативних явищ за допомогою лише одного пристрою.

Принцип дії ФКП базується на декомпенсації реактивного струму ємнісного характеру, який виникає в конденсаторах, які встановлені в фільтрах вищих гармонік (рис. 6.2). Це досягається шляхом підбору необхідної величини індуктивності.

Як бачимо на рис. 6.2, фільтри, які створюються комбінацією конденсатора й фільтраційного дроселя (реактора), служать резонансними ланцюгами, які фільтрують небажані вищі гармонічні частоти і одночасно пропускають у мережу постійний ємнісний струм. Це обладнання прийшло на заміну синхронним компенсаторам, які припинили задовольняти потреби через свою повільну дію.

Це обладнання забезпечує:

- компенсацію індуктивної реактивної потужності електричних пристроїв за допомогою використання статичних конденсаторів для підвищення $\cos \varphi$ до нормативного значення;
- декомпенсацію ємнісної реактивної потужності навантаження і ФКП з метою зменшення генерації електроустановкою споживача енергії ємнісного характеру в мережу;
- поступове й швидке управління реактивною потужністю;
- фільтрацію вищих гармонійних складових напруги та струму;
- можливість управління кожною фазою окремо, якщо необхідно усунути несиметрію в мережі.

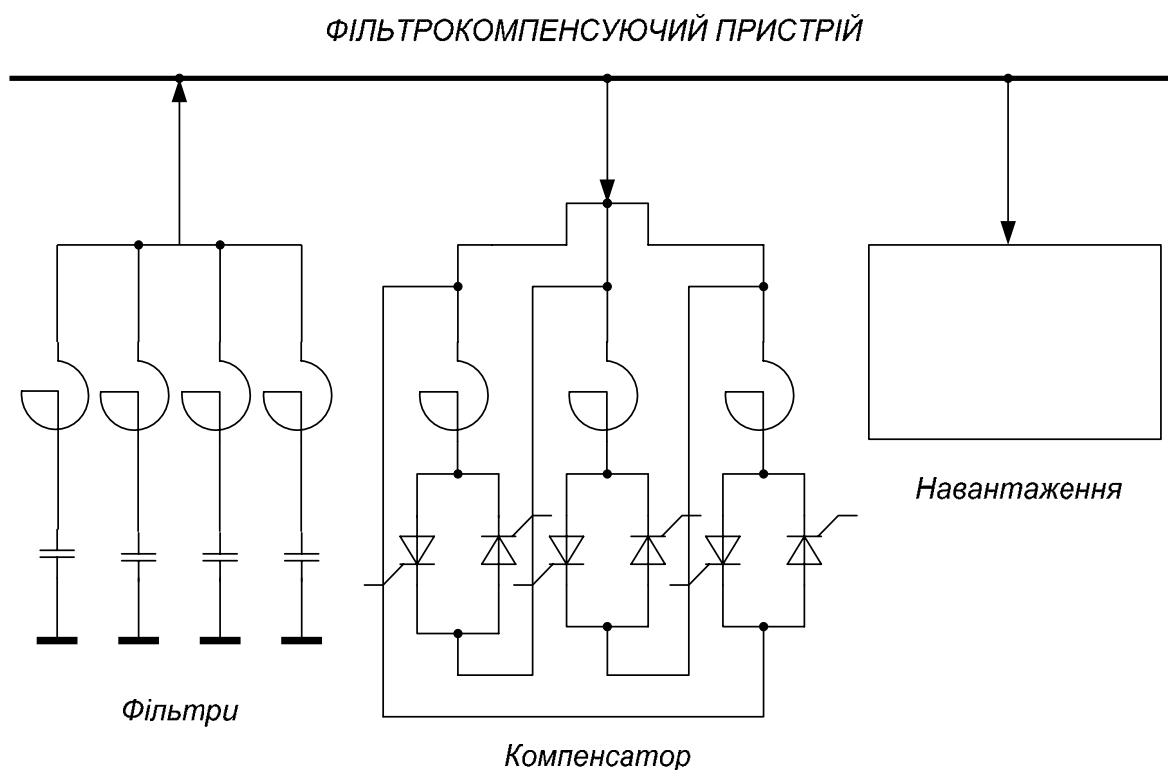


Рис. 6.2. Фільтрокомпенсуючий пристрій

Компенсація реактивної потужності здійснюється на основі додавання зворотніх реактивних струмів, оскільки реактивний струм змінює свою величину і характер під час роботи навантаження, тому необхідно змінювати величину й характер струму компенсаційного пристрою. Більшість устаткування має реактивну потужність індуктивного характеру, тому застосовують такі методи зміни величини

компенсуючого реактивного струму: поступове підключення й відключення конденсаторів та постійне підключення конденсаторів, а у випадку надлишку реактивного струму ємнісного характеру його декомпенсація керованою індуктивністю, яка приєднана до цих конденсаторів.

6.7. Використання на тягових підстанціях постійного струму накопичувачів електроенергії

Одним з перспективних напрямків підвищення ефективності СТЕ є використання на ТП накопичувачів енергії (НЕ). Накопичувачі енергії – реверсивні пристрої, призначені для часткового або повного поділу в часі процесів вироблення й споживання енергії. Накопичувач у цьому випадку буде демпфівальним елементом між зовнішньою й тяговою системами енергопостачання.

Застосування НЕ на тягових підстанціях постійного струму дозволяє комплексно вирішити дві проблеми, пов'язані з економією електроенергії:

- по-перше, НЕ може використатися як приймач надлишкової енергії рекуперації;

- по-друге, НЕ може бути акумулятором енергії, що приймає енергію від системи зовнішнього електропостачання в період спаду тягового навантаження або в період часу з низьким тарифом і передає її в тягову мережу при значному збільшенні тягового навантаження або в період високого тарифу. Цим вирівнюється режим споживання енергії від зовнішньої системи, що приводить до зниження її втрат; а у випадку застосування диференційованих тарифів дозволить знизити оплату за електроенергію.

На рис. 6.3, *а* показане підключення НЕ до тягової мережі, а на рис. 6.3, *б* – схема потоків електричної енергії в СТЕ при застосуванні НЕ.

При включенні К1 і відключенні К2 відбувається подача енергії в НЕ або від рекуперувального електровоза, або із системи зовнішнього електропостачання в період спаду тягового навантаження.

Прийом енергії НЕ закінчується включенням К2 і відключенням К1. Включення КО2 замикає ланцюг котушки НЕ й цим забезпечується режим зберігання енергії в НЕ. У разі потреби передачі енергії з НЕ в тягову мережу поїздам у режимі тяги включається К1 і відключається К2, струм з НЕ надходить у тягову мережу до ЕРС.

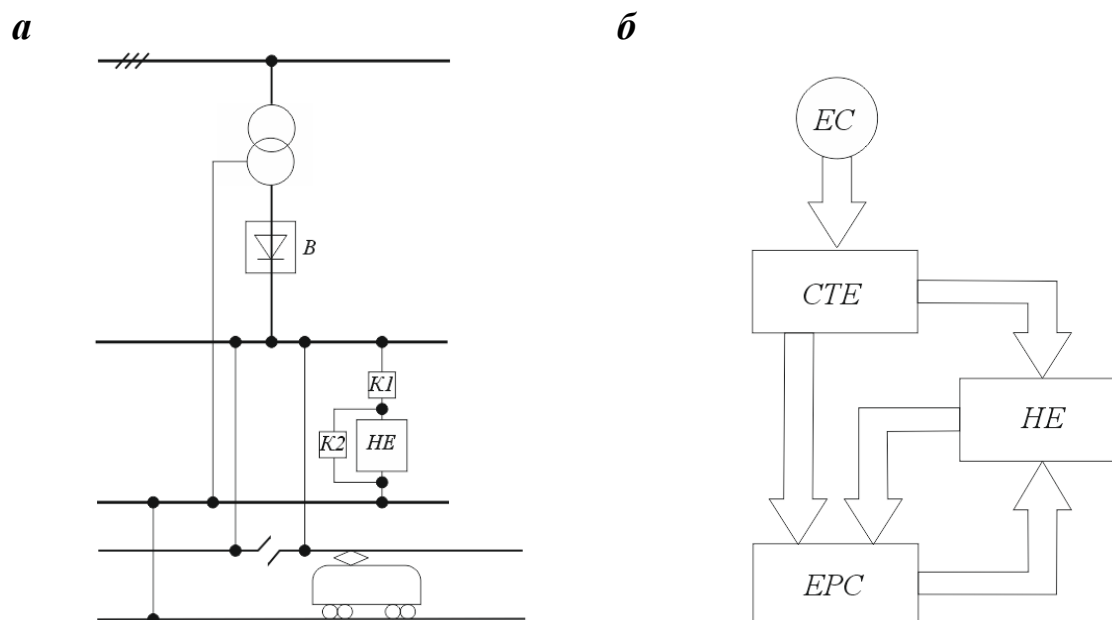


Рис. 6.3. Застосування НЕ на тяговій підстанції:
НЕ – накопичувач енергії; К1, К2 – комутаційні апарати

На рис. 6.3, б схематично показаний обмін енергією між елементами системи електропостачання при участі НЕ.

Таким чином, застосування НЕ в СТЕ дозволить частково або повністю усунути нерівномірності енергоспоживання СТЕ, приймати надлишкову енергію рекуперації, підтримувати на певному рівні потужність тягової підстанції під час експлуатації, зменшити втрати енергії в зовнішній системі електропостачання. Крім цього, нагромадження й зберігання цієї енергії для повторного використання приведе до зменшення первинного енергоспоживання від зовнішньої системи електропостачання, що може привести до зниження встановленої потужності всіх агрегатів ТП.

Вибір типу НЕ й ефективність його роботи в СТЕ залежить від таких факторів:

1. Мети установки (часткове або повне згладжування піків навантаження, прийом енергії рекуперації й т. д.).

2. Місця розташування НЕ:

– у зовнішній системі електропостачання (для підтримки на фіксованому рівні потужності ТП протягом всього часу, незалежно від навантаження);

– на шинах ТП;

– у міжпідстанційній зоні на пості секціонування.

3. Техніко-економічних параметрів НЕ.

Для того щоб накопичувач забезпечував подальше використання енергії, він повинен містити в собі, принаймні, два блоки:

– пристрій керування (ПУ) потоком енергії, що регулює й перетворює (якщо потрібно) енергію одного роду в іншій відповідно до закону зміни потужності;

– акумулюючий елемент (АЕ), що безпосередньо запасає й зберігає енергію.

У СТЕ можливе використання трьох типів НЕ: ємнісний, інерційний, напівпровідниковий індуктивний. Кожний із цих типів має як ряд переваг, так і певний набір недоліків. Розглянемо перераховані вище типи НЕ з метою вибору найбільш раціонального для застосування в СТЕ.

Ємнісні накопичувачі. Ємнісні накопичувачі енергії (ЄНЕ) запасають енергію електричного поля й виконуються на базі конденсаторів. Функціональна схема ЄНЕ представлена на рис. 6.4. Джерело електроживлення (ДЕ) з автоматичним регулятором (АР) утворює зарядний пристрій (ЗП) ЄНЕ. ДЕ може бути як постійного, так і змінного струму у вигляді електромашинних генераторів або статичних пристроїв. При замиканні комутатора зарядного ланцюга К і розімкнутому комутаторі розрядного пристрою (РП) від ДЕ заряджається батарея конденсаторів С.

Енергія електричного поля, що запасається конденсатором, дорівнює:

$$W = (CU^2)/2,$$

де C – ємність конденсатора;

U – різниця потенціалів.

З електричних конденсаторів найбільшу стабільність й найкращі питомі характеристики має удосконалений конденсатор із застосуванням свинцево-олов'яної фольги, у якого питома енергія становить 2,3–2,5 МДж/м³.

Традиційні конденсаторні батареї, як накопичувачі електричної енергії, використовуються тільки в стаціонарних системах через малу величину питомої енергії. Завдяки успіхам конденсаторної технології з'явилася реальна можливість створення накопичувачів енергії на базі конденсаторів підвищеної потужності.

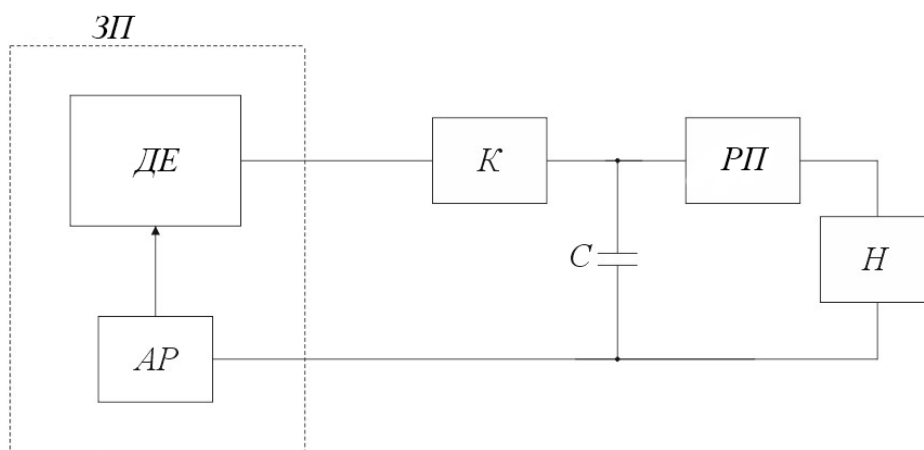


Рис. 6.4. Функціональна схема ємнісного накопичувача енергії

У сучасній техніці батареї конденсаторів із запасеною енергією 0,1–1 МДж звичайне явище. Спроектовані й діють батареї на десятки мегаджоулів. Вартість енергії, що накопичує таким чином, від 0,1 до 0,5 дол/Дж залежно від розміру батареї: чим більше батарея, тим менше питома вартість енергії.

Сьогодні у нас і за кордоном ведуться розробки з проектування й виготовлення ЄНЕ енергоємністю 100 МДж і більше.

ЄНЕ в основному використовують як оперативний резерв, для покриття пікових навантажень, а також як джерела постійного живлення й регуляторів у мережах середньої й низької напруги. Іноді установки малої потужності до 150 кВт застосовують для підтримки постійної напруги в мережі 400 В, але є й такі пристрої, які досягають потужності 17 МВт (фірма BEWA, Берлін).

У Німеччині було запропоновано використати ЄНЕ на гірській залізниці у Вендельштайне (рис. 6.5), електрифікованої на постійному струмі 1,5 кВ.

Як накопичувач була обрана свинцева батарея потужність до 800 кВт, виконана в техніці CSV на 2500 повних циклів заряду-розряду. У випадку, якщо необхідна потужність перевищує абоювану, система з накопичувачем подає енергію в тягову мережу, а при рекуперації по можливості забирає всю повернуту поїздом енергію. Під час стоянки поїздів і в нічні години батарея заряджається. Якщо накопичувач не в змозі надати необхідну потужність, то відповідним чином підвищується її споживання з тягової мережі.

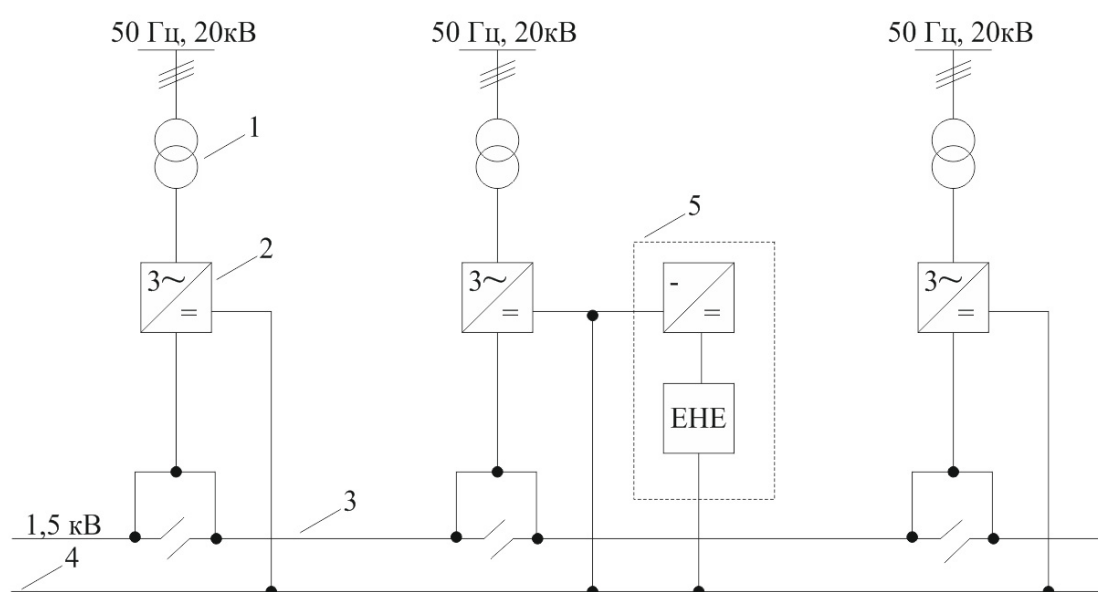


Рис. 6.5. Схема електропостачання залізниці у Вендельштайне:
 1 – трансформатор; 2 – випрямляч; 3 – контактна мережа постійного струму
 напругою 1,5 кВ; 4 – рейка; 5 – система з ЄНЕ

Застосування системи з ЄНЕ дозволило заощаджувати в рік 12,7 тис. нім. марок.

ЄНЕ має високий ККД. При сталій часу саморозряду 100 год сумарний ККД зарядно-розрядного циклу може становити 85–90 %. Термін служби – кілька тисяч циклів зарядки, або не менш 10 років. Крім того, ЄНЕ мають таку перевагу перед іншими типами накопичувачів, як простота конструкції.

До *недоліків ЄНЕ* варто віднести: невеликий час зберігання запасеної енергії; модульний характер конструкції ємнісного накопичувача, що приводить до великої кількості контактних з'єднань, що знижують надійність пристрою в цілому; необхідність зміни полярності батарей на протилежну при перемиканні з режиму заряду в розряд.

Інерційні накопичувачі енергії. Під «інерційним» акумулятором енергії розуміється пристрій, що накопичує її в рухомій (найчастіше обертовій) масі. Структурна схема інерційного накопичувача енергії (ІНЕ) зображена на рис. 6.6.

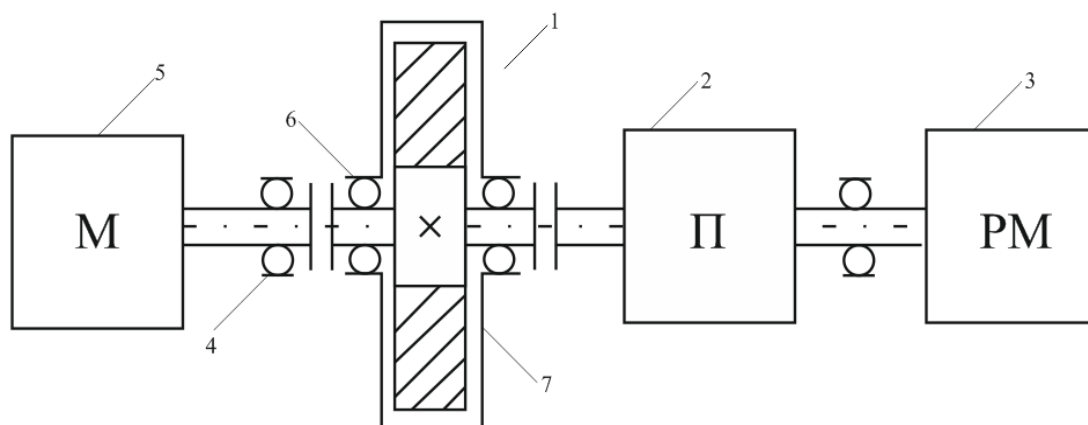


Рис. 6.6. Структурна схема ІНЕ:

1 – маховик; 2 – механічна передача; 3 – робоча машина; 4 – опора;
5 – розгінний двигун; 6 – муфта зчеплення; 7 – кожух

Інерційний акумулятор містить тіло обертання, що має значний момент інерції – маховик, а також систему для підведення й відведення енергії – трансмісію. Маховик розганяють шляхом підключення до джерела енергії, після відключення від якого, накопичена енергія зберігається якийсь час і у разі потреби використовується.

Застосування маховиків для акумуляції енергії не нове. Протягом багатьох років вони використовуються в різних транспортних системах, а також для одержання потужних імпульсів енергії. Прийнято вважати, що через різні технічні умови найбільша кількість енергії, що запасується маховиком, становить не більше 10 МВт·год.

Проекти конструкцій сучасних інерційних накопичувачів базуються на застосуванні анізотропних матеріалів.

З 1981 р. інерційний акумулятор енергоємністю 54 МДж успішно працює на приватній приміській залізниці в Японії, а в 1988 р. там

була змонтована ще одна установка на 30 кВт·год (108 МДж). Енергоємність супермаховика, виготовленого зі скловолокна з епоксидним зв'язуванням, становить приблизно 105 Дж/кг, а густина енергії, що запасається в маховику, приблизно дорівнює 100 Дж/м³.

У Росії також ведуться розробки в цьому напрямку. Відомий проєкт МГУПС з використання в тяговій мережі Малого кільця Московської залізниці (МК МЖД) ІНЕ, що встановлюється на зупинних пунктах (у середині фідерних зон). ІНЕ дозволяє накопичувати енергію що віддається рекуперуючими поїздами перед зупинками (100–200 МДж), і повертати її в тягову мережу при напрузі 3 500–3 300 В для повторного використання при подальших пусках поїздів. Принципова схема ІНЕ показана на рис. 6.7.

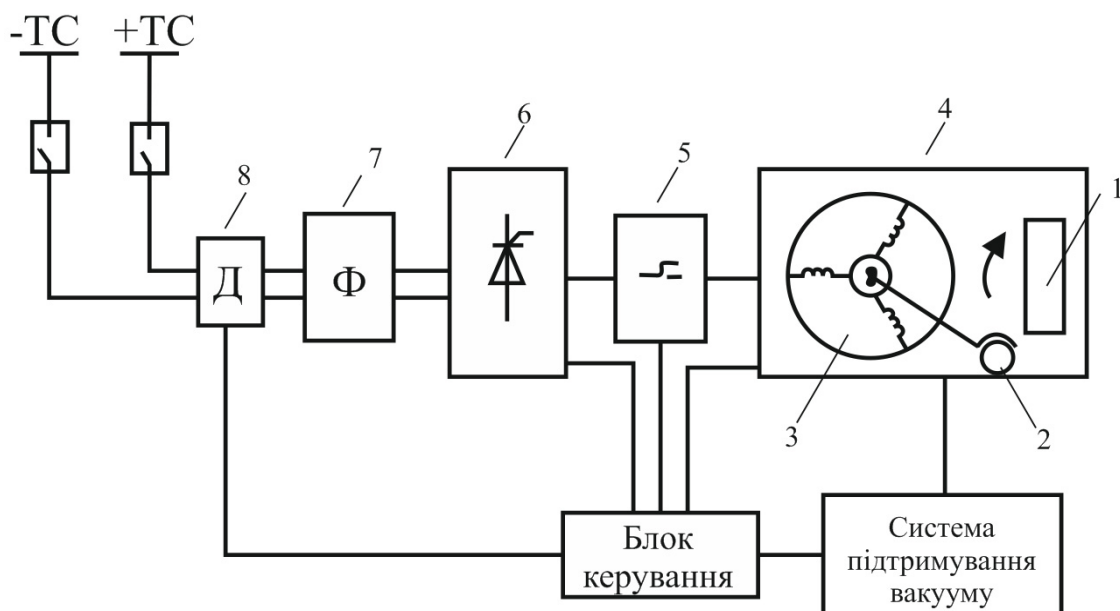


Рис. 6.7. Принципова схема ІНЕ для МК МЖД:

- 1 – маховик; 2 – датчик положення ротора; 3 – мотор-генератор; 4 – вакуумна камера (накопичувальний модуль); 5 – комутаційний модуль обмоток мотор-генератора; 6 – перетворювач; 7 – фільтр; 8 – датчик струму й напруги

Науково-технічним центром «Синтез», НДІЕФА ім. Д. В. Єфремова спеціально для МК МЖД була розроблена конструкція ІНЕ. Його основні характеристики:

Обмінний запас електроенергії..... 150 МДж
 Напруга 3 550–4 000 В
 Максимальний струм заряду-розряду I_{\max} 3 000 А

Тривалість піка заряду-розряду X	15–30 с
Пікова потужність ІНЕ	10 МВт
Вартість	35 7 000 дол.

Відповідно до оцінок, вартість системи акумулювання енергії на супермаховиках становить 40 дол/кВт·год.

Створення великих інерційних накопичувачів супроводжується подальшими *труднощами*: складність підвищення питомої енергоємності маховика; забезпечення безпеки обертових маховиків; необхідність максимального зниження внутрішніх втрат шляхом застосування спеціальних підвісок маховиків.

Час реверсу потужності становить десяті частки секунди.

Індуктивні накопичувачі енергії. В індуктивних накопичувачах енергія акумулюється у вигляді енергії *магнітного поля*. Через велику густину енергії магнітне поле з погляду нагромадження енергії більш краще, ніж електричне. Індуктивний накопичувач являє собою електричну котушку з індуктивністю L , по якій тече струм I , завдяки чому створюється магнітне поле з енергією:

$$W = (LI^2)/2.$$

Проблема тривалого зберігання енергії в індуктивному накопичувачі вирішується при використанні явища надпровідності. Надпровідник, охолоджений до температури нижче критичної (температури переходу з нормального стану в надпровідний), має питомий опір $\rho = 0$. Основу технічних надпровідних матеріалів становлять дві речовини: сплав NbTi і з'єднання Nb₃Sn.

Гранична температура цих надпровідників перебуває в діапазоні від 9 до 15 К. Для підтримки надпровідного стану використовують рідкий гелій, температура кипіння якого 4,2 К (–269 °С). Ведуться роботи з дослідження «високотемпературної» надпровідності, що настає при температурі 78 К, що досягається при використанні рідкого азоту. Великий внесок у ці роботи був зроблений академіком В. Гінзбургом, відзначеним Нобелівською премією з фізики у 2003 р. Саме надпровідний провід має складну композитну структуру: тонкі жили надпровідника з діаметром 1–10 мкм вкраплені в металеву матрицю несучого проводу (мідну, мідно-нікелеву й ін.), що забезпечує

теплову стабілізацію напівпровідних жил і механічну міцність провідника.

Дослідження в області напівпровідних технологій, проведені російськими й закордонними фахівцями, довели можливість застосування напівпровідних технологій в енергетиці.

Явище надпровідності дозволило створити принципово новий пристрій – напівпровідниковий індуктивний накопичувач енергії (СПН), що у своєму складі має: котушку індуктивності (СКІ), виконану зі напівпровідникового матеріалу, комплекс комутуючих пристроїв, схему керування й комплекс устаткування, що забезпечує умови для створення надпровідності.

Котушки індуктивності можуть бути різних конфігурацій: циліндричні, тороїдальні, кільцеві, сферичні. Їхня форма зумовлена умовами й цілями їхнього використання.

Конструкція бака кріостата показана на рис. 6.8. Обмотки накопичувача поміщають у кріостат типу посудини Дьюара. Вакуумні прошки й шар рідкого азоту охороняють обмотку від нагрівання й створюють умови для охолодження вводів.

Обмотка накопичувача

Рідкий гелій (I – 4,2К)

Вакуум

Рідкий азот (– 78К)

Вакуум

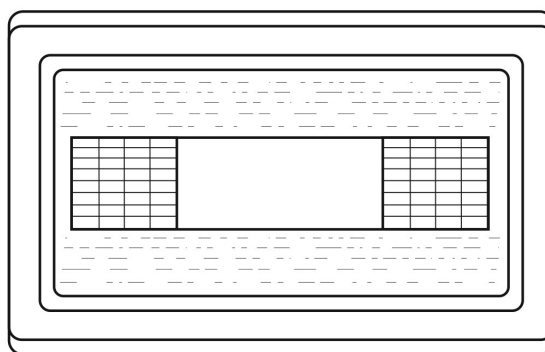


Рис. 6.8. Конструкція бака кріостата

У СРСР перші експериментальні дослідження СПН були здійснені в Інституті високих температур АН СРСР в 1970 р. У цей час у Росії й за кордоном знову відновився інтерес до цієї проблеми.

Як відзначалося раніше, у Німеччині вже є досвід застосування СПН. Він установлений на тяговій підстанції змінного струму Пасинг для вирівнювання навантаження підстанцій. Тягова підстанція Пасинг здійснює електропостачання вузлової станції Мюнхен. На ній

установлені три перетворювачі потужністю по 15 МВА й трансформатор власних потреб на 5 МВА.

Встановлений на підстанції СПІН має такі технічні параметри: номінальна енергія заряду – 300 кВт·г; номінальний струм – 8 250 А; індуктивність – 31,75 Гн; номінальна потужність – 18,8 МВт; робоча температура – 5,5 К. За даними цей НЕ дозволяє вирівнювати коливання навантаження підстанції.

Як відомо, СПІН має високий ККД (понад 95 %), компактність, зумовлену високою густиною. Запасає енергії до 100 МДж/м³ має широкий діапазон часу заряду-розряду (від 10⁻³ до 10⁸ с).

Перераховані переваги СПІН дозволяють розглядати його як перспективний елемент системи електропостачання.

Контрольні запитання та завдання

1. Надати класифікацію заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії.
2. Сформулювати загальносистемний підхід до вибору заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії.
3. У чому полягає ефективність автоматизації управління установками компенсації реактивної потужності?
4. Як визначається коефіцієнт підвищення втрат?
5. Яку інформацію потрібно зібрати для аналізу стану системи освітлення обстежуваного об'єкта?
6. Як підвищити ефективність використання відбиття світла?
7. Які існують підходи до регулювання напруги на шинах тягових підстанцій?
8. Надати класифікацію накопичувачів електроенергії.

Основи енергетичного менеджменту

7.1. Основні принципи та завдання енергозбереження й енергоефективності

Згідно із Законом України «Про енергозбереження» під енергозбереженням розуміють діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), яка спрямована на раціональне використання й економне витрачання первинної та перетвореної енергії й природних енергетичних ресурсів у національному господарстві і яка реалізується з використанням технічних, економічних та правових методів.

Енергозберігаюча політика – це адміністративно-правове і фінансово-економічне регулювання процесів видобування, переробки, транспортування, зберігання, виробництва, розподілу та використання ПЕР із метою їх раціонального використання й економного витрачання.

При цьому під марнотратним витрачанням ПЕР розуміють систематичне, без виробничої потреби, не зумовлене вимогами технічної безпеки недовантаження або використання на холостому ходу електродвигунів, електрочайників та іншого електро- і теплоустаткування; систематичну втрату стисненого повітря, води і тепла, спричинену несправністю арматури, трубопроводів, теплоізоляції трубопроводів, печей та тепловикористовуючого устаткування; недотримання вимог нормативної і проектної документації щодо теплоізоляції споруд та інженерних об'єктів, яке призводить до зниження теплового опору огорожувальних конструкцій, вікон, дверей в опалювальний сезон (вид нераціонального використання паливно-енергетичних ресурсів).

У свою чергу, нераціональне (неефективне) використання ПЕР – прямі втрати ПЕР, їх марнотратне витрачання та використання ПЕР понад показники питомих витрат, визначені системою стандартів, а до введення в дію системи стандартів – нормами питомих витрат палива й енергії.

Основними принципами державної політики у сфері енергозбереження є:

- створення державою економічних і правових умов зацікавленості в енергозбереженні юридичних та фізичних осіб;
- здійснення державного регулювання діяльності у сфері енергозбереження на основі застосування економічних, нормативно-технічних заходів управління;
- пріоритетність вимог енергозбереження при здійсненні господарської, управлінської або іншої діяльності, пов'язаної з видобуванням, переробкою, транспортуванням, зберіганням, виробництвом та використанням ПЕР;
- наукове обґрунтування стандартизації у сфері енергозбереження й нормування використання ПЕР, необхідність дотримання енергетичних стандартів та нормативів при використанні палива й енергії;
- створення енергозберігаючої структури матеріального виробництва на основі комплексного вирішення питань економії та енергозбереження з урахуванням екологічних вимог, широкого впровадження новітніх енергозберігаючих технологій;
- обов'язковість державної експертизи з енергозбереження;
- популяризація економічних, екологічних та соціальних переваг енергозбереження, підвищення громадського освітнього рівня у цій сфері;
- поєднання методів економічного стимулювання та фінансової відповідальності з метою раціонального використання й економного витрачання паливно-енергетичних ресурсів;
- установлення плати за прямі втрати й нераціональне використання паливно-енергетичних ресурсів;
- вирішення проблем енергозбереження у поєднанні з реалізацією енергетичної програми України, а також на основі широкого міждержавного співробітництва;
- стимулювання раціонального використання ПЕР шляхом комбінованого виробництва електричної та теплової енергії

(когенерації); (статтю 3 доповнено пунктом «і» згідно із Законом № 2509-IV від 05.04.2005);

– поступовий перехід до масового застосування приладів обліку та регулювання споживання паливно-енергетичних ресурсів; (статтю 3 доповнено пунктом «ї» згідно із Законом № 3260-IV від 22.12.2005);

– обов'язковість визначення постачальниками і споживачами обсягу відпущених паливно-енергетичних ресурсів за показаннями приладів обліку споживання ПЕР у разі їх наявності; (статтю 3 доповнено пунктом «й» згідно із Законом № 3260-IV від 22.12.2005);

– запровадження системи енергетичного маркування електрообладнання побутового призначення.

7.2. Основні засади енергетичного менеджменту

Енергетичний менеджмент формується на перехресті менеджменту та технологій.

Фахівець з енергетичного менеджменту – людина, яка виконує функції для досягнення ефективного використання енергетичних ресурсів (енергії) при забезпеченні мінімальних потреб підприємства в енергії та мінімальному негативному впливі на довкілля. Щоб організувати ефективно та екобезпечно споживання енергії, необхідне оволодіння систематичними й фундаментальними знаннями для виконання дій у сфері технології, організації та поведінки.

Сучасне розуміння терміна «енергетичний менеджмент» (energy management) з технічного погляду складається з таких широко реалізованих в провідних країнах світу понять:

– інтегроване ресурсне планування (ІПР – IntegratedResourcePlanning (IRP)), яке включає: управління енерговикористанням (DSM), де виділяються складові: управління навантаженням (LoadManagement) та управління енергоспоживанням кінцевого споживача (End User Consumption Management);

– планування енергопостачання з урахуванням дій з управління енерговикористанням (Suppliesideplanning – SSP чи Supply side management – SSM);

– енергетичний аудит (EnergyAudit);

- контроль та нормалізація енергоспоживання (Monitoring & Targeting – M&T);
- верифікація вихідних даних і результатів (Data & Results Verification – Verification Protocol).

Поряд із наведеними складовими енергетичний менеджмент включає також юридичні та соціально-економічні аспекти.

Енергетичний менеджмент можна розглядати, як систему управління, спрямовану на забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів. Енергетичний менеджмент є обов'язковим для запровадження на підприємствах, в установах та організаціях, річний обсяг використання енергетичних ресурсів на яких перевищує граничну величину, встановлену державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України.

Система енергетичного менеджменту включає в себе системний аналіз стану використання енергетичних ресурсів, оцінки енергетичної ефективності процесів виробництва продукції (виконання робіт, надання послуг), визначення резервів енергоефективності, розроблення та впровадження заходів з енергоефективності, формування перспективних планів, проведення внутрішніх енергетичних обстежень, а також інформування, стимулювання та навчання персоналу у сфері енергоефективності.

Система енергетичного менеджменту підприємств, установ, організацій впроваджується на підставі національних стандартів.

Упровадження політики енергозбереження та енергоефективності неможливе без наявності фахівців у сфері енергозбереження, які можуть розробляти та впроваджувати напрями розвитку суспільства й економіки, спрямовані на стабілізацію та зменшення споживання енергії. Система підготовки інженерно-технічних і наукових кадрів повинна бути орієнтована на такий розвиток енергетики та виробництва майбутнього, який забезпечує оптимальні обсяги генерації, розподілу й споживання енергії.

Зазначеним вимогам має відповідати фахівець з енергетичного менеджменту. Для цього він повинен мати широку фундаментальну, наукову і практичну підготовку, глибокі знання з основ енергетики; вміти приймати оптимальні управлінські рішення з ефективного енергоспоживання, використовувати прогресивні методи прогнозування, планування, обліку, контролю та аналізу енергоспоживання виробничих систем; здійснювати консалтингові послуги щодо роз-

робки і впровадження програм енергозбереження і запуску системи енергетичного менеджменту; вміти проводити інспекторську перевірку, експертизу та енергетичний аудит виробничих систем із питань енергетичної ефективності, комплексного вивчення енергетичного ринку; оцінки й формування енергетичної політики; володіти основами ринкової економіки й економічної стратегії, економічним мисленням, здібністю до ділового спілкування, підприємництва та комерційної діяльності; володіти навичками виховної й організаторської роботи.

Менеджмент з енергозбереження – це система управління, яка забезпечує роботу суб'єкта господарювання, при якій споживається тільки необхідна для виробництва кількість палива і енергії.

Принципи управління в енергетичному менеджменті. Принципи управління є узагальненням практичного позитивного управлінського досвіду. Вони ґрунтуються на певних законах і закономірностях суспільного розвитку. Їх використання в управлінській діяльності дає свого роду ефект «прокладеної лижні», коли відомо, що треба робити для того, щоб уникнути невдач. Тому знання і врахування принципів управління у сучасному менеджменті є важливою умовою його ефективності.

Принципи енергетичного менеджменту мають відповідати універсальним основам менеджменту, зокрема таким вимогам:

- відображати загальні положення, що властиві організаціям різних типів і видів;
- відповідати законам розвитку природи, суспільства та бізнесу;
- об'єктивно відображати сутність явищ і реальних процесів управління організацією.

Оскільки наука управління у своїй еволюції на тих чи інших історичних відрізках визначала різні пріоритети й висувала різні концепції управління, то й принципи управління пройшли відповідний шлях, починаючи із раціоналістичного підходу до організації виробничих процесів і закінчуючи уявленнями про ефективне управління в епоху глобалізації та інформаційних технологій.

Першим звернув увагу на необхідність дотримання певних раціональних правил в управлінні виробництвом Ф. Тейлор, який у книзі «Принципи наукового управління» (1911 р.) виділив чотири принципи управління індивідуальною працею робітників: науковий

підхід до виконання кожного елемента роботи; науковий підхід до підбору, навчання і тренінгу працівника; кооперація з робітниками; розподіл відповідальності за результати роботи між менеджерами та робітниками.

Продовжив і збагатив дослідження Ф. Тейлора Г. Емерсон, увівши низку фундаментальних положень менеджменту, а саме:

- підлеглий існує для того, щоб продовжувати і розширювати особу керівника;
- керівник існує тільки для того, щоб зробити продуктивнішою роботу підлеглого;
- компетентні фахівці повинні формулювати основні справи, навчати всіх і кожного їх застосуванню та постійно стежити за всіма відхиленнями;
- кожен вищий рівень управління існує не для задоволення тих, хто стоїть вище, а для обслуговування тих, хто стоїть нижче;
- кожна операція в організації повинна обслуговуватись усіма знаннями і вміннями, які тільки є у світі.

Менеджмент зосереджує свої зусилля на тому, щоб зробити людей здатними до спільних дій і тим самим досягти синергізму в їхній роботі; менеджмент передбачає чесність і довіру у ділових стосунках – етика у бізнесі оголошується золотим правилом; менеджмент прагне сформувати таку організаційну культуру, яка б стимулювала саморозвиток працівників і їхнє бажання бути рівноправними членами організації.

Тому на перше місце виходять такі принципи, які дозволяють повністю розкрити потенціал людини і спрямувати його на користь організації:

- розвиток творчих здібностей персоналу;
- залучення співробітників до розробки управлінських рішень;
- опора на систему гнучкого лідерства серед персоналу та особисті контакти працівників із зовнішнім оточенням;
- використання таких методів співпраці з людьми, що забезпечують їхнє задоволення роботою;
- постійна та цілеспрямована підтримка індивідуальної ініціативи працівників фірми і організацій, що з нею співпрацюють;
- чесність та довіра у ділових стосунках;
- опора на високі стандарти роботи і прагнення до нововведень;

- обов'язкове визначення розміру внеску працівника у загальні результати;
- орієнтація на перспективу розвитку;
- опора на загальнолюдські цінності й соціальну відповідальність бізнесу перед людьми та суспільством у цілому.

Слід звернути увагу на те, що до сучасних принципів управління належить такий, як «чесність і довіра у ділових стосунках». Не менш важливим принципом управління є «визнання соціальної відповідальності менеджменту перед людиною і суспільством у цілому».

Методи управління в енергетичному менеджменті. Особлива роль методів управління полягає в тому, щоб створити умови для чіткої організації процесу управління, використання сучасної техніки і прогресивної технології організації праці та виробництва, забезпечити їх максимальну ефективність при досягненні поставленої мети. Таким чином, зміст поняття «методи управління» впливає із суті та змісту управління і належить до основних категорій теорії управління.

Формування цілеспрямованого впливу на трудові колективи та їх окремих членів безпосередньо пов'язане з мотивацією, тобто використанням факторів, які визначають поведінку людини в колективі у процесі виробництва. Звідси впливає дуже важлива вимога до методів управління: методи управління повинні мати свою мотиваційну характеристику, що визначає напрям їх дії. Ця характеристика показує мотиви, які визначають поведінку людей і на які орієнтована відповідна група методів.

Відповідно до мотиваційної характеристики, у складі методів управління виділяють три групи: економічні; організаційно-розпорядчі; соціальні.

Економічні методи управління об'єднують усі методи, за допомогою яких здійснюється вплив на економічні інтереси колективів і окремих їх членів. Цей вплив здійснюється матеріальним стимулюванням окремих працівників і колективів у цілому.

Організаційно-розпорядчі методи спрямовані на використання таких мотивів трудової діяльності, як почуття обов'язку, відповідальності, у тому числі й адміністративної. Ці методи відрізняються прямим характером впливу: будь-який регламентуючий чи адміністративний вплив підлягає обов'язковому виконанню.

Соціальні методи ґрунтуються на використанні соціального механізму, що діє в колективі (неформальні групи, роль і статус особистості, система взаємовідносин у колективі, соціальні потреби).

Ефективність застосування методів управління, в основному, залежить від рівня кваліфікації керівних кадрів, що зумовлює потребу систематичної і цілеспрямованої підготовки та повсякденного використання всіх зазначених напрямів впливу на колектив і окремих людей.

Економічні методи управління посідають центральне місце в системі наукових методів управління трудовою діяльністю людей, оскільки на їх основі встановлюється цільова програма господарського розвитку окремих підприємств і організацій та визначається такий режим роботи і такі стимули, які об'єктивно спонукають та зацікавлюють колективи і окремих працівників в ефективній праці.

Реалізація економічних методів управління здійснюється в рамках системи виробничих відносин співробітниками. Ця система взаємовідносин надзвичайно складна і включає в себе економічні, соціальні, психологічні та організаційні відносини. Останні знаходять своє вираження у вертикальних і горизонтальних зв'язках, що виявляються у формі зацікавленості працівників в організації спільної праці. Для виконання будь-яких робіт виробничого характеру кожен працівник має свої обов'язки, права, відповідальність, які формуються в процесі здійснення функції менеджменту «Організація».

Реалізація організаційних відносин у системі відбувається використанням організаційно-розпорядчих методів управління, які ще називаються адміністративними. Однак поняття «організаційно-розпорядчі методи управління» більш широке, оскільки адміністративні методи ґрунтуються на застосуванні нормативних актів (постанов, наказів, інструкцій органів влади і управління), а організаційно-розпорядчі методи охоплюють усю суть організаційної складової механізму управління.

Організаційно-розпорядчі методи тісно пов'язані з економічними методами управління, оскільки вони спрямовані на вирішення єдиних завдань із досягнення цілей господарської діяльності.

Застосування організаційно-розпорядчих методів управління передує економічним методам, оскільки для того, щоб використати останні, потрібно організаційно сформувати об'єкт управління та структуру управління. У процесі функціонування господарської сис-

теми економічні методи управління реалізуються у формі організаційно-розпорядчого впливу суб'єкта управління на об'єкт (постанови, накази, розпорядження й ін.).

Тісний зв'язок цих двох груп методів синтезує ефективний вплив управляючої підсистеми на підсистему, якою управляють. Водночас, організаційно-розпорядчі методи управління відрізняються від економічних. Основою їх розмежування є механізм дії та форма прояву цих методів у процесі управління. Економічні методи управління ґрунтуються на врахуванні економічних інтересів людей, поєднанні цих інтересів за схемою: людина – колектив – суспільство.

Формою прояву економічних методів управління є певні плани, завдання, програми (в економічних параметрах) чи ступінь задоволення індивідуальних, групових, колективних інтересів, виражений стимулами індивідуальної й колективної праці. Організаційно-розпорядчі методи управління ґрунтуються на таких індивідуальних і групових властивостях людей, як почуття обов'язку, відповідальності, дисципліни та розуміння можливості адміністративного покарання.

Організаційно-розпорядчі методи управління слід застосовувати з урахуванням вимог економічних законів.

Тільки в цьому випадку вони є науково обґрунтованими. Якщо орган управління у своїй діяльності не враховує або недостатньо враховує вимоги економічних законів, то організаційно-розпорядчі методи можуть перетворитися на адміністративні, бюрократичні, волюнтаристські, суб'єктивні методи впливу.

Характерними особливостями організаційно-розпорядчих методів управління є:

- прямий вплив на об'єкт управління;
- обов'язковий характер виконання вказівок, розпоряджень, постанов та інших адміністративних рішень вищих органів управління для підпорядкованих об'єктів;
- суворо визначена відповідальність за невиконання вказівок та розпоряджень.

Організаційно-розпорядчі методи управління класифікують за різними ознаками. Найважливіше значення для них має класифікація, побудована на врахуванні специфіки засобів, важелів організаційного впливу. Такими важелями є регламент, норма, інструкція, дисциплінарні вимоги, відповідальність, повноваження та ін. Групуючи ці

засоби впливу за роллю в процесі управління, можна виділити дві групи організаційно-розпорядчих методів управління: організаційно-стабілізуючі й розпорядчі. Центральне місце серед них посідає перша група – організаційно-стабілізуючі методи впливу.

Основний зміст методів організаційно-стабілізуючого впливу полягає у встановленні складу елементів системи і стійких організаційних зв'язків між ними закріпленням певних обов'язків як за системою в цілому, так і за окремими її ланками.

Другою групою організаційно-розпорядчих методів управління є методи розпорядчого впливу, які відображають поточне використання встановлених організаційних зв'язків і їх часткове коригування в разі зміни умов роботи. В основу розпорядчих методів покладено повноваження та обов'язки.

Обидві групи методів управління використовуються спільно, оскільки вони доповнюють одна одну. Водночас ці методи взаємозамінні, що і визначає особливості вибраного в управлінні того чи іншого типу організації або основні аспекти організаційної діяльності в процесі управління.

Організаційно-розпорядчі методи управління можна класифікувати також за джерелами впливу. Тоді виділяють способи організаційного впливу першого, другого та наступних рівнів управління. Практика свідчить про те, що кожний рівень системи управління має свої особливості організаційного впливу і виділяє ті з них, які найбільш ефективні для цього рівня.

На вищих рівнях системи управління переважають регламентаційні та нормативні способи організаційного впливу. На низовому щаблі управління на передній план виходять розпорядчі методи, покликані регулювати та підтримувати повсякденну виробничо-господарську діяльність. Диференціація способів організаційного впливу за рівнями системи управління закономірна, оскільки вона відображає обсяг повноважень, якими володіють керівники певного рангу, юридичне становище певного рівня управління, специфіку управління, його функціональний зміст на певному щаблі управління.

Обґрунтована диференціація організаційно-розпорядчих методів управління за рівнями системи управління відіграє важливу роль у теорії управління, сприяє найбільш повному врахуванню організаційних відносин у соціально-економічній системі. І навпаки, застосування організаційно-розпорядчих методів управління, що

не відповідають положенню шабля управління в ієрархії управлінської структури, призводить до зривів, порушення ритму виробничо-господарських процесів. Яскравим прикладом цього може бути намагання сконцентрувати на вищих щаблях управління в роки панування адміністративно-командної системи розпорядницьку діяльність із поточного регулювання функціонування організацій і підприємств.

Організаційно-розпорядчі методи класифікують також за їх спрямованістю. Виділяють методи управління, спрямовані на суб'єкт і об'єкт управління. Специфіка тієї чи іншої підсистеми визначає специфіку організаційного впливу на кожну з них. Організація інтелектуальної праці (діяльності суб'єкта управління) має свої особливості. У цьому процесі основну роль відіграють регламентуючі акти, відповідно до яких діють працівники апарату управління, використовуючи права, повноваження та виконуючи певні обов'язки в загальній системі управління.

Трудова діяльність людей, які є об'єктом управлінського впливу, містить дещо менше інтелектуального елемента й потребує застосування розпорядчих актів у формах економічного, соціального та інших видів впливу.

Отже, принципи енергетичного менеджменту мають відповідати універсальним принципам менеджменту, зокрема таким вимогам:

- відображати загальні положення, що властиві організаціям різних типів і видів;
- відповідати законам розвитку природи, суспільства та бізнесу; об'єктивно відображати сутність явищ і реальних процесів управління організацією;
- бути керівною установкою, що визнається суспільством.

Особлива роль методів управління полягає в тому, щоб створити умови для чіткої організації процесу управління, використання сучасної техніки й прогресивної технології організації праці та виробництва, забезпечити їх максимальну ефективність при досягненні поставленої мети.

7.3. Роль та значення енергетичного менеджменту на підприємстві

В Україні доцільно використовувати позитивний досвід промислово розвинутих країн у сфері правового регулювання енергоефективності, розробляти й ухвалювати адекватні законодавчі та нормативно-правові акти, що дасть змогу знизити енергоємність економіки, підвищити конкурентоспроможність і прискорити процеси інтеграції у світову економічну систему. Міжнародний досвід показує, що створення системи енергетичного менеджменту на промислових підприємствах дозволить оперативно впроваджувати енергоефективні технології та енергоефективні заходи, що дасть змогу значно економити ПЕР.

Розв'язати проблеми енергозбереження та підвищення енергоефективності можна лише шляхом впровадження системи енергетичного менеджменту (СЕМ).

Система енергетичного менеджменту – частина загальної системи управління підприємством, яка включає організаційну структуру, функції управління, обов'язки та відповідальність, процедури, процеси, ресурси для формування, впровадження, досягнення цілей політики енергозбереження.

Запровадження СЕМ сприятиме скороченню частки енерговитрат у собівартості кінцевої продукції, дозволить підвищити прибутковість підприємства, дасть можливість збільшити соціальну складову собівартості продукції (заробітну плату, матеріальну підтримку тощо). Крім того, запровадження СЕМ, наприклад, у житлово-комунальному господарстві, дозволить оптимізувати тарифоутворення й запобігти перекладанню невиправданих енерговитрат на плечі населення.

СЕМ промислового підприємства – це комплекс організаційних, технічних засобів та програмно-методичного забезпечення, що у сукупності дають змогу керувати виробничим процесом задля споживання лише мінімально необхідних обсягів ПЕР для виробництва визначених обсягів продукції чи послуг.

З метою забезпечення ефективного використання енергоносіїв на підприємстві створюється служба енергетичного менеджменту, яку очолює енергоменеджер підприємства. Його функцією є управління

функціонуванням служби та забезпечення досягнення запланованих рівнів енергозбереження. Енергоменеджеру підприємства підпорядковуються енергоменеджери різних напрямків (електропостачання, теплопостачання, водопостачання тощо), обов'язками яких є контроль та планування споживання за видами енергії, забезпечення циклу енергоменеджменту за напрямками енергозбереження й розробка і впровадження заходів із підвищення енергоефективності при генерації, розподілі та використанні видів енергії. Також енергоменеджеру підприємства підпорядковуються енергоменеджери цехів і дільниць із річним енергетичним бюджетом 190 млн грн та більше.

Об'єктом управління енергетичного менеджменту є промислове підприємство в цілому, окремі його підрозділи (цехи, дільниці), паливо- та енергоспоживаючі агрегати, а також персонал підприємства, діяльність якого пов'язана з питаннями ефективного використання ПЕР, експлуатацією, ремонтом і технічним обслуговуванням устаткування.

Залежно від характеру поставлених завдань оптимізації енергопостачання підлягають:

- структурна схема підприємства, де враховуються вузли введення та виведення ПЕР (трансформаторні підстанції, газорозподільні пункти, трубопроводи пари та гарячої води), підрозділи підприємства, найбільші паливо- та енергоспоживаючі агрегати, прилади обліку споживання та відпуску ПЕР;

- схеми матеріальних потоків підприємства (потоки енергії, сировини та готової продукції), які зручно представити орієнтованими графами, де дугами є матеріальні потоки, а вузлами – обладнання (агрегати) для їх використання, переробки, транспортування й зберігання;

- схеми загальнозаводських енерго- та водопостачальних систем, зокрема, опалення, паро-, газо-, водо-, електро- та повітропостачання тощо, із зазначенням їх основних контрольованих параметрів;

- найбільші паливо- та енергоспоживаючі агрегати: парові та водогрійні котли, паливні та електричні печі, компресори, потужні електроприводи тощо.

Метою управління є мінімізація питомого споживання ПЕР у розрахунку на одиницю продукції (послуг):

$$P = E/\Pi \rightarrow \min, \quad (7.1)$$

де P – обсяги виробництва (послуг) за звітний період у натуральних показниках;

E – споживання ПЕР за звітний період.

Формулу (7.1) зручно використовувати, як оперативний критерій енергоефективності на відповідно коротких проміжках часу (доба, зміна, тиждень, місяць). Недоліком наведеного критерію є те, що він не враховує витрати на реалізацію енергозберігаючих заходів. Тому поряд із критерієм (7.1) для оцінки ефективності процесу управління споживанням підприємства на тривалих проміжках часу, протягом якого вкладаються певні фінансові ресурси, доцільно використовувати сумарні витрати, які містять у собі як капітальні витрати на енергозберігаючі заходи, так і експлуатаційні витрати, пов'язані з оплатою за енергоносії:

$$Z \rightarrow \min. \quad (7.2)$$

Керуючі впливи містять у собі впливи безпосередньо на устаткування і впливи на технічний персонал. Керуючі впливи на устаткування – це: оптимізація режимів експлуатації; технічне обслуговування; ремонтне обслуговування; модернізація чи повна заміна устаткування (агрегатів).

На технічний персонал можна впливати шляхом матеріального та морального стимулювання, а також шляхом підвищення його кваліфікації.

Процес управління споживанням ПЕР на промисловому підприємстві пов'язаний із певними обмеженнями. Загалом необхідно брати до уваги обмеження планово-виробничого, фінансового, екологічного, технічного і нормативно-правового характеру.

Основним обмеженням планово-виробничого характеру є реальний рівень завантаження підприємства, що визначається наявністю замовлень і збуту продукції. Оптимальні показники завжди досягаються за номінального завантаження підприємства та окремих агрегатів. Реальні показники слід розраховувати, зважаючи на фактичне завантаження підприємства: нині воно, як правило, істотно нижче, ніж номінальне, що негативно позначається на показниках його діяльності згідно з виразами (7.1) та (7.2).

Фінансові обмеження, як правило, не дозволяють повною мірою реалізувати наявний на підприємстві потенціал енергозбереження,

тому конкретні розрахунки необхідно виконувати, виходячи з визначеної обмеженої суми фінансування енергозберігаючих заходів.

Екологічні вимоги зумовлюють усе більш жорсткі обмеження на обсяги та хімічний і фізичний склад продуктів згоряння палива, забруднення води й тверді відходи, що є неминучими супутниками практично будь-якого промислового виробництва. Як правило, екологічні обмеження є додатковим спонукальним мотивом щодо ефективного використання ПЕР, наприклад, вимоги стосовно обмеження кількості викидів парникового газу об'єктивно стимулюють підвищення ефективності використання палива. Однак в окремих випадках екологічні вимоги можуть призводити до збільшення енергоємності виробництва. Так, уловлювання шкідливих викидів, транспортування відходів виробництва і деякі інші екологічні заходи потребують додаткових витрат електроенергії.

Технічні обмеження можуть бути пов'язані, зокрема, з виконанням вимог безпеки й надійності. Наприклад, температура та тиск перегрітої пари можуть обмежуватися умовами тривалої міцності металу енергоустановок і трубопроводів.

Некеровані впливи на об'єкти варто розглядати як причину зниження ефективності використання ПЕР у розглянутому об'єкті управління. Ці некеровані впливи не можуть бути цілком виключені, але їх слід скомпенсувати відповідними керуючими впливами. Власне кажучи, необхідність впровадження СЕМ і зумовлена наявністю некерованих впливів.

Усі некеровані впливи можна розділити на три групи: зовнішні, внутрішні, моральне старіння устаткування.

Прикладом зовнішніх впливів є зміна температури навколишнього середовища, якості палива та сировини. Прикладами внутрішніх впливів є порушення теплоізоляції, газощільності, зовнішнє та внутрішнє забруднення поверхонь нагрівання, регулювання систем автоматики тощо. Моральне старіння устаткування пов'язане з появою нових зразків техніки та погіршенням відносних техніко-економічних показників раніше встановленого устаткування.

Засоби управління включають адміністративно-організаційні, технічні й програмно-методичні.

Адміністративно-організаційні засоби – це організаційні схеми, накази, посадові інструкції, положення про матеріальне стимулювання працівників і підрозділів, а також заходи щодо підвищення

кваліфікації. До технічних належать: вимірювання обчислювальної техніки, передачі інформації, автоматизація енергетичних та технологічних процесів.

Слід зазначити, що за рівнем розвитку технічні засоби істотно випереджають програмно-методичні та адміністративно-організаційні.

Щодо обов'язків енергоменеджера та вимог до нього.

Енергоменеджер належить до адміністрації підприємства (організації), однак він не керує людьми, а контролює енергоспоживання. Енергоменеджер – це керівник середньої ланки із безпосереднім підпорядкуванням директору або головному інженеру підприємства (організації).

Енергоменеджер повинен уміти:

- складати таблиці споживання енергії на підприємстві (організації) за підрозділами й устаткуванням та ПЕБ підприємства (організації);

- проводити аналіз споживання енергії з урахуванням оцінки заходів економії енергоспоживання та готувати пропозиції щодо вдосконалення виробничого процесу;

- визначити ефективність роботи споживачів енергії і здійснювати контроль за інвестуванням заходів економії енергії;

- надавати консультаційні послуги щодо питань економії енергії на підприємстві (організації);

- проводити внутрішній енергетичний аудит і знати методику оцінки енергетичного менеджменту на підприємстві (організації) та заохочення працівників підприємства (організації), які економлять енергію;

- розробляти пропозиції з метою залучення персоналу до економії енергії;

- перевіряти та оцінювати рахунки оплати за спожиту енергію і договори, що пов'язані з енергоспоживанням;

- детально аналізувати потоки енергії та визначати й постійно контролювати питомі норми енергоспоживання;

- проводити розрахунки капіталовкладень, експлуатаційних витрат та аналізувати можливості субсидії і їх практичного використання;

- виносити на розгляд адміністрації пропозиції, що стосуються нової інвестиційної політики;

- вміти керувати персоналом.

Енергоменеджер повинен відповідати таким вимогам:

- мати базові знання з енергоменеджменту та про основні технології, що застосовуються на підприємстві (організації);
- вміти працювати з новими інформаційними технологіями, аналізувати дані про енергоспоживання, проводити економічний аналіз заходів щодо енергозбереження й розробляти ці заходи і проводити внутрішній аудит підприємства (організації);
- мати сучасні прогресивні погляди щодо енергозбереження та бути ініціативним і виявляти наполегливість при розв'язанні проблем, які стосуються збереження енергії;
- вміти спілкуватися як із адміністрацією, так і з персоналом підприємства (організації).

7.4. Основні форми та напрями енергетичного аудиту

Енергетичний аудит проводиться з метою:

- оцінки ефективності, повноти та обґрунтованості енергозберігаючих заходів, що вживаються суб'єктом господарської діяльності – замовником енергетичного аудиту;
- визначення відповідності фактичних питомих витрат ПЕР нормам питомих витрат;
- визначення шляхів раціонального використання ПЕР, запровадження енергозберігаючих заходів та вдосконалення енергетичного менеджменту;
- уникнення необґрунтованих витрат на проведення енергозберігаючих заходів;
- установлення обґрунтованих обсягів споживання ПЕР;
- розв'язання конкретних завдань щодо підвищення ефективності використання ПЕР у кожному окремому випадку, визначеному замовником, виходячи з його потреб.

Енергетичний аудит є однією із форм проведення державної політики у сфері енергозбереження, яка полягає в наданні допомоги підприємствам у підвищенні ефективності використання ними ПЕР шляхом технічних обстежень та розробки рекомендацій із запровадження організаційних, правових, технічних і технологічних заходів

з енергозбереження, а також надання допомоги у розробці науково-обґрунтованих норм та нормативів питомих витрат ПЕР.

Проаналізуємо процедуру енергетичного аудиту підприємства, що, крім окремого методологічного значення, також дозволяє оцінити і зіставити роботу системи електроживлення з перетворювачами електричної енергії із СЕП, що містяться на вищому ієрархічному рівні.

Енергетичний аудит має на меті обстеження енергетичного господарства підприємств (організацій), що випускають довільну продукцію та надають будь-які послуги незалежно від форм власності підприємства.

Енергетичний аудит СЕП повинен базуватися на стандартному (типовому) алгоритмі, який забезпечується можливістю використання різних спеціалістів на відповідних (типових) етапах роботи. Наведемо складові загальнометодичного підходу до обстеження енергетичних об'єктів:

1. Аналіз та наявність енергетичного паспорта.
2. Аналіз використання видів палива та енергії.
3. Аналіз наявності програми з енергозбереження.
4. Попередній аналіз енергопостачання та енерговикористання (на основі анкет попереднього обстеження).
5. Аналіз енерговикористання та втрат енергії в окремих технологіях (наприклад, при освітленні, опаленні, вентиляції та кондиціонуванні; експлуатація електродвигунів та електроприводу; використання основних технологічних процесів тощо).
6. Аналіз стану з енергетичним обліком та енергоконтролем (загальнозаводський; цеховий та за окремими технологіями; за видами енергоресурсів; участь служб та підрозділів; статистична звітність).
7. Складання енергетичного балансу.
8. Визначення першочергових заходів з енергозбереження, аналіз їх ефективності.
9. Нормування витрат ПЕР на підприємстві в цілому та за його підрозділами (аналіз відповідності методів нормування номенклатури продукції та технологічним процесам; виділення втрат включення, відключення, холостого ходу, аналіз способів їх обліку в нормах енерговитрат, оцінка норм стабільного виробництва; аналіз структури норм, у тому числі за видами енергоресурсів, у питомих вартісних

показниках, за номенклатурою продукції; аналіз впливу сезонності й зовнішніх факторів).

10. Формування попередніх пропозицій із удосконалення нормування.

11. Аналіз концепції розвитку та реконструкції основного виробництва.

12. Ознайомлення з проектами розвитку і реконструкції основного виробництва.

13. Розробка комплексних пропозицій із упровадження заходів з енергозбереження, підвищення енергоефективності.

Вирішення проблеми енерготехнологічного обстеження СЕП, зокрема проблем оптимізації енергетичних процесів у СЕП, впровадження заходів з енергозбереження, підвищення надійності та ефективності функціонування таких систем неможливі без використання сучасного інформаційно-метрологічного забезпечення.

Економічна ефективність функціонування системи визначається з урахуванням балансу енергії в ній. При цьому підведення реального балансу складових енергії дозволяє врахувати фізичні процеси, пов'язані з перетворенням протягом періоду роботи системи частини енергії, накопиченої в електромагнітному полі, в інші види.

Основні принципи діяльності у сфері енергетичного аудиту. Енергоаудиторська діяльність включає в себе організаційне й методичне забезпечення енергетичного аудиту, практичне виконання енергоаудиторських перевірок та надання супутніх енергоаудиторських послуг, підготовку висновків і офіційного звіту.

Основними принципами енергетичного аудиту є: комплексність оцінки ефективності споживання ПЕР; незалежність; законність; наукова обґрунтованість; об'єктивність; неупередженість; достовірність; документованість; конфіденційність; персональна відповідальність аудитора.

Основні форми енергетичного аудиту. Енергетичний аудит в Україні може здійснюватись як ініціативний, так і обов'язковий.

Ініціативний енергетичний аудит проводиться енергетичним аудитором (енергоаудиторською компанією) за рішенням суб'єкта господарювання.

Обов'язковий енергетичний аудит проводиться:

- при обґрунтуванні інвестиційних проектів і програм у випадку, якщо передбачено залученням коштів Державного бюджету;
- при обґрунтуванні та реалізації програм енергозбереження (державних, регіональних, місцевих, окремих підприємств), що фінансуються за рахунок бюджетних джерел, а також в інших випадках, передбачених законодавством;
- за рішенням ліцензійних органів при ліцензуванні та сертифікації видів діяльності у сфері енергозбереження України.

Загальне використання методики обстеження не повинно залежати ні від виду випущеної продукції, ні від застосованих технологій.

Проведення енергетичного аудиту із подальшим упровадженням заходів з енергозбереження спрямовано на забезпечення умов нормальної роботи в системі основного електротехнічного та енергетичного обладнання при параметрах та режимах, що близькі до номінальних (експлуатаційних) режимів; установлення максимальних допустимих рівнів ЕМС, за яких можлива робота основного електротехнічного обладнання без порушення технологічних параметрів; визначення правил експлуатації і модернізації систем електроживлення за наявності джерел спотворень; виключення небажаного впливу спотворень на супутні процеси та сусідні об'єкти (телеуправління, лінії зв'язку тощо).

Висновок і звіт енергетичного аудиту. Висновок та звіт енергетичного аудиту готуються енергетичним аудитором або енергоаудиторською компанією в термін, визначений договором із замовником енергетичного аудиту.

Висновок і звіт енергетичного аудиту є офіційним документом, який має однаковий юридичний рівень із приписами державної інспекції з енергозбереження при розгляді конфліктних питань в адміністративному або судовому порядку.

Вимоги до виконавця енергетичного аудиту. Енергетичний аудит може здійснювати особа (енергетичний аудитор), яка має відповідну вищу освіту, досвід роботи у сфері енергозбереження не менше чотирьох років підряд та якій видано в установленому порядку сертифікат на право здійснення такої діяльності.

Енергетичний аудит може здійснюватись юридичною особою, статутом якої передбачений цей вид діяльності і в штаті якої є хоча б один енергетичний аудитор.

Забороняється проведення енергетичного аудиту органам виконавчої влади, органам місцевого самоврядування, особам, яким законом заборонено займатися підприємницькою діяльністю.

Забороняється здійснювати енергетичний аудит господарських об'єктів аудиторам, якщо вони мають акції цих об'єктів або в іншій формі мають безпосереднє відношення до них.

Права та обов'язки замовника енергетичного аудиту. Замовник енергетичного аудиту має право:

- вільно визначати виконавців енергетичного аудиту;
- давати виконавцю відповідно до законодавства завдання на проведення енергетичного аудиту;
- одержувати інформацію про хід енергетичного аудиту;
- одержувати та використовувати звіти про енергетичний аудит для своїх потреб.

Замовник енергетичного аудиту має право на відшкодування збитків, заподіяних неправомірними діями виконавців енергетичного аудиту під час проведення енергетичного аудиту.

Замовник енергетичного аудиту може мати інші права відповідно до закону.

Замовник енергетичного аудиту зобов'язаний:

- забезпечувати фінансування проведення енергетичного аудиту, своєчасне приймання та оплату виконаних робіт;
- надавати виконавцям енергетичного аудиту наявну в нього інформацію, письмові чи усні пояснення щодо об'єктів енергетичного аудиту;
- не допускати дій, спрямованих на примушування виконавця до зміни форм і методів роботи чи висновків енергетичного аудиту;
- виконувати інші дії, пов'язані із проведенням енергетичного аудиту, відповідно до законодавства.

Суб'єкти господарювання, для яких законодавством встановлено обов'язкове проведення енергетичного аудиту, зобов'язані протягом місяця повідомити відповідним (регіональним) інспекціям з енергозбереження про укладання договору на проведення енергетичного аудиту.

Подання енергоаудиторського висновку обов'язкового аудиту до відповідної інспекції з енергозбереження здійснюється не пізніше десяти днів після закінчення енергоаудиторської перевірки. У випадку

неподання або несвоєчасного подання енергоаудиторського висновку відповідним інспекціям з енергозбереження з вини господарюючого суб'єкта до нього застосовуються фінансові санкції та адміністративні штрафи, передбачені законодавчими актами України.

Права та обов'язки виконавця енергетичного аудиту. Виконавець енергетичного аудиту має право:

- самостійно визначати методи енергетичного аудиту відповідно до законодавства та договору із замовником енергетичного аудиту;
- отримувати документи, матеріали та інші відомості, наявні у замовника об'єкта енергетичного аудиту, необхідні для проведення енергетичного аудиту.

Виконавець енергетичного аудиту зобов'язаний:

- забезпечувати належне збереження та своєчасне повернення всіх документів, які одержані від власника об'єкта енергетичного аудиту, замовника та інших осіб для проведення енергетичного аудиту;
- невідкладно інформувати замовника про відомі йому причини, що унеможливають проведення чи продовження енергетичного аудиту;
- додержувати встановлених законодавством та договором на проведення енергетичного аудиту вимог щодо конфіденційності інформації, яка отримана або стала йому відома під час виконання цієї роботи.

Оформлення результатів енергетичного аудиту. Результати енергетичного аудиту подаються у формі звіту про енергетичний аудит, який має містити:

- загальні відомості про об'єкт і замовника енергетичного аудиту;
- підстави для проведення енергетичного аудиту, його мету, завдання, програму та обсяг виконаних робіт;
- відомості про виконавців енергетичного аудиту;
- перелік основних законодавчих актів та інших нормативних документів, на відповідність яким проводився енергетичний аудит;
- характеристику фактичного стану об'єкта енергетичного аудиту, включаючи оцінку ефективності та достатності його діяльності з рівня ефективності споживання ПЕР, стан статистичної та іншої звітності з використання ПЕР;

– висновки енергетичного аудиту щодо виявлених невідповідностей енергетичних характеристик, режимних карт об'єкта енергетичного аудиту вимогам законодавчих актів та інших нормативних документів;

– відомості щодо підприємств, установ, організацій і осіб, яким надається звіт.

Звіт про енергетичний аудит обов'язково має містити рекомендації щодо заходів, які необхідно вжити для усунення виявлених невідповідностей та підвищення ефективності споживання ПЕР із виконанням технічних вимог, вимог до якості продукції, охорони праці й навколишнього середовища;

Звіт про енергетичний аудит є власністю його замовника і підставою для прийняття ним відповідних рішень.

Висновки енергетичного аудиту враховуються при визначенні умов реконструкції та модернізації об'єкта енергетичного аудиту.

7.5. Особливості проведення енергетичного аудиту в системах електропостачання

Сучасне методичне забезпечення спрямоване на безпосереднє проведення енерготехнологічного обстеження, експертизи із виявлення резервів енергозбереження, нераціонального та марнотратного використання ПЕР. Методичне забезпечення базується на анкетах попередньої оцінки енергетичної експертизи, які дозволяють отримати і систематизувати такі дані:

– характеристику електроспоживання;

– ефективність використання компенсуючих пристроїв, енергетичних промислових пристроїв загального призначення, трансформаторів, перетворювачів електроенергії, іншого електротехнічного обладнання;

– оцінку метрологічного забезпечення, систем обліку і контролю;

– оцінку можливостей регулювання, ефективності використання систем управління;

– можливість використання акумуляторів електроенергії;

– ефективність використання електротехнологій;

– вирішення проблеми ЕМС та взаємного впливу елементів системи в середині підприємства та на межі поділу балансової належності;

– можливість використання в системі найбільш характерних енергозберігаючих заходів;

– величини та складові втрат від неякісної електроенергії, наявності електромагнітних перешкод.

Для оцінки доцільності заміни чи реконструкції електротехнічного обладнання, технологій необхідною є паспортизація відомих та перспективних енергозберігаючих технологій і обладнання з виділенням таких ознак: технічні характеристики, принцип дії, склад агрегатів, що використовуються, питомі витрати енергетичних ресурсів, особливості експлуатації, вплив на навколишнє природне середовище.

Методики заміни та реконструкції елементів СЕП спрямовані на зміну структури системи, використання нових енергетичних промислових пристроїв загального призначення, різних класів перетворювачів електроенергії. Важливим є проведення оцінки ефективності використання і впровадження нових систем керування, систем регулювання електроспоживання, які мають забезпечувати індикацію режимів роботи параметрів регулювання, обліку витрат ПЕР, підтримання оптимальних режимів, індикацію аварійних режимів.

До засобів, які включають як організаційні, так і технічні заходи, належить комплексна оптимізація електроспоживання.

Завдання оптимізації електроспоживання в СЕП можуть бути сформульовані таким чином:

1) зменшення ранкового та вечірнього максимумів споживання електроенергії, вирівнювання графіків навантажень;

2) зменшення питомого електроспоживання на одиницю продукції;

3) зменшення втрат електроенергії в трансформаторах, повітряних та кабельних лініях;

4) визначення і автоматичне підтримання оптимальних параметрів якості електроенергії в мережах електроживлення та розподілу електроенергії;

5) компенсація складових енергії;

6) визначення та оптимальне підтримання оптимальних умов живлення.

У зв'язку з тим що допустимий режим напруги в СЕП може бути забезпечено різними варіантами розміщення компенсуючих та регулюючих пристроїв, також виникає завдання пошуку оптимальних рішень. Критерієм оптимальності у цьому випадку може бути мінімум витрат на компенсуючі пристрої, за допомогою яких забезпечується допустимий режим напруги у всіх вузлах. Одночасно у зв'язку зі значним впливом компенсуючих пристроїв на втрати в електромережах СЕП необхідно забезпечити мінімум сумарних витрат, які включають, крім витрат на компенсуючі пристрої, зокрема і ті в системі, що зумовлені споживанням реактивної потужності. Перше завдання виникає при необхідності досягнення допустимого режиму напруги за допомогою обмеженої потужності компенсуючих пристроїв, друге – при пошуку умов найбільш економічної роботи СЕП.

При проведенні енергетичного аудиту СЕП доцільно використовувати системний підхід, який має враховувати такі фактори побудови та режими роботи СЕП:

1) можливість взаємоперетворення і використання кількох видів енергії;

2) різноманітність структури: значна кількість генераторів та навантажень; кілька ступенів перетворення енергії; наявність зворотних зв'язків; необхідність урахування зовнішніх і внутрішніх збурень;

3) різноманітність критеріїв, у першу чергу, побудованих на системних принципах;

4) наявність різнорідних режимів: усталених та перехідних, повільних і швидких, збурення та перерегулювання тощо;

5) доцільність урахування обмінних процесів, складових втрат електроенергії, рівнів ЕМС, екстремальних режимів.

При проведенні енергетичного аудиту необхідно враховувати такі особливості СЕП і їх елементів:

– наявність спотворюючих нелінійних різкозмінних та перетворюючих навантажень;

– різні інтенсивність і характер перебігу енергетичних процесів, спотворень функцій струмів та напруг;

– можливість суттєвого перевищення ПЯЕ нормованих значень;

– існування проблеми електромагнітної сумісності;

– суттєві значення електромагнітної, технологічної та соціальної складових втрат.

Нижче представлено кроки узагальненої методики проведення енергетичного аудиту СЕП у цілому чи окремих її елементів.

1. Вимірювання миттєвих та інтегральних характеристик.

Вимірювання миттєвих й інтегральних енергетичних характеристик виконується в контрольованих перерізах СЕП: у вузлах схеми, на клеммах регулюючого та компенсуючого обладнання, а також на клеммах потужних нелінійних споживачів.

Отримані дані про миттєві й діючі значення струмів $i(t)$ та напруг $u(t)$, величин активної P , реактивних Q_1, Q_B, Q_D, Q_I потужностей, реактивної потужності Фрізе Q_Φ , коефіцієнта потужності $\cos\phi$, окремих показників якості електроенергії згідно з ГОСТ 13109-97 (наприклад, коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U , коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги тощо) реєструються на паперових чи магнітних носіях залежно від виду вимірювальної апаратури.

2. Виділення характерних частин СЕП.

При обробці даних етапу 1 на основі принципу редуції на схемі СЕП можна виділити лінійні, квазілінійні та нестационарні частини, до яких слід віднести вентильні електроприводи, установки електролізу, інше комутуюче обладнання, а також установки, що працюють у нестационарних режимах. Використання принципів редуції дозволяє за рахунок виділення значущих та незначущих частин при моделюванні процесів в елементах СЕП суттєво скоротити в подальшому обчислювальні затрати при здійсненні аналізу електромагнітних процесів.

3. Побудова математичних моделей.

Для аналізу енергетичних процесів у СЕП період роботи виділених за етапом 2 елементів розбивається на інтервали лінійності, на яких схема характеризується незмінністю параметрів. У результаті математична модель СЕП та виділених її елементів складатиметься із систем нелінійних диференціальних рівнянь відносно вектора змінних стану, а також із алгебраїчних рівнянь – умов комутації напівпровідникових пристроїв.

4. Розрахунок енергетичних процесів.

Для розрахунку енергетичних процесів у СЕП може використовуватися низка аналітичних, чисельних та чисельно-аналітичних методів аналізу, зокрема, процедури чисельно-різницевої апроксима-

ції рівнянь змінних стану. Так алгоритми на основі чисельно-різницевої апроксимації дозволяють найбільш повно врахувати особливості ПЕЕ, а також особливості еквівалентних схем елементів СЕП. Чисельно-різницева апроксимація рівнянь змінних стану дає можливість проводити безпосередній розрахунок усталеного та перехідного режимів.

5. Вибір енергетичних характеристик та обмежень.

Проведення оптимізації енергоспоживання в СЕП потребує вибору показника ефективності та складання умов і обмежень на цільову функцію. Електромагнітна складова визначається, в основному, змінами втрат активної потужності, тобто використовуються співвідношення для складових втрат навантаження електроенергії. При формуванні умов-обмежень мають ураховуватися технології виробництва, особливості замкнених систем керування, витрати на заходи зі зменшення втрат електроенергії, а також матеріальні можливості підприємства.

6. Оптимізація показників енергоспоживання в СЕП.

Процедура оптимізації передбачає пошук мінімуму цільових функцій, при якому є необхідним багаторазовий їх розрахунок. Зменшення обчислювальних витрат при таких розрахунках можна досягти за рахунок використання високоефективних методів аналізу, сучасного програмного забезпечення (наприклад, побудованого на основі чисельно-різницевої апроксимації рівнянь змінних стану згідно з етапом 4). Результатом проведеної процедури мають бути розраховані оптимальні значення показників електроспоживання, практичне досягнення яких при заданих умовах технологічного процесу і даних параметрах СЕП дозволяє зменшити втрати електроенергії, покращити режими роботи електротехнічного обладнання.

7. Розробка рекомендацій оптимального електроспоживання.

Для досягнення оптимальних значень показників ефективності електроспоживання, визначених на етапі 6, розробляються заходи, зокрема:

- вибір типу та потужності регулюючого (силові трансформатори) і компенсуючого (батареї конденсаторів, синхронні та статичні тиристорні компенсатори) обладнання;

- вибір раціональної топології СЕП (розміщення потужних нелінійних споживачів, компенсуючого обладнання, вибір оптимального перетину струмопроводів);

- вибір законів та систем керування ПЕЕ, компенсаторами (у тому числі слідкуючого типу за миттєвими значеннями функцій струму);
- вибір оптимальних законів управління технологічним процесом.

Значення енергоаудиту проілюструємо на наступному прикладі.

Іноді на підприємстві початково роблять неправильний вибір напруг мереж живлення та розподільних мереж. Так, на підприємстві, фрагмент СЕП якого зображений на рис. 7.1, використовуються потужні синхронні електродвигуни М1, М2 на 6 кВ, у той час як розподільні мережі виготовлені на 10 кВ.

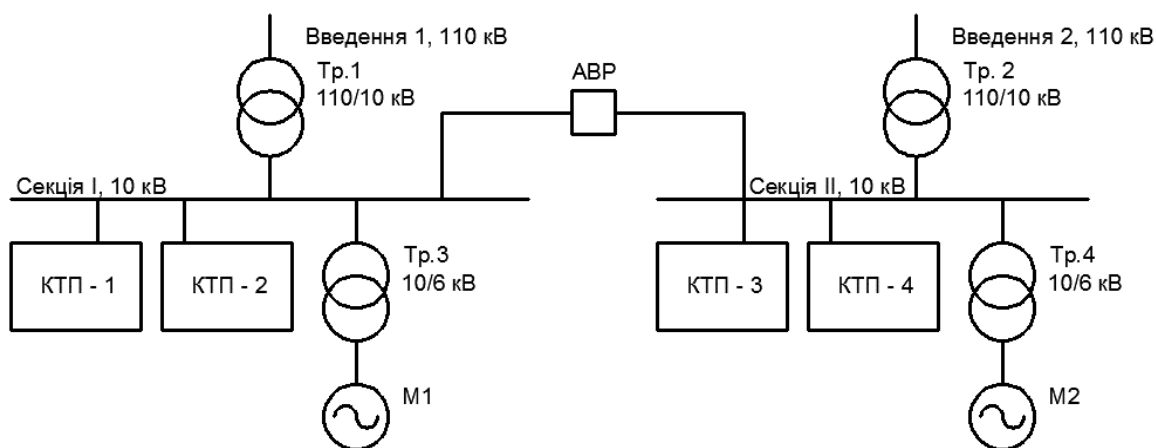


Рис. 7.1. Приклад нерационального вибору напруги живлення

Внаслідок цього були використані додаткові знижувальні трансформатори 10/6 кВ. Як відомо, при трансформації, залежно від навантаження, втрачається до 7% всієї енергії, що проходить через трансформатор. Було б правильним вибрати синхронні електродвигуни напругою 10 кВ, що дозволило б обійтися без трансформаторів Тр. № 3 та Тр. № 4.

7.6. Система електропостачання як об'єкт енергетичного аудиту

Складові об'єкта енергоаудиту: головні знижувальні підстанції, розподільчі пристрої; трансформаторні підстанції; електричні мережі напругою до 1 000 В і вище; режими електроспоживання; основні споживачі електричної енергії (електроприймачі); система обліку електричної енергії.

Завдання енергоаудитора:

- визначити втрати в елементах СЕП;
- визначити планову величину електроспоживання;
- скласти баланс електроспоживання як об'єкта в цілому, так підрозділів з урахуванням видів навантаження (силові та електротехнічні споживачі до 1000 В та вище, освітлення тощо);
- оцінити рівень ефективності електроспоживання;
- визначити потенціал енергозбереження;
- розробити рекомендації з упровадження енергозберігаючих та енергоефективних заходів.

Для виконання сформованих завдань аудитору необхідно використати таку інформацію:

- проектні рішення за знижувальними підстанціями і електричними мережами підприємства, перспективи розвитку;
- звітна документація;
- однолінійна схема підстанцій із зазначеними параметрами трансформаторів, комутаційної апаратури, пристроїв компенсації реактивної потужності, пристроїв регулювання та приладів обліку електроенергії;
- однолінійна схема розподілу електроенергії по підприємству із зазначенням на ній параметрів ліній живлення (тип, переріз, довжина, спосіб прокладки);
- добові графіки активного й реактивного електричного навантаження;
- графіки коефіцієнта потужності;
- експлуатаційно-ремонтна документація;
- документація на контрольно-вимірювальну апаратуру підстанцій і цехів.

До переліку параметрів, які мають бути виміряні під час проведення енергетичного аудиту, можна віднести: напругу, струм, опір, частоту, активну та реактивну потужності, витрати активної та реактивної енергії за визначений період часу, коефіцієнт потужності, показники якості електроенергії.

Перелік основних дій енергоаудитора:

- 1) провести зовнішній огляд СЕП;
- 2) визначити:
 - наявність проектної документації і ознайомитися з нею;
 - обсяги електроспоживання та випуск продукції за технологіями, по цехах і підприємству в цілому;
 - емнісні струми витоку в мережах 6–10 кВ;
- 3) побудувати:
 - схему електропостачання підприємства із зазначенням її параметрів і точок передбачуваних вимірів;
 - баланс фінансових витрат з урахуванням зонної оплати;
 - карту електроспоживання;
 - добові графіки навантаження (осінньо-зимових і весняно-літніх);
 - річний графік споживання активної та реактивної енергії;
- 4) виконати вимірювання:
 - електричних навантажень на відгалужувальних лініях підстанцій для побудови добових графіків активної та реактивної енергії;
 - напруги і струмів, активної та реактивної потужності по окремих трансформаторах і відгалужувальних лініях;
 - температури контактних з'єднань та шин;
 - показників якості електроенергії;
- 5) розрахувати:
 - величину питомого електроспоживання;
 - втрати електроенергії в елементах СЕП;
 - показники графіків електричних навантажень;
 - емнісні струми витоку в мережах 6–10 кВ;
- 6) аналізувати:
 - нерівномірність графіків електричних навантажень;
 - питоме електроспоживання;
 - баланси електроспоживання, баланси за окремими складовими електроенергії;
 - рівень компенсації реактивної потужності;

- рівень симетрування та регулювання напруги;
- завантаження трансформаторів і ліній електропередачі, у першу чергу, кабелів та шинопроводів;
- необхідність компенсації ємнісних струмів витоку;
- перехід на прогресивні тарифи на електроенергію;
- показники якості електроенергії.

Рекомендації щодо підвищення енергоефективності режимів СЕП включають такі заходи:

- зміну графіка електричного навантаження підприємства, цеху чи окремих потужних споживачів з урахуванням тарифів на електроенергію;
- підвищення завантаження трансформаторів (відключення одного з двох паралельно працюючих трансформаторів при недовантаженні);
- заміна недовантажених трансформаторів на трансформатори меншої потужності;
- регулювання коефіцієнта трансформації;
- перехід зовнішніх та внутрішніх мереж на підвищену напругу та їх реконструкція;
- встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності;
- встановлення пристроїв регулювання та стабілізації напруги;
- встановлення фільтро-компенсуючих та симетруючих пристроїв для підвищення якості електроенергії;
- включення під навантаження резервних ліній електропередачі;
- використання інших (альтернативних) видів енергії;
- впровадження автоматизованих систем контролю та обліку енергоспоживання.

Контрольні запитання та завдання

1. Дайте визначення поняттю «економія ПЕР».
2. Дайте визначення поняттю «енергетичний аудит».
3. Дайте визначення поняттю «енергетичний менеджмент».
4. Дайте визначення поняттю «енергозберігаючі заходи».
5. Дайте визначення поняттю «потенціал енергозбереження».
6. Охарактеризуйте основні особливості методики проведення енергетичного аудиту.

7. Дайте визначення поняттю «раціональне використання ПЕР».
8. Які основні принципи державної політики у сфері енергозбереження Ви знаєте?
9. Що таке менеджмент з енергозбереження?
10. Якими видами соціальних норм регулюються управлінські відносини?
11. Охарактеризуйте поняття «система енергетичного менеджменту» підприємства.
12. Які засоби управління Ви знаєте?
13. Яким вимогам повинен відповідати енергетичний менеджер?
14. Що таке енергоаудиторська діяльність?
15. Які форми енергетичного аудиту Ви знаєте?

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Energy Technology Perspectives'2010. – IEA, 2010.
2. European Innovation Scoreboard 2008. Comparative analysis of innovation performance [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.proinnourop.eu/EIS2008/website/docs/EIS_2008_Final_report.pdf
3. European Strategic Energy Technology Plan (SET Plan). – Council Conclusions of 28 February 2008 on the Commission Communication. – 2008. – N 6326/1/08.
4. Глобальна економіка у посткризовий період: тенденції та перспективи [Текст] / М. Г. Бугрій, І. В. Ус, Т. О. Федоренко, Є. О. Медведкіна. – Київ : НІСД, 2012. – 46 с.
5. Бурбело, М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків [Текст] / М. Й. Бурбело. – Вінниця : Універсум-Вінниця, 2005. – 148 с.
6. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – Минск : Госстандарт, 1997. – 34 с.
7. Методичні вказівки М 00013184.4.004-00 «Загальні положення енерготехнологічного обстеження систем електроживлення з перетворювачами електричної енергії» [Текст] / С. П. Денисюк, Ю. О. Віхарєв, І. П. Радиш, О. В. Ковальов. – Київ : Держкоменергозбереження України, 2000. – 98 с.
8. Дзядикевич, Ю. В. Енергетичний менеджмент [Текст] / Ю. В. Дзядикевич, М. В. Буряк, Р. І. Розум. – Тернопіль : Економічна думка, 2010. – 295 с.
9. ДСТУ 4472:2005 Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту. Загальні вимоги [Текст]. – Київ : Держспоживстандарт України, 2005.
10. ДСТУ 4715:2007 Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту промислових підприємств. Склад та зміст робіт на стадіях розроблення та впровадження [Текст]. – Київ : Держспоживстандарт України, 2007.
11. Дудюк, Д. Л. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі : навч. посіб. [для студ. вищ. навч. закл.] [Текст] / Д. Л. Дудюк, С. С. Мазепа, Я. М. Гнатишин. – Львів : «Магнолія 2006», 2008. – 188 с.
12. Европейская стратегия безопасности энергоснабжения (Зеленая книга) [Текст] / Европейская Комиссия. – Москва : Интерсоларцентр, 2002.

13. Економіка України після кризи: орієнтири стратегічних реформ [Текст] / Я. А. Жаліло, Д. С. Покришка, Я. В. Белінська та ін.; за ред. Я. А. Жаліла. – Київ : НІСД, 2010. – 104 с.
14. Економіка України: стратегія і політика довгострокового розвитку [Текст] / за ред. В. М. Гейця. – Київ : Ін-т екон. прогнозув. : Фелікс, 2003. – 1008 с.
15. Економіка України: шокові впливи та шлях до стабільного розвитку [Текст] / О. Г. Білоцерківець, Т. В. Бурлай, Н. Ю. Гончар та ін.; за ред. І. В. Крючкової; НАН України; Ін-т економіки та прогнозування. – Київ, 2010. – 480 с.
16. Енергетика світу та України. Цифри та факти [Текст] / Г. К. Вороновський, С. П. Денисюк, О. В. Кириленко та ін. – Київ : Українські енциклопедичні знання, 2005. – 404 с.
17. Жежеленко, И. В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях [Текст] / И. В. Жежеленко. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 168 с.
18. Жуйков, В. Я. Энергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами [Текст] / В. Я. Жуйков, С. П. Денисюк. – Київ : ТЕКСТ, 2010. – 264 с.
19. Зорін, В. В. Електричні мережі та системи (окремі розділи) [Текст] : навч. посіб. для студентів вищих техн. навч. закл. / В. В. Зорін, Є. А. Штогрин, Р. О. Буйний. – Ніжин : Вид-во «Аспект-Поліграф», 2011. – 248 с.
20. Зорін, В. В. Системы электроснабжения общего назначения [Текст] : учеб. для студентов высших учебных заведений / В. В. Зорин, В. В. Тисленко. – Чернигов : ЧГТУ, 2005. – 341 с.
21. Інноваційні пріоритети паливно-енергетичного комплексу України [Текст] / під заг. ред. А. К. Шидловського. – Київ : УЕЗ, 2005. – 512 с.
22. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників [Текст] / О. В. Кириленко, І. В. Блінов, Г. С. Корхмазов, В. І. Попович // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України : зб. наук. пр. ІЕД НАН України. – Київ : ІЕД НАНУ, 2010. – Вип. 25. – С. 5–13.
23. Князевский Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – Москва : Высшая шк., 1986. – 400 с.
24. Ковалко, М. П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України [Текст] / М. П. Ковалко, С. П. Денисюк. – Київ : Українські енциклопедичні знання, 1998. – 512 с.
25. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії. Схвалена рішенням Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 № 1789 [Текст].
26. Лазуренко, А. П. Новый подход к классификации потребителей электрической энергии [Текст] / А. П. Лазуренко, Д. С. Лисичкина, Г. И. Черкашина // Світлотехніка та електроенергетика. – 2008. – № 1. – С. 76–79.
27. Левінгтон, І. Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ) [Текст] / І. Левінгтон // Електропанорама. – 2009. – № 1–3.

28. Маліновський, А. А. Основи електроенергетики та електропостачання [Текст] : підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів : НУ «Львівська політехніка», 2009. – 436 с.
29. Маліновський, А. А. Основи електропостачання [Текст] / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів : НУ «Львівська політехніка», 2005. – 324 с.
30. Микеева, Е. Н. Развитие технологий производства электроэнергии для устойчивого развития мирового сообщества [Текст] / Е. Н. Микеева, В. Р. Котлер // Электрические станции. – 2003. – № 2. – С.70–74.
31. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть станций и подстанций [Текст] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. (Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования).
32. Новий курс реформ в Україні. 2010–2015. Національна доповідь [Текст] / за заг. ред. В. М. Гейця [та ін.]. – Київ : НВЦ НБУВ, 2010. – 232 с.
33. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень [Текст] / А. К. Шидловський, Б. С. Стогній, М. М. Кулик та ін. – Київ : Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.
34. План заходів щодо реалізації положень концепції функціонування та розвитку ринку ОРЕ, затверджений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 28.11.2007 № 1056-р [Текст].
35. Постанова Кабінету Міністрів України «Питання Державної інспекції з енергозбереження» від 29 травня 1996 року № 575 [Текст] // Зібрання постанов Уряду України. – 1996. – № 13. – Ст. 352.
36. Постанова Кабінету Міністрів України «Питання Державної інспекції з енергозбереження» від 29 червня 2000 року № 1039 [Текст] // Офіційний вісн. України. – 2000. – № 26 (14.07.2000). – Ст. 1097.
37. Постанова Кабінету Міністрів України «Про внесення зміни до постанови Кабінету Міністрів України від 18 травня 2000 р. № 821» від 29 серпня 2002 року № 1262 [Текст] // Офіційний вісн. України. – 2002. – № 36 (20.09.2002). – Ст. 1682.
38. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Типового положення про управління з енергозбереження обласної, Севастопольської міської державної адміністрації» від 26 березня 2003 року № 390 [Текст] // Офіційний вісн. України. – 2003. – № 13 (11.04.2003). – Ст. 583.
39. Постанова Кабінету Міністрів України «Про упорядкування структури місцевих державних адміністрацій» від 18 травня 2000 року № 821 [Текст] // Офіційний вісн. України. – 2000. – № 20 (02.06.2000). – Ст. 835).
40. Постанова Кабінету Міністрів України «Про управління сферою енергозбереження» від 9 січня 1996 року № 20 [Текст] // Урядовий кур'єр. – 1996. – 18 січ. – № 10–11.
41. Постанова Кабінету Міністрів України від 28.07.2003 № 1174 «Державна програма розвитку промисловості на 2003–2011 роки» [Текст] // Офіційний вісник України. – 2003. – № 31. – Ст. 1628.

42. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00–1.21-98 [Текст]. – Офіц. вид. – Київ : М-во праці та соц. політики України, 1998. – 21 с. – (Державний нормативний акт про охорону праці).
43. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Глава 1.7. Заземлення і захисні заходи електробезпеки [Текст] / Мінпаливенерго України. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2006. – 66 с.
44. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.3. Кабельні лінії напругою до 330 кВ [Текст]. – Київ : «КВІЦ», 2009. – 80 с.
45. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.4. Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ. Глава 2.5. Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ [Текст]. – Київ : ОЕП «ГРФІФРЕ», 2006. – 157 с.
46. Правила улаштування електроустановок [Текст] / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
47. Праховник, А. В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения [Текст] / А. В. Праховник. – Київ : Освіта України, 2007. – 464 с.
48. Прогноз развития мировой энергетики до 2030 г. [Текст]. – 2011. – 80 с.
49. Програма економічних реформ на 2010–2014 роки «Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка» [Текст] – Київ : Комітет з економічних реформ при Президентові України, 2010.
50. Реструктуризація промисловості України в процесі посткризового відновлення [Текст] / О. В. Собкевич, А. І. Сухоруков, В. Г. Савенко, С. Л. Воробйов та ін.; за заг. ред. Я. А. Жаліла. – Київ : НІСД, 2011. – 112 с.
51. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций [Текст] : учеб. [для вузов] / Л. Д. Рожкова, В. С. Козюлин. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
52. Розвиток промислового потенціалу України в процесі післякризового відновлення [Текст] / О. В. Собкевич, А. І. Сухоруков, В. Г. Савенко та ін.; за ред. Я. А. Жаліла. – Київ : НІСД, 2010. – 48 с.
53. Романюк, Ю. Ф. Електричні системи та мережі [Текст] / Ю. Ф. Романюк. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
54. Руденко, В. С. Перетворювальна техніка [Текст] : підручник. Ч. 1 / В. С. Руденко, В. Я. Ромашко, В. Г. Морозов. – Київ : ІСДО, 1996. – 262 с.
55. Рудницький, В. Г. Внутрішньоцехове електропостачання [Текст] / В. Г. Рудницький. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2007. – 280 с.
56. Сегеда, М. С. Електричні мережі та системи [Текст] : підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. С. Сегеда. – Львів : НУ «Львівська політехніка», 2007. – 488 с.
57. Соловей, О. І. Енергетичний аудит [Текст] : навч. посібник / О. І. Соловей, В. П. Розен, Ю. Г. Лега та ін. – Черкаси : ЧДТУ, 2005. – 299 с.

58. Соціально-економічний стан України: наслідки для народу та держави. Національна доповідь [Текст] / за заг. ред. В. М. Гейця [та ін.]. – Київ : НВЦ НБУВ, 2009. – 686 с.
59. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст] / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; под ред. С. С. Рокотьяна и И. М. Шапито. – [3-е изд. перераб. и доп.]. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
60. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] : в 2 кн. / ред. А. А. Федоров, Г. В. Сербиновский. – Москва : Энергия, 1973. – Кн. 1. – 519 с.
61. Стогній, Б. С. Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи [Текст] / Б. С. Стогній // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України : зб. наук. пр. Спец. вип. – Київ : ІЕД НАНУ, 2010. – С. 6–9.
62. Стратегія економічного і соціального розвитку України (2004–2015) «Шляхом Європейської інтеграції» [Текст] / А. С. Гальчинський, В. М. Геєць та ін. – Київ : ІВЦ Держкомстату України, 2004. – 416 с.
63. Типове положення про підрозділ з енергозбереження в галузевому міністерстві і інших центральних органах виконавчої влади і затверджено наказом Державного комітету з енергозбереження від 06 березня 1996 року № 10, зареєстроване у Мін'юсті 21.03. 96 р. за № 130/1155 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.zakon1.rada.gov.ua
64. Баланс энергий в электрических цепях [Текст] / В. Е. Тонкаль, А. В. Новосельцев, С. П. Денисюк и др. – Киев : Наук. думка, 1992. – 312 с.
65. Указ Президента «Про ліквідацію Державного комітету України з енергозбереження» від 20 квітня 2005 року № 678/2005 [Текст] // Офіційний вісн. України. – 2005. – № 16 (06.05.2005). – Ст. 827.
66. Указ Президента України «Про утворення Державного комітету України з енергозбереження» від 26 липня 1995 року № 666/95 [Текст] // Урядовий кур'єр. – 1995. – 29 лип. – № 113.
67. Указ Президента України «Про утворення Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів» від 31 грудня 2005 року № 1900/2005 [Текст] // Офіційний вісн. України. – 2006. – № 1–2 (25.01.2006). – Ст. 22.
68. Указ Президента України від 27.04.2011 № 504/2011 «Про національний план дій на 2011 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010–2014 роки "Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава"» [Текст].
69. Україна–2020. Стратегія національної модернізації [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.me.gov.ua
70. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст] : учеб. для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
71. Цілі розвитку тисячоліття. Україна–2010. Національна доповідь [Текст]. – Київ : Мінекономіки, 2010. – 108 с.