

ЗМІСТ

Перелік скорочень	8
Передмова	10
Вступ	12
Розділ 1 Енергетика у структурі національного господарства	16
1.1 Сучасні тенденції розвитку світової енергетики	16
1.2 Особливості енергетичної галузі та основні показники енергетичного розвитку країни	19
Розділ 2 Основний капітал в енергетиці	26
2.1 Економічна сутність, класифікація і структура основного капіталу	26
2.2 Зміст нематеріальних і довгострокових фінансових активів	31
2.3 Методи оцінки основних фондів	33
2.4 Зношення і відтворення основних фондів	35
2.5 Амортизація основних фондів	37
2.6 Інтенсифікація і показники використання основних фондів	47
2.7 Виробнича потужність енергетичного підприємства	51
2.8 Відтворення основних фондів	53
Розділ 3 Оборотний капітал в енергетиці	58
3.1 Склад, структура та кругообіг оборотного капіталу енергетичного підприємства	58
3.2 Нормування обігових коштів	62
3.3 Показники оборотності обігових коштів	66
3.4 Напрямки прискорення оборотності обігових коштів	69
Розділ 4 Трудові ресурси в енергетиці	73
4.1 Поняття трудових ресурсів. Класифікація і характеристика кадрів (персоналу) енергетичних підприємств	73
4.2 Підготовка і перепідготовка кадрів	77
4.3 Розрахунки чисельності працівників	80
4.4 Продуктивність праці і резерви її підвищення	82
4.5 Визначення заробітної плати	85
4.6 Генеральна, галузева угоди, колективний договір	88
Розділ 5 Собівартість енергетичної продукції	93
5.1 Поняття про собівартість енергетичної продукції	93
5.2 Характеристика кошторису витрат в енергетиці. Групування витрат на виробництво енергії за статтями калькуляції	96
5.3 Класифікація статей калькуляції	106
5.4 Особливості формування собівартості енергії на ТЕС, котельнях, АЕС та в транспортних енергосистемах	113
5.5 Розрахунок нормативних витрат електроенергії	119

підприємствами теплоенергетики	
5.6 Методи обліку та калькулювання фактичної собівартості виробництва енергії на ТЕЦ. Шляхи зниження собівартості енергетичної продукції	125
Розділ 6 Ціноутворення в енергетиці	132
6.1 Основні положення формування ціни на ринку	132
6.2 Формування цін на паливно-енергетичні ресурси	134
6.3 Тарифи на електроенергію	139
6.4 Прибуток та рентабельність в енергетиці	148
Розділ 7 Техніко-економічне обґрунтування господарських заходів в енергетиці	157
7.1 Поняття про ефект та ефективність	157
7.2 Методичні підходи до вибору інструментарію техніко-економічного обґрунтування господарських рішень	160
7.3 Показники економічної ефективності	167
7.4 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти	175
7.5 Особливості оцінки економічної ефективності витрат на природоохоронні заходи в енергетиці	183
Розділ 8 Система державного регулювання енергетики в Україні	189
8.1 Органи державного регулювання енергетичною галуззю України	189
8.2 Методи державного регулювання енергетики	194
8.3 Енергетичний баланс країни як інструмент державного регулювання	198
8.4 Шляхи економії паливно-енергетичних ресурсів. Державна політика енергозбереження в Україні	205
Розділ 9 Основи функціонування енергетичного ринку	214
9.1 Поняття енергоринку, його учасники ті принципи організації ..	214
9.2 Досвід побудови і функціонування енергоринків Західної Європи та України	219
9.3 Системи договірних відносин на оптовому ринку електроенергії	227
Розділ 10 Економічний потенціал розвитку «зеленої» енергетики	233
10.1 «Зелена» енергетика та її технології	233
10.2 Розвиток відновлювальної енергетики в Європейському Союзі	238
10.3 Енергоефективність та відновлювальні джерела енергії: практика ЄС	244
10.4 Сучасні тенденції і потенціал розвитку «зеленої» енергетики ..	250

в Україні	
10.5 Державне управління розбудовою відновлювальної енергетики в Європейському Союзі	256
10.6 Економічні механізми стимулювання розвитку «зеленої» енергетики в Україні	261
Розділ 11 Прогнозування в енергетиці	268
11.1 Основні поняття й етапи прогнозування	268
11.2 Види енергетичних прогнозів	270
11.3 Методи прогнозування	273
Розділ 12 Економічні аспекти підвищення надійності електропостачання	280
12.1 Надійність електропостачання: основні поняття, критерії та задачі забезпечення	280
12.2 Нормативно-правові аспекти забезпечення надійності електропостачання	288
12.3 Оцінка економічного збитку від ненадійності електропостачання	289
12.4 Економічні критерії підвищення надійності електропостачання	295
12.5 Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання	299
Розділ 13 Якість електроенергії та організаційно-економічні засоби її забезпечення	306
13.1 Економічна значущість якості електроенергії та критерії її забезпечення	306
13.2 Реактивна потужність як причина зниження якості електроенергії	315
13.3 Техніко-економічні наслідки погіршення якості електроенергії	318
13.4 Винуватці, джерела та причини погіршення якості електроенергії	320
13.5 Техніко-економічні проекти з покращання якості електроенергії	324
Висновки.....	335
Бібліографічний список	338
Глосарій.....	357

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АД – асинхронні електродвигуни
АЕС – атомна електростанція
АХК – акціонерна холдингова компанія
БіоЕС – біоенергетичні електростанції
ВВП – валовий внутрішній продукт
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії
ВЕ – відновлювальна енергетика
ВЕС – вітрова електростанція
ВН – висока напруга
ВНР – внутрішня норма рентабельності
ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ГК – генеруюча компанія
ДК – державна компанія
ДП – державне підприємство
ДПЗД – державне підприємство зовнішньоекономічної діяльності
ЗТ – «зелений» тариф
ЕК – енергопостачальна компанія
ЕОМ – електронно-обчислювальна машина
ЕП – електроприймач
ЄЕСУ – Єдина енергетична система України
ЄС – Європейський Союз
ІТП – індивідуальний тепловий пункт
ККД – коефіцієнт корисної дії
КНЕ – кг нафтового еквівалента
КРП – компенсація реактивної потужності
КУ – конденсаторна установка
ЛЕП – лінія електропередачі
МЕПРУ – Міністерство екології та природних ресурсів України
МК – мережева компанія
НАЕК – Національна атомна енергогенеруюча компанія
НАК – Національна акціонерна компанія
НЕК – Національна енергогенеруюча компанія
НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НН – низька напруга
ОЕС – об'єднана енергетична система
ОПЕК – Організація країн-експортерів нафти
ОРЕ – Оптовий ринок електричної енергії

Перелік скорочень

ПДВ – податок на додану вартість
ПЕБ – паливно-енергетичний баланс
ПЕК – паливно-енергетичний комплекс
ПЕМ – підприємство електричних мереж
ПЕР – паливно-енергетичні ресурси
ПК – приймаюча компанія
ПЯЕ – показники якості електроенергії
РЕ – реактивна енергія
РНБО – Рада національної безпеки і оборони
РП – реактивна потужність
СЕР – система електропостачання
СЕС – сонячна електростанція
СН – середня напруга
СО – системний оператор
ТЕС – теплоелектростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ТП – теплоенергетичне підприємство
ум. п. – умовне паливо
ЦТП – центральний тепловий пункт
ЯЕ – якість електроенергії

ЕКОНОМІЧНІ ЗНАННЯ ЯК ПЕРЕДУМОВА ЕФЕКТИВНОГО УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМ КОМПЛЕКСОМ. ПЕРЕДУМОВА

Енергетика є однією з базових галузей національного господарства України. Від досконалості її функціонування значною мірою залежить розвиток інших сфер економічної діяльності, рівень енергозабезпеченості нашої держави, її політична та економічна незалежність. У сучасних умовах ключові проблеми подальшого розвитку країни полягають у підвищенні ефективності роботи вітчизняного енергетичного виробництва до рівня розвинених держав, зниженні енергоємності продукції енергетики та інших галузей національної економіки. У зв'язку з цим надзвичайно актуальним є ознайомлення з економічними основами ефективного функціонування енергетики, енергозбереження та його економічного стимулювання, забезпечення енергетичної безпеки країни. Саме ці питання розглядаються у підручнику.

Особливість цієї книги полягає в тому, що вона є одним із небагатьох навчальних видань з економічних проблем функціонування енергетики, в якому теоретичні питання економіки енергетичного виробництва поєднуються з детальним аналізом практичного інструментарію управління енергетичним комплексом. Важливо й те, що в інтерпретації авторів економічні складові енергетики не є застиглими системами, а перебувають у постійному русі та розвитку, в яких реалізується пошук нових форм господарських взаємозв'язків.

Цей підручник може значною мірою претендувати на те, щоб його віднести до навчальної літератури нового покоління. У доступній формі студентам пропонуються як традиційні розділи курсу «Економіка енергетики», так і нові матеріали, що відображають останні тенденції розвитку світових енергетичних ринків, національних енергогосподарств, застосування інноваційних управлінських технологій в енергетичній сфері. Значна увага приділена актуальним для України питанням формування організаційно-економічного та управлінського інструментарію для підвищення ефективності функціонування вітчизняного паливно-енергетичного комплексу, вдосконалення структури енергетичного ринку, державної політики енергозбереження. Безумовною перевагою книги є нові розділи, присвячені проблемам «зеленої» енергетики, надійності та якості енергопостачання. Питання, що висвітлюються в них, останнім часом набувають важливого значення для розвитку енергетичних систем різних рівнів, досягнення стабільного енергозабезпечення та прийняттого рівня енергонезалежності країн і регіонів.

Особливістю видання є детальне дефініційне опрацювання пропонованих термінів, зв'язок теорії з практикою, багата бібліографія, що охоп-

лює провідні наукові школи. Підручник містить значну кількість прикладів, що полегшують сприйняття матеріалу для читачів, чий життя і праця пов'язані з різними сферами знань та діяльності. У книзі пропонуються адаптовані навчальні матеріали, які могли б за своїм інноваційним змістом стати розділами монографії. Це дозволяє ознайомити широке коло читачів із результатами останніх наукових досліджень у сфері економіки енергетики, надати науковий інструментарій для практичного застосування при вирішенні виробничих питань.

Публікація цього підручника, безумовно, повинна стати помітним явищем у наукових та освітніх колах. Приємно, що у його підготовці знайшли можливість взяти участь автори не лише з України, а й Білорусі та Угорщини. Водночас авторському колективу вдалося створити цілісний, ємний за змістом, добре систематизований і доступний для сприйняття студентами навчальний матеріал. У цьому значна заслуга редакторів підручника, добре відомих за їх попередніми публікаціями. Особливо корисною книга повинна стати для фахівців, які займаються проблемами ефективного управління енергетичним комплексом, що виникають на різних рівнях господарювання.

*Дейнеко Людмила Вікторівна,
доктор економічних наук, професор,
завідувач відділу промислової політики
Інституту економіки та прогнозування
Національної академії наук України (м. Київ)*

ВСТУП

Розвиток економіки окремих країн світу та світового господарства в цілому значною мірою залежить від того, наскільки повно задовольняються їх потреби у вихідній сировині, насамперед енергетичній. Це обумовлено тим, що в процесі суспільного виробництва енергія є оборотним елементом засобів виробництва, засобом особистого споживання, що багато в чому визначає продуктивність суспільної праці і вартість робочої сили.

Достатнє та доступне енергозабезпечення є основою функціонування людської цивілізації. Зв'язок між рівнем цивілізованого життя та енергозабезпеченням добре відомий: щоб виготовити будь-який предмет, необхідно виконати роботу, а отже, витратити енергію. На початкових етапах розвитку людського суспільства, заснованого на використанні найпростіших знарядь праці, енергія, витрачена людиною, майже дорівнювала енергії, що приводилася в дію її силами. З винаходом нових способів перетворення енергії кількість вивільненої енергії у декілька разів перевищила ті обсяги, які могли б бути вироблені мускульною силою людини. Таким чином, розвиток економіки і зростання матеріального добробуту дуже тісно пов'язані з вироблюваною енергією.

Зазначена роль енергетики у розвитку матеріальної культури обумовлює діалектичну взаємозалежність між споживанням енергії та економічним розвитком. Більш високе економічне зростання спричиняє підвищення видобутку та споживання енергоресурсів, у свою чергу, збільшення пропозиції енергоресурсів прискорює економічне зростання. Зокрема, за останні 60 років співвідношення зростання валового внутрішнього продукту і споживання паливно-енергетичних ресурсів в Україні в середньому становило 1,3:1. Таким чином, без перебільшення можна стверджувати, що сьогодні енергетика набуває найважливішого значення для розвитку всіх галузей національного господарства, забезпечення ефективності їх функціонування.

З іншого боку, сталий розвиток економіки будь-якої країни неможливий без здійснення ефективного управління енергетичним комплексом, досягнення ним високих економічних показників. У зв'язку з цим виникає необхідність вивчення основних економічних закономірностей і тенденцій розвитку енергетичної галузі, механізмів оптимального управління процесами видобутку та використання енергії, що становить *мету вивчення дисципліни „Економіка енергетики”*.

Економіка енергетики є галуззю економічної науки, що вивчає економічні та організаційні питання видобутку енергетичних ресурсів, а та-

кож вироблення, перетворення, передачі і використання різних видів енергії.

Основними завданнями дисципліни є вивчення студентами:

- методів техніко-економічного обґрунтування планових та проектних рішень у сфері енергетики;
- наукових засад підвищення ефективності енергетики та всього паливно-енергетичного комплексу на базі раціонального використання трудових, матеріальних, у тому числі паливно-енергетичних та фінансових ресурсів, шляхів прискорення соціально-економічного розвитку енергетичних підприємств;
- механізму управління й державного регулювання енергетичного комплексу, принципів та напрямків удосконалення планування й управління енергетикою на основі ринкових відносин;
- економічних основ науково-технічного прогресу на підприємствах енергетики, методів удосконалення економічного аналізу, оптимізаційних розрахунків, прогнозування, планування й управління енерговиробництвом.

У результаті вивчення дисципліни *студент повинен знати:*

- завдання й умови розвитку енергетики, форми прояву дії економічних законів в енергетичній галузі;
- особливості управління виробничими ресурсами енергетичного підприємства, основні економічні завдання, що вирішуються на енергетичному підприємстві;
- напрямки й методи підвищення ступеня використання енергетичних потужностей, випуску продукції, продуктивності праці, зниження собівартості тощо;
- методи прогнозування і планування основних економічних показників енергетичного виробництва;
- економічні питання екологічних проблем енергетики, які сьогодні набули особливої актуальності через підвищені вимоги до охорони навколишнього середовища від різних видів антропогенних забруднень (відходів від виробництва енергії);
- економічні підходи до забезпечення надійності та якості енергопостачання споживачів.

Студент повинен уміти:

- знаходити шляхи найбільш ефективного використання енергоресурсів в умовах ринкової економіки із застосуванням досягнень науково-технічного прогресу;
- виконувати розрахунки з техніко-економічного обґрунтування господарських заходів, у тому числі природоохоронних;

- розраховувати основні показники для здійснення економічного аналізу енергетичного виробництва та використовувати їх у своїй практичній діяльності;
- виявляти внутрішньогосподарські резерви та шляхи їх використання із розробленням конкретних виробничих заходів;
- здійснювати прогнозування та планування основних показників діяльності енергетичного підприємства на перспективу;
- економічно обґрунтовувати вибір оптимального варіанта розвитку енергетичного підприємства (галузі) серед множини альтернатив за допомогою сучасних оптимізаційних методів.

Інтегральним підсумком вивчення дисципліни є набуття студентами нових знань та навичок, формування цілісного світогляду, які дозволяють приймати ефективні управлінські рішення щодо розвитку енергетичного виробництва.

Особливістю сучасного етапу вивчення економічних основ функціонування енергетики є необхідність урахування специфіки ринкових відносин в економіці України, що вимагає застосування відповідних підходів до управління енергетикою з використанням переважно ринкових економічних важелів та інструментів. Саме ці особливості намагалися врахувати автори під час підготовки цього підручника.

У підручнику розглянуто основні фактори енергетичного виробництва, шляхи їх ефективного використання, механізми формування собівартості енергетичної продукції та питання її ціноутворення в умовах ринкової економіки. Приділено увагу техніко-економічному обґрунтуванню господарських заходів в енергетиці, надійності й якості енергопостачання, досліджено проблеми планування і прогнозування макроенергетичних показників, формування структури державного управління енергетичною галуззю, розвитку «зеленої» енергетики. Матеріал, що викладається, максимально наближений до чинної нормативно-документальної бази, враховує міжнародні стандарти, на які нині переходять підприємства. Там, де це доцільно, наведені витяги з чинних правових і нормативних актів.

Підручник містить матеріали, пов'язані з реалізацією державної політики енергозбереження в Україні, застосовуваними урядом методами регулювання енергетичної галузі, функціонуванням енергетичних ринків розвинених країн та України на сучасному етапі економічного розвитку. Подано тлумачення спеціальних термінів та понять, розкрито найважливіші закономірності і взаємозв'язки у розвитку механізмів економіки енергетики.

Під час вивчення матеріалу важливо не лише зафіксувати існуючі положення економіки енергетики, але й зрозуміти глибинну сутність процесів, що відбуваються, логіку дії тих чи інших інструментів механізму прак-

тичного управління діяльністю енергетичного комплексу. Тому у підручнику подана значна кількість коментарів, приміток, прикладів, що ілюструють практичне застосування теоретичних положень, пояснюють об'єктивну спрямованість економічних процесів в енергетиці, показують логіку і тенденції змін в енергетичній галузі та суспільстві.

Підручник містить глосарій, покликаний полегшити засвоєння основних понять курсу, та бібліографічний список, який може бути використаний для самостійної підготовки. Наприкінці кожного розділу наведені питання для закріплення його змісту, перелік практичних завдань.

Свій авторський внесок у створення підручника здійснили: д.е.н., професор Л. Г. Мельник (редактор) – розділи 2, 3, 4, 5, підрозділи 6.4, 7.1–7.3, 10.3; д.е.н., професор І. М. Сотник (редактор) – вступ, розділи 1, 8, 9, 11, підрозділи 4.6, 5.4, 6.2, 6.3, 7.4, 7.5, висновки, глосарій; д.е.н., професор В. Г. Боронос – підрозділ 3.2; д.е.н., професор І. О. Галиця – підрозділ 9.1; д.е.н., професор С. О. Самаль – підрозділи 12.5, 13.5; д.е.н., професор Л. В. Фролова – підрозділи 2.3-2.4, 3.4; д.е.н., професор А. І. Яковлев – підрозділ 12.3; к.е.н., професор В. М. Боронос – підрозділи 7.4-7.5; к.е.н., професор М. К. Шапочка – підрозділ 2.6; к.е.н., доцент І. Б. Дегтярьова – підрозділ 10.3; к.е.н., доцент О. М. Дериколенко – підрозділи 3.2, 3.4; к.е.н., доцент О. І. Карінцева – розділи 2, 3; підрозділи 5.1–5.4, 5.6, 6.1; к.е.н., доцент О. В. Кубатко – підрозділи 10.1, 10.4; к.е.н., доцент Ю. О. Мазін – підрозділ 8.2; к.е.н., доцент О. М. Маценко – розділи 12-13, глосарій; к.е.н., доцент О. І. Мельник – підрозділ 3.3; к.е.н., доцент Л. В. Старченко – підрозділи 2.1–2.4, 2.8; к.е.н., доцент Л. М. Таранюк – підрозділи 5.1-5.2, 5.4-5.5, глосарій; к.е.н., доцент О. В. Шкарупа – підрозділи 10.2, 10.4; к.т.н., доцент І. Л. Лебединський – розділи 12-13; к.ф.-м.н., доцент А. І. Рубан – підрозділ 13.2; к.т.н., доцент М. І. Сотник – підрозділи 8.3-8.4; PhD, старший викладач Текла Себестен Сзеп (assistant lecturer Tekla Sebestyen Szer) – підрозділ 10.3; к.е.н. І. М. Бурлакова – підрозділ 2.5; к.е.н. О. М. Волк – підрозділ 11.3; к.е.н. М. О. Харченко – підрозділ 2.7; Ю. М. Завдов'єва – підрозділ 7.4; Т. О. Курбатова – підрозділи 10.1, 10.5-10.6, глосарій; Д. М. Овчаренко – підрозділ 10.3, глосарій; О. М. Часник – підрозділи 10.2, 10.4.

Підручник призначений для підготовки бакалаврів енергетичних спеціальностей, однак також може бути корисним для викладачів та інших фахівців з питань економіки енергетики.

Слова подяки. Автори виражають свою вдячність рецензентам за цінні поради й зауваження, дякують колегам за сприяння у виданні книги.

РОЗДІЛ 1

ЕНЕРГЕТИКА В СТРУКТУРІ НАЦІОНАЛЬНОГО ГОСПОДАРСТВА

- Сучасні тенденції розвитку світової енергетики
- Особливості енергетичної галузі та основні показники енергетичного розвитку країни

1.1 Сучасні тенденції розвитку світової енергетики¹

Для другої половини 20-го та початку 21-го століть характерні швидке зростання споживання різних видів енергії, широкий розвиток засобів зв'язку та транспорту. Завдяки науково-технічному прогресу, успіхам геологічних наук і створенню більш досконалих засобів пошуку корисних копалин відкриваються нові родовища нафти та природного газу. Досягнення фізичної науки дозволяють широко використовувати для потреб людства принципово новий енергетичний ресурс – внутрішньоатомну енергію (ядерне паливо), здійснюються роботи з використання енергії керування термоядерних реакцій. На базі відносно швидко зростаючого споживання енергетичних ресурсів, особливо електроенергії, в енергетичному господарстві промислово розвинених країн складається якісно нова ситуація. Для неї характерні:

- наростаюча складність одержання нафти та деякою мірою природного газу, що супроводжується зростанням цін на ці види палива;
- поява широких можливостей використання ядерного палива;
- посилення конкуренції на енергетичних ринках;
- наростання екологічних проблем у розвитку енергетики тощо (Інновационное, 2004; Перспективи, 2008).

Усе це привело до того, що період переважного забезпечення природу енергетичного балансу рідким паливом і природним газом змінюється швидким зростанням атомної енергетики, новим піднесенням вугільної промисловості, розгортанням активної енергозберігаючої політики, а також поступовим збільшенням використання ВДЕ в економіках багатьох країн світу.

Незважаючи на зростаючий інтерес до ВДЕ, практика свідчить, що традиційні джерела енергії, такі як вугілля, нафта, природний газ та атомна енергія, ще досить тривалий час пануватимуть на енергоринку як основні

¹ Розділ містить результати досліджень, проведених у рамках виконання держбюджетної науково-дослідної роботи № 53.15.01–01.15/17.3Ф «Методологія формування механізму інноваційного розвитку національної економіки на основі альтернативної енергетики».

енергетичні джерела. Причому справа не лише у відносній дорожнечі енергії з ВДЕ порівняно з традиційними джерелами, недосконалої технології одержання такої енергії, а й в екологічних проблемах, що виникають під час одержання енергії з ВДЕ.

Прийнято вважати, що енергія з ВДЕ є більш екологічно чистою порівняно з традиційною енергетикою, що виправдовує її високу собівартість (на 5–300 % вище собівартості енергії за традиційними технологіями). Однак якщо негативні екологічні наслідки традиційної енергетики достатньо вивчені, добре прогнозовані й можуть бути деякою мірою нейтралізовані за допомогою існуючих природоохоронних технологій, то наслідки впливу ВДЕ на довкілля вимагають ретельних наукових досліджень.

Наприклад, **енергія вітру** є далеко не ідеальною для використання, оскільки передбачає залучення великих територій. За сучасних технологій, щоб досягти потужності вітроелектростанції в 1 тис. МВт, потрібно вкрити вітрогенераторами декілька десятків квадратних кілометрів. Для порівняння: один енергоблок на Запорізькій або Південноукраїнській АЕС такої самої потужності займає площу в кілька сотень квадратних метрів. Однак основним недоліком вітроенергетики є те, що на території, зайнятої вітрогенераторами, будь-яка господарська діяльність стає неможливою. Вітрові турбіни мають максимальний ККД при частоті обертання ротора 10–20 разів за секунду. Це – частота інфразвукових коливань, що вкрай негативно впливають на все живе, особливо на людський мозок. А традиційний трилопатевий пропелер вітротурбіни є ідеальним генератором інфразвуку. Крім того, генеровані пропелером коливання поширюються так, начебто вони вийшли з гігантського рупора, а отже, загасають не пропорційно квадратів відстані, а значно повільніше.

Подробиці

Існує гіпотеза, що загадкові події, які спостерігалися місце в районі Бермудського трикутника, обумовлюються саме впливом на людину інфразвукових хвиль. У світовій пресі час від часу з'являється інформація про зникнення у цьому районі літаків і кораблів. Деякі з них були знайдені без будь-яких слідів присутності екіпажа та пасажирів. Як правило, у цих випадках не було також виявлено ознак екстремальних ситуацій, наприклад терористичних актів або аварій.

Автори гіпотези вважають, що інфразвукові коливання частотою 7–8 Гц генеруються в районі Бермудського трикутника хвилями особливої форми, які, у свою чергу, виникають завдяки специфічній троянді вітрів. Вплив інфразвукових коливань такої частоти на людину викликає постійно зростаючий страх і манію переслідування, а тривалий вплив призводить до стійких розладів психіки. На думку авторів гіпотези, екіпажі та пасажирів таких суден під дією інфразвуку просто викидалися за борт.

Механізм впливу інфразвукових коливань на живі організми є недостатньо вивченим, проте відомо, що ці коливання є резонансними для клітинних мембран. Таким чином, при впливі інфразвуку на клітину нормальний її розвиток пригнічується, а через певний час вона гине. У людини найбільш чутливі до інфразвуку нейрони головного мозку.

Подробиці

Вітрова турбіна генерує інфразвукові коливання у вигляді конуса, вісь якого збігається з віссю турбіни. Отже, віротурбіна з вертикальним розташуванням ротора генерує інфразвук вертикально вгору, що менш безпечно для навколишнього середовища. Однак питома потужність такої турбіни в декілька разів менша за традиційну з горизонтальним розташуванням ротора.

Таким чином, вітроенергетика насправді не є екологічно чистою. Її масове використання можливе лише на територіях, де впродовж життя декількох наступних поколінь не планується ведення будь-якої господарської діяльності (наприклад, територія Чорнобильської зони в Україні).

Проблеми одержання **сонячної енергії** полягають у малій її концентрації, через яку масово використовувати сонячну енергію економічно недоцільно. Традиційний спосіб одержання електроенергії із сонячної полягає у нагріванні сонцем води і переведенні її в пару, що обертає ротор турбіни. Однак для нагрівання в такий спосіб 1 л води за 1 секунду необхідно сконцентрувати сонячний промінь у середньому на площі 2 км². Унаслідок цього вартість високоякісних дзеркал значно перевищить кошторисну вартість ядерного реактора. Крім того, кращі зразки дзеркал, що використовуються в сучасній техніці, відбивають 94 % світла, тобто 6 % вони поглинають, а отже, нагріваються. Оскільки дзеркала покриваються срібно-ртутною амальгамою, то під час їх нагрівання різко зростає концентрація ртутних парів у навколишньому повітрі.

Ще один недолік такого способу концентрації сонячної енергії – необхідність комплектування дзеркал автоматичною системою спостереження за сонцем, що автоматично в декілька разів підвищує вартість сонячної електростанції. У протилежному разі сонячні відблиски, відбиваючись від дзеркал, випалюватимуть усе навколо на досить великі відстані.

Технологія одержання електроенергії з енергії сонця за допомогою фотоелементів також має низку недоліків: низький ККД фотоелементів (до 30 %), необхідність залучення великих територій, високу концентрацію парів миш'яку та селену (складові фотоелементів) на цих територіях.

У деяких країнах здійснюються спроби скористатися **теплом земної кори** для одержання електроенергії. Цей спосіб є досить привабливим, але може бути застосований здебільшого для районів підвищеної вулканічної

активності. На більшій частині території України для одержання електроенергії за такою технологією необхідно бурити свердловини глибиною 15–20 км, що перевищує можливості сучасної техніки.

Застосування **геотермальної енергії** передбачає дві можливості. Перша – використання енергії гарячих джерел і гейзерів. Однак цей метод може бути застосований лише там, де є гейзери. Крім того, як правило, вода в гарячих джерелах має невисоку температуру (до 100⁰ С), тому без додаткового нагрівання одержати електроенергію за її допомогою важко.

Друга можливість полягає у закачуванні води в надра землі, де вона перетворюється на пару, що обертає енерготурбіни. Але і тут є багато недоліків. У зонах вулканічної активності, де передбачається використовувати таку технологію, із земних надр просочуються на поверхню досить активні гази, такі як сірководень, оксиди сірки, аміак, оксиди азоту тощо. Реагуючи з водою (причому при підвищених температурах), вони перетворюються в досить сильні кислоти, що інтенсивно роз'їдають металеве устаткування. Відповідно доводиться вживати спеціальних заходів з очищення від них водяної пари, яка відходить, що значно збільшує собівартість такої енергії, не усуваючи цілком небезпеку аварій.

Таким чином, жоден із розглянутих методів видобутку електроенергії з ВДЕ не є екологічно чистим, крім того, за останніми підрахунками, повнолювані джерела можуть забезпечити потреби лише 1,5 мільярда людей на планеті. Отже, у найближчі кілька десятиріч основним джерелом одержання досить дешевої енергії залишиться традиційна енергетика.

За прогнозами експертів у XXI столітті у забезпеченні енергією не очікується революційних змін, подібних до швидкого незапланованого та різкого самообмеження у забезпеченні енергією або раптовому відкритті нового екологічно чистого та легкодоступного джерела енергії. В той самий час передбачається, що людство здатне еволюційно покращувати споживання енергії.

1.2 Особливості енергетичної галузі та основні показники енергетичного розвитку країни

Енергетика як галузь національного господарства охоплює складну сукупність процесів перетворення, розподілу і використання всіх видів енергетичних ресурсів від їх видобутку до приймачів енергії включно.

Провідне значення енергетичної галузі полягає в тому, що вона істотно формує основні народногосподарські пропорції, а багато в чому (переважно через електроенергію) і технологічні процеси. На її розвиток витрачається 15–20 % усіх капіталовкладень промисловості, у ній зайнято більше 15 % усіх працюючих.

Глибоке проникнення енергетики в усі галузі економіки та соціальну сферу визначає особливу роль енергетики у забезпеченні безпеки розвитку сучасного суспільства. **Особливості енергетики**, що відрізняють її від інших галузей народного господарства України, полягають у такому:

1) *технологічні особливості*, обумовлені фізичною сутністю процесів виробництва, розподілу і споживання енергії (взаємозамінність використуваних ресурсів; послідовність фаз перетворення енергії; безперервність процесу виробництва електроенергії, її розподілу і використання);

2) *внутрішньогалузеві особливості* (висока капіталомісткість енергетичних об'єктів, тривалі терміни їх спорудження й експлуатації);

3) *характер зв'язку з іншими галузями* (широке використання енергії у всіх галузях народного господарства, різноманітність її видів і параметрів, наявність зворотних зв'язків між енергетикою й іншими галузями);

4) *істотний вплив на довкілля*.

До **факторів, що визначають рівень споживання ПЕР** і впливають на розвиток енергетики, належать:

- 1) коливання кон'юнктури та метеоумов;
- 2) динаміка народонаселення;
- 3) зміни у відносному енергоспоживанні окремих груп споживачів;
- 4) міжнародний поділ праці;
- 5) порівняльна ефективність різних енергоносіїв з точки зору задоволення певних потреб.

Складність сучасних енергетичних систем і вплив на них зазначених факторів, які значною мірою залежать від економічної ситуації, що складається на світових ринках, обумовлюють необхідність застосування наукового підходу до економічних проблем енергетики і виділення у зв'язку з цим окремої галузі економічної науки – *економіки енергетики*.

Економіка енергетики оперує *системою економіко-енергетичних* показників, що належать до різних рівнів управління: макроекономічного, галузевого (регіонального), мікроекономічного. **Основні макроекономічні показники енергетичного розвитку** подані в табл. 1.1.

Аналізуючи розглянуті показники розвинених країн та України, можна виділити такі тенденції.

Європа послідовно йде шляхом зниження енергоємності своєї економіки. Сьогодні середній європеєць споживає щорічно 140 ГДж – майже вдвічі менше, ніж середній американець. З урахуванням усезростаючої ролі екологічної проблеми ЄС узяв курс на скорочення використання твердого палива та ядерної енергії. Екстраполяція існуючих тенденцій дозволяє зробити висновок, що до третього десятиліття XXI століття приблизно половина електроенергії вироблять за рахунок використання природного газу. Як і раніше, велику увагу передбачається приділяти розвитку і впрова-

дженню поновлюваних джерел, частка яких у загальному енергобалансі на сьогодні становлять приблизно 8–10 % (У Європі, 2011).

Таблиця 1.1 – Основні макроекономічні показники енергетичного розвитку (Мельник та ін., 2006)

Показник	Алгоритм розрахунку показника
– Загальне споживання ПЕР (млн т ум. п.)	-
– Споживання енергії на душу населення (кг ум. п./осіб або КНЕ/осіб)	Загальне споживання ПЕР / кількість населення
– Імпорт енергоресурсів, нетто, % від загального енергоспоживання	(Кількість імпортованих енергоресурсів – кількість експортованих енергоресурсів) / кількість спожитих енергоресурсів · 100 %
– Установлена потужність електростанцій (млн кВт·год), зокрема гідро-, теплових, атомних	-
– Частка електроенергії, що виробляється за допомогою вугілля (%)	Електроенергія, вироблена за допомогою вугілля / загальний обсяг виробництва електроенергії · 100 %
– Частка електроенергії, що виробляється за допомогою нафти (%)	Електроенергія, вироблена за допомогою нафти / загальний обсяг виробництва електроенергії · 100 %
– Частка споживання поновлюваних ПЕР (%)	Кількість спожитих поновлюваних ПЕР / загальна кількість спожитих ПЕР · 100 %
– Енергоємність ВВП (КНЕ/ дол. США, або т ум. п./дол. США)	Кількість спожитих ПЕР / величину ВВП
– Повна енергоємність промислової продукції (КНЕ / дол. США, або т ум. п./осіб)	Повні енергетичні витрати на виробництво промислової продукції / вартість промислової продукції
– повна енергоємність сільськогосподарської продукції (КНЕ / дол. США, або т ум. п./осіб)	Повні енергетичні витрати на виробництво сільськогосподарської продукції / вартість сільськогосподарської продукції
– ВВП на душу населення (дол. США / осіб)	Величина ВВП / кількість населення

Що стосується України, то з урахуванням зазначених показників енергетичного розвитку наша країна, за оцінками фахівців, відстає від розвинених країн у своєму економічному розвитку на 27 років. Низька енергоефективність є одним із основних чинників низької конкурентоспроможності економіки України на світовій арені. У 2012 році енергоємність ВВП України становила 0,36 КНЕ на один долар США з урахуванням паритету реальної купівельної спроможності, що значно перевищує середньосвітовий рівень енергоемності (0,16 КНЕ / дол. США) (Кей, 2014).

Цифри та факти

У 1990 році енергоємність ВВП України у натуральному вираженні перевищувала енергоємність ВВП розвинених країн у 1,5–13 разів. Упродовж 90-х років минулого століття в умовах економічного спаду загальний обсяг споживання енергетичних ресурсів в Україні помітно знизився, однак енергоємність ВВП у натуральному вираженні зросла на 40–45 %. Згідно з офіційними даними, пік зростання енергоємності ВВП припав на 1997 рік (табл. 1.2). Протягом наступних років спостерігалися тенденції поступового зниження енергоємності ВВП (Сотник, 2010). Сьогодні енергоємність ВВП України перевищує енергоємність ВВП країн Європи на величину від 1,9 до 3,3 раза та середньосвітовий рівень – у 2,25 раза (станом на 2012 рік) (Кеу, 2014).

Серед факторів, що обумовлюють високий рівень енергоємності ВВП України порівняно з розвиненими країнами, можна виділити такі: збереження протягом останніх 20 років орієнтації на енергоємну структуру національного виробництва; високий рівень морального і фізичного зношення основних виробничих фондів; природний дефіцит власних енергоресурсів та зростання цін на використовувані у країні ПЕР; монопольне становище енерговиробників тощо.

Так, упродовж 1990–2012 рр. була збережена орієнтація на енергоємну структуру національного виробництва, що й обумовило зростання енергоємності ВВП країни у першій половині 90-х рр. ХХ століття, а потім уповільнене порівняно з прогнозами зменшення цього показника.

Важливою причиною підвищеного рівня енергоємності ВВП України є значний ступінь зношення основних фондів підприємств паливно-енергетичного комплексу й енергоємних галузей у 1991–2012 рр.

Таблиця 1.2 – Макроекономічні показники енергетичного розвитку України в 1991–2012 рр. (Мельник та ін., 2006; Статистичний, 2014)

Показник	1991	1996	2000	2005	2010	2011	2012
Споживання ПЕР, млн т ум. п.	340,1	217,9	176,2	205,6	180,0	182,6	171,9
Темп зміни до попереднього року, %	97,3	99,1	94,1	107,4	106,1	101,4	94,1
Виробництво ВВП (у порівняльних цінах), млрд грн	202,9	95,5	95,8	130,8	137,4	144,5	144,9
Темп зміни до попереднього року, %	91,2	89,9	105,8	102,7	104,1	105,2	100,3
Енергоємність ВВП, кг ум. п./ грн	1,676	2,282	1,839	1,572	1,310	1,263	1,186
Темп зміни до попереднього року, %	106,8	110,2	89,3	104,6	101,9	96,4	93,9

Цифри та факти

Зношення первинної вартості основних фондів підприємств Мінпалив-енерго України складає у середньому 40 %. При цьому зношеність фондів НЕК «Укренерго» становить 54 %. По НАК «Енергетична компанія України» коефіцієнт зношеності складає 75 %. Коефіцієнт зношеності основних фондів компаній НАК «Нафтогаз України» дорівнює 47 %, а НАЕК «Енергоатом» – 33 %. Поряд із цим 90 % енергоблоків теплових електростанцій вичерпали свій розрахунковий ресурс роботи – 100 тис. годин; 51 % виробили прийнятну у світовій практиці граничну межу фізичної зношеності – 200 тис. годин. Протягом найближчих років усі блоки можуть дійти до межі, коли почнеться некерована ситуація у тепловій генерації. Що стосується стану газотранспортної системи, то 80 % газоперекачувальних агрегатів морально й технічно застаріли, 60 % трубопроводів перебуває на критичному рівні зношеності (Зношеність, 2014; Про схвалення, 2013).

Таким чином, використання морально й фізично зношеного устаткування обумовило збільшення питомих витрат палива на виробництво кінцевої продукції. Враховуючи високу капіталоємність енергетичного виробництва та існуючий дефіцит фінансових коштів, ситуація не змінилася на краще навіть дотепер.

Природний дефіцит власних ПЕР та необхідність закупівлі споживаних Україною ПЕР за світовими цінами після розпаду Радянського Союзу викликали стрімке зростання енергоемності ВВП країни у вартісному вираженні. Сьогодні Україна змушена імпортувати до 60–65 % необхідних енергетичних ресурсів, витрачаючи щорічно понад 25 % ВВП. Енергетичні витрати у собівартості кінцевої продукції українських виробників сягають 35–70 %, загострюючи питання раціонального та ефективного використання енергетичних ресурсів на виробництві (Сотник, 2010).

Перехід України до ринкових відносин забезпечив одержання економічної незалежності енергетичними підприємствами-монополістами. Однак у процесі трансформації економіки не було створено ефективного антимонопольного законодавства, що регулює діяльність цих утворень. Отже, недоліки державного регулювання діяльності монополій в енергетичному секторі призвели до того, що на сьогодні ця категорія суб'єктів господарювання має можливість (і її використовує!) перекладання всіх витрат, пов'язаних із нераціональним використанням ПЕР, на споживача, обумовлюючи необґрунтоване підвищення енергоемності кінцевої продукції.

Неповне завантаження виробничих потужностей українських підприємств, викликане економічною кризою 1990-х років, а потім і фінансовою кризою 2008–2009 рр., спричинило додаткове зростання питомих витрат, зокрема й енергетичних, на виробництво продукції. Так, на машинобудівних підприємствах України неповне завантаження потужностей обумовило

підвищення паливно-енергетичної складової до 40 % у собівартості продукції, забезпечивши збільшення енергоємності останньої.

На сьогодні перед енергетикою України постає завдання структурної перебудови у напрямку оновлення й інтенсифікації енергетичного виробництва, підвищення рівня його енергоефективності у складних кризових умовах. Здійснення такої перебудови неможливе без знання економічної бази енергетики.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Розкрийте сучасні тенденції розвитку світової енергетики.
2. У чому полягають труднощі сучасного використання альтернативних джерел енергії?
3. Охарактеризуйте особливості енергетичної галузі.
4. Назвіть фактори, що впливають на рівень споживання ПЕР.
5. Дайте характеристику основних макроекономічних показників енергетичного розвитку.
6. Охарактеризуйте основні макроекономічні показники енергетичного розвитку України.
7. Розкрийте причини високої енергоємності ВВП України.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Визначити обсяги споживання ПЕР та ВВП на душу населення, енергоємність ВВП країни в кожному році та в цілому за десять років, тенденції зміни показників, виходячи з таких даних:

Рік	Споживання ПЕР, млн т ум. п.	ВВП, млрд грн	Кількість населення, млн осіб
2004	260,1	138,5	50,2
2005	262,3	134,9	49,9
2006	262,0	120,7	49,7
2007	261,5	118,9	49,6
2008	261,8	128,7	49,5
2009	260,8	134,3	49,3
2010	259,3	142,5	50,1
2011	257,6	145,4	50,3
2012	251,9	152,6	50,3
2013	252,0	153,0	50,4

2. Визначити структуру енергоспоживання країни та тенденції її зміни, виходячи з таких даних, млн т вугільного еквівалента:

Розділ 1. Енергетика в структурі національного господарства

ПЕР	1996 р.	1998 р.	2000 р.	2004 р.	2008 р.	2012 р.
Вугілля	160,8	152,7	87,4	69,7	82,2	142,3
Нафта	29,25	27,47	34,9	35,09	34,92	25,93
Газ	89,0	92,9	88,3	88,41	97,9	97,3
Теплоенергія	52,3	48,6	45,4	42,6	48,2	50,9
Електроенергія	58,5	52,6	53,2	63,0	63,0	69,4
Інші види	10,1	8,2	5,3	4,2	5,6	8,9
Разом						

3. Проаналізувати різні види енергоємності та тенденції їх зміни впродовж п'яти років у країні, виходячи з таких даних:

Показник	2009 р.	2010 р.	2011 р.	2010 р.	2013 р.
Повні енергетичні витрати на виробництво, разом, млн т ум. п. зокрема:	489,0	496,1	498,8	502,2	510,7
– промислової продукції	391,2	406,8	404,0	416,8	420,3
– сільськогосподарської продукції	58,7	54,6	59,9	62,8	56,2
– продукції інших галузей	39,1	34,7	34,9	22,6	34,2
Вартість промислової продукції, млрд грн	139,2	136,6	137,2	132,2	135,0
Вартість сільськогосподарської продукції, млрд грн	34,8	39,0	37,8	36,1	34,3
ВВП, млрд грн	193,4	195,2	198,9	200,3	201,5

4. Визначити відсоток імпорту, експорту, чистого імпорту ПЕР країни за 1993–2013 рр., виходячи з таких даних:

Показник	1993 р.	1995 р.	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2013 р.
Власний видобуток ПЕР, млн т ум. п.	89,95	90,51	88,42	86,23	89,4	90,25
Імпортовано, млн т ум. п.	34,56	32,7	30,2	28,4	30,56	34,0
Експортовано, тис. т ум. п.	4256	3458	2497	2905	3856	4200

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНИЙ КАПІТАЛ В ЕНЕРГЕТИЦІ

- Економічна сутність, класифікація та структура основного капіталу
- Зміст нематеріальних і довгострокових фінансових активів
- Методи оцінки основних фондів
- Зношення і відтворення основних фондів
- Амортизація основних фондів
- Інтенсифікація та показники використання основних фондів
- Виробнича потужність енергетичного підприємства
- Відтворення основних фондів

2.1 Економічна сутність, класифікація та структура основного капіталу

Економічні суб'єкти (корпорації, підприємства, індивідуальні виробники) для здійснення виробничого процесу повинні використовувати певні ресурси: *матеріальні, трудові, природні, інформаційні та грошові*. Важливого значення при цьому набувають засоби виробництва.

Засоби виробництва – це сукупність усіх елементів, що беруть участь у процесі виготовлення продукції. Вони поділяються на *засоби праці* (верстати, машини, печі тощо) та *предмети праці* (сировина, матеріали, напівфабрикати та ін.).

Необхідною умовою реалізації основної мети підприємства – отримання прибутку – є відтворення капіталу, що охоплює стадії інвестування, виробництва та реалізації.

У процесі свого використання капітал перебуває в постійному русі як у межах діяльності окремого підприємства, так і в економічній системі країни в цілому. Процес такого постійного руху характеризується терміном «оборот капіталу», під яким розуміють процес безперервного руху капіталу в економічній системі, що супроводжується послідовним перетворенням однієї його форми на іншу.

У процесі обороту різні види капіталу характеризуються різною інтенсивністю руху. Одна частина виробничого капіталу у формі *предметів праці* використовується у процесі виробництва продукції протягом лише одного виробничого циклу (сировина, енергія тощо), інша його частина – *засоби праці* – функціонує впродовж багатьох виробничих циклів (будівлі, устаткування тощо).

За формами авансування залученого капіталу в активи підприємства його поділяють на *основний та оборотний*.

Оборотний капітал визначає ту частину капіталу, що авансується в предмети праці, використовується лише в одному виробничому циклі й повертається на підприємство за один оборот.

Основний капітал формує ту частину активів підприємства, що беруть участь у багатьох виробничих циклах, частинами переносячи свою вартість на вартість готової продукції. *Основні активи* становлять виробничу *основу* підприємств (будівлі, споруди, машини, устаткування тощо) – звідси їх назва.

На відміну від оборотних основні активи не беруть участі в обороті коштів. Свою вартість вони відтворюють через оборотні активи, поступово переносячи її на вартість виробленої продукції. Отже, основні активи знаходяться поза безпосереднім оборотом коштів. Звідси їх ще дві назви: «необоротні», або «позаоборотні» активи.

Конкретними формами основного капіталу (необоротних активів) на підприємстві є *основні засоби*, *нематеріальні активи*, *фінансові інвестиції* (рис. 2.1).



Рисунок 2.1. – Склад основного капіталу (необоротних активів)

Подробиці

Така термінологія була закріплена Положенням (стандартом) бухгалтерського обліку (ПБО-7) № 7 «Основні засоби». Необоротні активи визнаються, тобто відображаються у балансі підприємства, якщо відповідають загальним критеріям визнання активів, а саме:

- існує ймовірність того, що підприємство отримає у майбутньому економічні вигоди, пов'язані з використанням цих активів;
- вартість може бути достовірно визначена.

Майбутні економічні вигоди від використання необоротного активу можуть бути отримані у вигляді доходу від реалізації продукції (послуг), економії витрат тощо. Наприклад, придбана ліцензія на використання нової технології може забезпечити економію витрат. Необхідно зазначити, що окремі об'єкти безпосередньо не збільшують економічні вигоди, однак можуть бути потрібними для забезпечення одержання майбутніх економічних вигід від інших активів. Прикладом можуть бути основні засоби, придбані для охорони довкілля або з метою безпеки.

Другий критерій здебільшого зумовлюється наявністю інформації про витрати на придбання або створення об'єкта, а саме:

- суми, що сплачують постачальникам активів та підрядникам за виконання будівельно-монтажних робіт (без непрямих податків);
- реєстраційні збори, державне мито та аналогічні платежі, що здійснюються у зв'язку з придбанням (отриманням) прав на об'єкт основних засобів;
- суми ввізного мита;
- суми непрямих податків у зв'язку з придбанням (створенням) основних засобів (якщо вони не відшкодовуються підприємству);
- витрати зі страхування ризиків доставки основних засобів;
- витрати на транспортування, установку, монтаж, налагодження основних засобів;
- інші витрати, безпосередньо пов'язані з доведенням основних засобів до стану, у якому вони придатні для використання із запланованою метою.

До придбання основних засобів прирівнюються відповідно до Податкового Кодексу України:

- внесення до статутного капіталу;
- отримання основних засобів у фінансовий лізинг;
- отримання в оренду основних засобів у складі цілісного майнового комплексу від державних органів приватизації або органів місцевого самоврядування;
- отримання в господарське відання основних засобів, що не підлягають приватизації, за рішеннями центральних органів виконавчої влади або органів місцевого самоврядування, у разі зарахування на баланс.

Якщо основний засіб входить до статутного капіталу підприємства, то його первісною вартістю визнається вартість, погоджена засновниками під-

приємства (не вища за звичайну ціну).

Якщо основний засіб отримано в обмін, то його первісна вартість дорівнює вартості переданого об'єкта, що амортизується, за вирахуванням сум накопиченої амортизації (не вище за звичайну ціну об'єкта, отриманого в обмін) (Податковий, 2015).

Згідно зі ст. 14.1.138 Податкового кодексу **основні засоби** – це матеріальні активи, зокрема запаси корисних копалин ділянок надр, наданих у користування (крім вартості землі, незавершених капітальних інвестицій, автомобільних доріг загального користування, бібліотечних та архівних фондів, матеріальних активів вартістю не вище 2500 грн, невиробничих основних засобів і нематеріальних активів), призначені платником податків для використання у власній господарській діяльності, вартість яких перевищує 2500 грн і поступово зменшується у зв'язку з фізичним та моральним зношенням, а очікуваний строк корисного використання з дати введення в експлуатацію становить більше 1 року або операційного циклу, якщо він більше року (Податковий, 2015).

Ключовими компонентами основного капіталу взагалі й основних засобів зокрема є **основні фонди**, що становлять матеріальну основу виробництва. Зокрема, у складі основних засобів, крім «капітальних витрат на поліпшення земель», усі інші елементи належать до категорії «основних фондів».

Основні фонди – це частина засобів виробництва, що зберігають свою натуральну форму, беруть участь у багатьох виробничих циклах і переносять свою вартість на вартість готової продукції частинами в міру спрацювання.

Залежно від характеру участі основних фондів у виробничому процесі розрізняють **виробничі** та **невиробничі основні фонди**. Основні виробничі фонди функціонують у сфері матеріального виробництва (котли, турбіни, генератори і т. д.); невиробничі – задовольняють побутові й культурні потреби працюючих. До них належать житлові будинки, дитячі садки і ясла, клуби, стадіони та їх оснащення, які є власністю підприємств та перебувають на їх балансі. Вартість основних фондів за галузями національного господарства подана у табл. 2.1.

Співвідношення різних груп основних фондів у загальній їх вартості називається **структурою основних фондів**. Структура основних виробничих фондів різних галузей і підприємств залежить від різних факторів: складності, конструктивно-технологічних особливостей продукції, типу виробництва, особливостей технологічних процесів і технічного рівня застосовуваних машин та устаткування, рівня концентрації виробництва, розміщення підприємств галузі на території країни тощо.

Таблиця 2.1 – Основні фонди в економіці України (Статистичний, 2014)

Сфера економічної діяльності	Млн грн	Питома вага, %	Млн грн	Питома вага, %
	2000 р.		2012 р.	
Усі основні фонди, зокрема	828822	100,0	9148017	100,0
– промисловості,	285328	34,4	1603646	17,5
у т. ч. виробництва та розподілення електроенергії, газу та води	63488	7,7	694638	7,6
– сільського господарства, мисливства, лісового господарства	97471	11,8	137640	1,5
– будівництва	15462	1,9	75504	0,8
– діяльності транспорту та зв'язку	113437	13,7	5634650	61,6
– освіти	45344	5,5	3141	0,03
– надання комунальних та індивідуальних послуг; діяльності у сфері культури та спорту	15225	1,8	56780	0,6
– охорони здоров'я та надання соціальної допомоги	21618	2,6	13431	0,1

Структура основних фондів енергетики значною мірою визначається видом використовуваного енергоресурсу, типом і призначенням об'єкта. На теплових станціях вартість силових машин та устаткування становить більше половини вартості основних фондів. Це обумовлюється тим, що котлотурбінне й електротехнічне устаткування є головним і в той самий час найбільш коштовним елементом технологічної схеми ТЕС. Водночас на ГЕС основна сума капітальних вкладень припадає на гідротехнічні споруди, тому частка активної частини в структурі основних фондів ГЕС значно нижча, ніж для ТЕС. В електричних мережах високої напруги структура основних фондів визначається рівнем напруги та їх довжиною. Зі збільшенням напруги і довжини мереж питома вага передавальних пристроїв має тенденцію до зниження, оскільки зростає вартість устаткування підстанцій та перемикальних пунктів. Нижче подані дані, що характеризують структуру основних фондів ТЕС, АЕС, ГЕС і ПЕМ (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Усереднена структура основних фондів ТЕС, АЕС, ГЕС і ПЕМ, % (Мельник та ін., 2006; Основні, 2014)

Група основних виробничих фондів	ТЕС	ГЕС	ПЕМ	АЕС
Будівлі	19	18	7	36
Споруди	16	59	2	9
Передавальні пристрої	9	6	51	3
Силові машини та устаткування	55	16	39	51
Інші	1	1	1	1
Разом	100	100	100	100

Дані табл. 2.2 свідчать, що для ТЕС і АЕС характерною є значна частка силового устаткування та машин, для ГЕС – споруд, а для електричних мереж – передавальних пристроїв. Значна частка устаткування в структурі основних виробничих фондів мережних підприємств обумовлюється наявністю в них підстанцій, оснащених трансформаторами, синхронними компенсаторами й іншим коштовним устаткуванням.

Залежно від ступеня безпосереднього впливу на предмети праці основні виробничі фонди поділяються на *активні* та *пасивні*. До *активної* частини основних виробничих фондів належать такі їх елементи (робочі машини та обладнання, інструменти), що безпосередньо діють на форму і властивості предметів праці, визначають продуктивність праці, обсяг випуску продукції. До *пасивної* частини основних фондів належать ті елементи (будівлі, споруди, передавальні пристрої), що створюють умови для нормальної роботи активних основних фондів. Через те, що активні елементи основних фондів визначають виробничі можливості галузей, об'єднань та підприємств, а також їх продуктивність і ступінь технічної озброєності праці, перспективним напрямком є підвищення частки активної частини основних виробничих фондів, тобто машин, обладнання, інструментів.

2.2 Зміст нематеріальних і довгострокових фінансових активів

Нематеріальні активи. Під *нематеріальним активом* розуміють немонетарний актив, що не має матеріальної форми, може бути ідентифікований та утримується підприємством з метою використання протягом періоду більше від одного року (або одного операційного циклу, якщо він перевищує один рік) для виробництва, торгівлі, в адміністративних цілях чи для надання в оренду іншим особам.

Методичні засади бухгалтерського обліку інформації про нематеріальні активи встановлює Положення (стандарт) бухгалтерського обліку – 8 «Нематеріальні активи» – П(С)БО 8. Аналітичний облік нематеріальних активів ведеться за окремими групами. *Групою нематеріальних активів* є сукупність однотипних за призначенням та умовами використання нематеріальних активів. Згідно з П(С)БО 8 кожній групі відповідають окремі субрахунки.

Подробиці

До окремих груп нематеріальних активів згідно з П(С)БО 8 належать:

1 Права користування природними ресурсами:

- надрами;
- іншими ресурсами природного середовища;
- геологічною та іншою інформацією про природне середовище тощо.

2 Права користування майном:

- право користування земельною ділянкою відповідно до земельного законодавства;
- право користування будівлею;
- право на оренду приміщень тощо.

При цьому не потрібно ототожнювати плату за право на оренду майна та орендні платежі.

3 Права на комерційні позначення – відображаються засвідчені права на позначення, за яким товари та послуги одних осіб відрізняються від однорідних товарів і послуг інших осіб (товарні знаки, торгові марки, фірмові назви тощо).

4 Права на об'єкти промислової власності:

- винахід (корисну модель) – результат творчої діяльності людини у будь-якій галузі технології (пристрій, речовина, штам мікроорганізму, культура, клімат, рослини, спосіб тощо);
- промисловий зразок – результат творчої діяльності людини в галузі художнього конструювання (форма, рисунок, колір або їх поєднання, що визначають зовнішній вигляд промислового виробу та призначені для задоволення естетичних і ергономічних потреб);
- порода тварин;
- сорт рослин;
- “ноу-хау” (секрети виробництва – знання та відомості, що стосуються певної діяльності та дозволяють отримати економічні вигоди);
- інші об'єкти промислової власності (захист від недобросовісної конкуренції, топології інтегральних мікросхем тощо).

5 Авторське право та суміжні з ними права – ведеться облік прав на обнародувані та необнародувані твори у галузі науки, літератури і мистецтва, виражені в усній, письмовій чи будь-якій іншій формі.

6 Інші нематеріальні активи – враховуються об'єкти права користування економічними, організаційними та іншими вигодами, зокрема:

- право на місце на товарній, фондовій біржі;
- право на здійснення певної діяльності (витрати на отримання ліцензій та інших спеціальних дозволів);
- право на економічні вигоди від користування монопольним становищем на ринку;
- право на користування податковими, господарськими та іншими привілеями.

Довгострокові фінансові інвестиції. До складу основного капіталу також входять витрати на незавершені капітальні вкладення в основні засоби. Це – та частина витрат на придбання і будівництво основних засобів, що ще не перетворилася в основні засоби, не може брати участі у процесі господарської діяльності, а тому не повинна піддаватись амортизації. До основного капіталу ці витрати належать із тієї причини, що вони вже вилу-

чені з оборотного капіталу (на їх величину зменшена сума оборотного капіталу).

Довгострокові фінансові інвестиції становлять витрати на участь на паях у статутному капіталі в інших підприємствах, на придбання акцій та облігацій на довгостроковій основі. Крім того, до фінансових інвестицій належать:

- довгострокові позики, видані іншими підприємствами під боргові зобов'язання;
- вартість майна, переданого в довгострокову оренду на правах фінансового лізингу (тобто з правом викупу або передачі власності на майно після закінчення терміну оренди);
- довгострокова дебіторська заборгованість.

2.3 Методи оцінки основних фондів

Облік та оцінка засобів праці здійснюються в *натуральній* і *вартісній* (грошовій) формах.

Натуральна оцінка основних фондів необхідна для:

- обліку та планування окремих груп основних фондів;
- розрахунку виробничих потужностей;
- розроблення балансів устаткування і визначення ступеня його використання тощо.

Можна навести такі приклади натуральних одиниць основних фондів:

- наявні одиниці (шт.);
- одиниці потужності або продуктивності (м, кг, м, л, м², м³, байт тощо; за одиницю часу: с, хв, год, доба, місяць, рік);
- одиниці, що характеризують розмір основних фондів (габарити, вага, об'єм/обсяг);
- одиниці, що характеризують величину негативної роботи, пов'язаної з порушенням природного середовища (викиди шкідливих речовин в атмосферу, воду або ґрунт, кількість порушених земель тощо).

Грошова (вартісна) оцінка основних фондів необхідна для розв'язання таких завдань:

- формування єдиної критеріальної основи порівняння різних форм основних фондів;
- визначення їх загального обсягу, динаміки та структури;
- оцінки розміру вартості, що переноситься на вартість готової продукції (амортизаційних відрахувань);
- визначення зміни розміру основних фондів в окремих галузях і підприємствах за певний період.

Використовуються такі види вартісної оцінки основних виробничих фондів.

1 Оцінка за первісною вартістю, тобто за фактичними витратами, що зазнало підприємство у зв'язку зі створенням основних виробничих фондів, їх доставкою і монтажем, у цінах того року, в якому ці витрати були зроблені. Цей вид оцінки використовується для розрахунку амортизаційних відрахувань.

Первісна вартість – історична (фактична) собівартість основних (необоротних) активів у сумі грошових коштів або справедливої вартості інших активів, сплачених (переданих), витрачених для придбання (створення) основних (необоротних) активів.

2 Оцінка за відновною вартістю, тобто за вартістю відтворення основних виробничих фондів за сучасних умов. Необхідність оцінки за відновною вартістю викликана тим, що у зв'язку з науково-технічним прогресом або інфляційними факторами ті самі види засобів праці (верстати, печі тощо), виготовлені в різні роки, мають різну вартісну оцінку. Це вимагає періодичного переоцінювання основних фондів.

Як базу для визначення відновної вартості, як правило, використовують ринкові ціни на ті чи інші елементом основних груп факторів:

- морального зношення основних фондів;
- зміни масштабу діючої грошової одиниці (наприклад, унаслідок інфляції);
- кон'юнктурного коливання цін на основні фонди (наприклад, унаслідок ажіотажного попиту або митної політики, що застосовується державою).

Відновна вартість використовується в таких ситуаціях:

- під час купівлі/продажу раніше придбаних основних фондів;
- під час оцінювання реальної вартості основних фондів, що визначається під час інвентаризації; це може знадобитися при зміні форм власності, ліквідації підприємства або визначенні заставної вартості.

3 Оцінка за первісною або відновною вартістю з урахуванням зношення (за залишковою вартістю), тобто за існуючою вартістю, що ще не перенесена на готову продукцію.

Первісна (відновна) вартість основних виробничих фондів з урахуванням зношення визначається за формулою

$$\Phi_{\text{зал}} = \Phi_{\text{пер (відн)}} - \frac{\Phi_{\text{пер (відн)}} \cdot H_a \cdot T_{\phi}}{100 \%}, \quad (2.1)$$

де $\Phi_{\text{перв (відн)}}$ – первісна або відновна вартість основних фондів, грн; H_a – норма амортизації на реновацію (повне відновлення), %; T_{ϕ} – строк фактичного використання (експлуатації) основних фондів (до моменту визначення залишкової вартості), років.

Приклад 1

Визначимо залишкову вартість вантажного автомобіля, що належить підприємству на правах власності, якщо його первісна вартість – 100 тис. грн, річна норма амортизації – 20 %. Фактичний строк корисного використання автомобіля – 2,5 року.

Розв'язання

Визначаємо залишкову вартість за формулою (2.1):

$$100000 - 100000 \cdot 20 \cdot 2,5 / 100 = 50000 \text{ грн.}$$

Отже, залишкова вартість вантажного автомобіля становить 50 тис. грн.

4 Ліквідаційна вартість – сума коштів або вартість інших активів, яку підприємство очікує отримати від реалізації (ліквідації) необоротних активів після закінчення строку їх корисного використання (експлуатації), за вирахуванням витрат, пов'язаних із продажем (ліквідацією). Вона визначається за формулою

$$\Phi_{л} = \Phi_{р} - B_{л}, \quad (2.2)$$

де $\Phi_{л}$ – ліквідаційна вартість; $\Phi_{р}$ – ринкова ціна об'єкта; $B_{л}$ – витрати, пов'язані з ліквідацією об'єкта.

У разі часткової ліквідації об'єкта основних засобів його первісна (переоцінена) вартість та знос зменшуються відповідно на суму первісної (переоціненої) вартості та зносу ліквідованої частини об'єкта.

2.4 Зношення і відтворення основних фондів

Основні засоби зазнають спрацювання (зносу). Знос основних засобів – це сума амортизації об'єкта основних засобів з початку його корисного використання. Спрацювання основних виробничих фондів буває фізичним і моральним.

Фізичне спрацювання (зношення) – це втрата основними фондами їх споживчої вартості, тобто певних властивостей. Наприклад, зниження продуктивності, втрата частини функцій тощо.

Фізичне спрацювання відбувається як під час роботи основних фондів, так і при їх бездіяльності (наприклад, під впливом корозії). Ступінь фізичного зношення енергетичного устаткування залежить від багатьох факторів: інтенсивності зношення металу, що піддається впливу високих температур, тиску і великих механічних зусиль, унаслідок корозії, кавітації, впливу золи та сірки на устаткування парогенераторів і газового тракту, старіння ізоляції, зношення будівельних конструкцій, що зазнають у деяких випадках значних механічних навантажень, часу фактичного викорис-

тання та продуктивності обладнання, кваліфікації персоналу підприємства тощо. На теплових станціях на ступінь зношення механізмів паливоприготування і котлів значним чином впливає вид палива: використання високозольних сортів кам'яного вугілля збільшує зношення основних фондів, використання малосірчастого палива знижує інтенсивність зношення.

Характерною рисою фізичного зношення основних фондів енергетичних об'єктів є його нерівномірність, у зв'язку з чим термін використання різних основних фондів істотно різниться. Так, терміни фізичної служби основного енергетичного устаткування можуть сягати 50 років і більше, терміни служби ТЕС і ГЕС – до 100 років.

Моральне спрацювання (знос) основних фондів відображає зменшення їх вартості незалежно від фізичного зношення. Розрізняють моральний знос першого (I) і другого (II) родів.

Моральне зношення I роду відбувається тоді, коли основні фонди з аналогічними споживчими властивостями (продуктивністю, функціями, експлуатаційними характеристиками) з'являються на ринку за більш низькою ціною. Моральне зношення першого роду спричинюється підвищенням продуктивності праці в галузях, що виготовляють основні фонди, зокрема виробництво машин здійснюється з меншими витратами і вони стають дешевшими.

Моральне зношення II роду відбувається тоді, коли за тією самою ціною на ринку з'являються основні фонди з більш високими споживчими властивостями. Моральне зношення другого роду зумовлене тим, що починається випуск більш ефективних машин та устаткування (вища продуктивність, більша кількість виконуваних функцій, менша енергоємність та ін.) за такою самою ціною. Внаслідок цього використання техніки, що продається за старою ціною, стає не вигідним. Її змушені переоцінювати, незважаючи на відносно непоганий фізичний стан. Іноді таку техніку змушені замінити навіть раніше, ніж відбувається її фізичне спрацювання.

Часто відбувається поєднання зазначених видів морального зношення (тобто I і II родів). У цьому разі за більш низькою ціною можна купити основні фонди навіть із більш високими функціональними характеристиками, ніж аналоги, які вони заміняють. Інакше кажучи, нова техніка виявляється і дешевшою, і кращою.

Фізичне зношення основних фондів частково компенсується шляхом капітального ремонту, а повна компенсація (реновація) здійснюється шляхом заміни старих елементів основних фондів новими. Моральний знос основних фондів може бути компенсований за рахунок модернізації. Грошова компенсація фізичного спрацювання основних фондів здійснюється шляхом *амортизації*.

2.5 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості, що амортизується, необоротних активів протягом строку їх корисного використання (експлуатації). Вартістю, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість необоротних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості.

Іншими словами, **амортизацію** можна визначити як поступове перенесення вартості основних фондів на вироблену продукцію для накопичення коштів для повного їх відновлення (реновації).

Грошовим вираженням розміру амортизації є амортизаційні відрахування, що відповідають ступеню спрацювання основних фондів.

Амортизаційні відрахування є важливою частиною поточних витрат на виробництво продукції (вони вносяться у собівартість) і фінансових ресурсів народного господарства. Система амортизації відіграє важливу роль в економічному механізмі, виконуючи такі функції:

- формування фондів для повного відновлення основних фондів, що вибувають, після закінчення терміну їх придатності (забезпечення простого відтворення);
- накопичення коштів для розширеного відтворення основних фондів підприємств;
- створення системи планово-фінансових нормативів, необхідних для планування народногосподарських пропорцій відтворення основних фондів і розподілу ресурсів устаткування;
- створення системи госпрозрахункових нормативів, що використовуються у розрахунках собівартості, прибутку і рентабельності;
- створення фонду розвитку виробництва, науки та техніки;
- стимулювання більш швидкого відновлення основних фондів суб'єктами господарювання.

Подробиці

У бухгалтерському обліку витрати з поточного ремонту основних засобів належать до поточних операційних витрат і відображаються у міру їх здійснення, а витрати на капітальний ремонт об'єкта основних засобів визнаються витратами звітного періоду. У податковому обліку, на відміну від бухгалтерського, немає поділу на поточний і капітальний ремонт. Суму витрат, пов'язаних із ремонтом та поліпшенням (модернізація, модифікація, добудова, дообладнання, реконструкція) у розмірі, що перевищує 10 % сукупної балансової вартості всіх груп основних засобів, що підлягають амортизації, на початок звітного податкового року відносять на об'єкт основних засобів, щодо якого здійснюються ремонт та поліпшення. Суму витрат, що не перевищує 10 %, відносять до витрат того звітного податкового періоду, в якому такі ремонт та поліпшення були здійснені.

Під *нормою амортизаційних відрахувань* розуміють частку вартості основних фондів, що має бути перенесена на готову продукцію впродовж певного періоду.

Норма амортизації H_a пов'язана зі строком корисного використання основних засобів $T_{к.в.}$ обернено пропорційною залежністю:

$$H_a = \frac{1}{T_{к.в.}} \cdot 100 \% \quad (2.3)$$

Відповідно до положень Податкового кодексу нарахування амортизації передбачається залежно від строку корисного використання, який встановлюється наказом на підприємстві, але не менше мінімально допустимих строків, помісячно, починаючи із місяця, що настає за місяцем після введення в експлуатацію об'єкта основних засобів та припиняється на період його реконструкції, модернізації, добудови, дообладнання та консервації.

При визначенні строку корисного використання необхідно враховувати:

- очікуване використання об'єкта підприємством з урахуванням його потужності або продуктивності;
- фізичний та моральний знос, що передбачається;
- правові або інші обмеження щодо строків використання об'єкта та інші фактори.

Мінімально допустимі строки корисного використання та максимально можливі норми амортизації для груп основних фондів наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимально можливі норми амортизації для груп основних засобів та інших необоротних активів

Група	Мінімально допустимі строки корисного використання, років	Максимально можлива норма амортизації, %
1	2	3
Група 1 – земельні ділянки	–	–
Група 2 – капітальні витрати на поліпшення земель, не пов'язані з будівництвом	15	6,67
Група 3 – будівлі,	20	5
– споруди,	15	6,67
– передавальні пристрої	10	10
Група 4 – машини та обладнання, з них:	5	20

Продовження табл. 2.3

1	2	3
електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичного оброблення інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, пов'язані з ними комп'ютерні програми (крім програм, витрати на придбання яких визнаються роаялті та / або програм, які визнаються нематеріальним активом), інші інформаційні системи, комутатори, маршрутизатори, модулі, модеми, джерела безперебійного живлення і засоби їх підключення до телекомунікаційних мереж, телефони (у тому числі мобільні), мікрофони та рации, вартість яких перевищує 2500 грн*	2	50
Група 5 – транспортні засоби	5	20
Група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4	25
Група 7 – тварини	6	16,67
Група 8 – багаторічні насадження	10	10
Група 9 – інші основні засоби	12	8,33
Група 10 – бібліотечні фонди	–	–
Група 11 – малоцінні необоротні матеріальні активи	–	–
Група 12 – тимчасові (нетитульні) споруди	5	20
Група 13 – природні ресурси	–	–
Група 14 – інвентарна тара	6	16,67
Група 15 – предмети прокату	5	20
Група 16 – довгострокові біологічні активи	7	14,29

* – матеріальні активи, ціна яких менша ніж 2500 грн, обліковуються у податковому обліку як запаси.

Амортизаційні розрахунки кварталу за кожним об'єктом основних засобів визначаються як сума амортизаційних відрахувань за три місяці розрахункового кварталу.

На основні фонди 1-ї та 13-ї груп амортизація не нараховується. На основні фонди 10-ї і 11-ї груп амортизація може нараховуватися за рішенням платника податку в такому порядку: 50 % вартості – у першому місяці використання і 50 % вартості у місяці списання з балансу, або 100 % вартості у першому місяці використання.

Подробиці

Амортизація основних фондів є важливою складовою фінансової політики держави. Справа в тому, що амортизаційні відрахування входять до собівартості продукції, знижуючи прибуток, тобто оподатковувану частину виручки підприємства. Таким чином, підприємства, що успішно господарюють, зацікавлені у збільшенні норм амортизаційних відрахувань. У

цьому разі знижується оподатковування тієї частини фінансових надходжень підприємства, що йде на технічне переозброєння підприємства. До того ж скорочується термін амортизації, тобто період, протягом якого підприємство може обновити свої засоби виробництва. Отже, норма амортизаційних відрахувань є своєрідним компромісом між державою і підприємством із приводу податкових виплат.

Установлюючи мінімально допустимі строки корисного використання основних фондів і тим самим норми амортизаційних відрахувань, держава змушена знаходити доцільний оптимум з урахуванням двох протилежних тенденцій:

- зниження норм підвищує можливість податкових надходжень у даний момент часу і зменшує їх у майбутньому, адже це погіршує умови для відновлення технічного потенціалу (засобів виробництва) підприємств, що неминуче призведе в майбутньому до зниження доходів підприємств і податкових надходжень відповідно;
- збільшення норм амортизаційних відрахувань погіршує можливість збирання податків у даний момент і створює передумови для їх збільшення в майбутньому; підприємствам створюються умови для прискореного відновлення основних фондів і посилення їх технічного потенціалу, модернізації засобів виробництва.

Ураховуючи зміни, внесені Податковим кодексом України, з 01.04.2011 року амортизації підлягають нематеріальні активи. Класифікація груп нематеріальних активів і встановлені законодавством строки нарахування амортизації для кожної з них наведені наведені в табл. 2.4.

Облік балансової вартості нематеріальних активів певної групи здійснюється за кожним з об'єктів, що входить до складу групи.

Таблиця 2.4 – Класифікація нематеріальних активів

Група нематеріальних активів	Строк дії права користування
Група 1 – права користування природними ресурсами	Відповідно до правоустановчого документа
Група 2 – права користування майном	Відповідно до правоустановчого документа
Група 3 – права на комерційні позначення	Відповідно до правоустановчого документа
Група 4 – права на об'єкти промислової власності	Відповідно до правоустановчого документа, але не менш як 5 років
Група 5 – авторське право та суміжні з ним права	Відповідно до правоустановчого документа, але не менш як 2 роки
Група 6 – інші нематеріальні активи	Відповідно до правоустановчого документа

Приклад 2

Визначити суму річних амортизаційних відрахувань основних фондів 3-ї групи (передавальні пристрої), якщо відомо, що їх середньорічна вартість становить 150,00 тис. грн.

Розв'язання

1. Визначимо норму амортизаційних відрахувань як величину, обернену до мінімального строку корисного використання (відповідно до табл. 2.3), у відсотках: $H_a = 1 / 10 \cdot 100 \% = 10 \%$.

2. Визначимо суму річних амортизаційних відрахувань з урахуванням середньорічної вартості основних фондів:

$$150,00 \cdot 10 / 100 \% = 15 \text{ тис. грн.}$$

Уведення в експлуатацію об'єктів основних засобів супроводжується виданням відповідного наказу по підприємству (Податковий, 2015). У наказі зазначається така інформація щодо об'єкта основного засобу:

- 1) група об'єкта амортизації і строк корисного використання;
- 2) метод амортизації;
- 3) стаття витрат.

У загальному вигляді платник податку може приймати рішення про застосування інших норм амортизаційних відрахувань, що не перевищують законодавчо встановлених норм. Мінімальний строк корисного використання визначений у Податковому кодексі й становить від 2 до 20 років залежно від групи (Податковий, 2015).

Кругообіг вартості основних фондів – це безперервний і послідовний рух вартості у сфері матеріального виробництва.

На першій стадії основні фонди як носії споживчої вартості цілком беруть участь у створенні продукції, а у формуванні її вартості частково, у міру того, як основні фонди втрачають споживчі властивості.

Друга стадія – вартість основних фондів, яка через амортизаційні відрахування входить до собівартості новоствореної продукції, поступово повертається на підприємство у міру реалізації випущеної продукції. На підприємстві починає накопичуватись амортизаційний фонд для реновації основних фондів, тобто придбання нового обладнання в майбутньому замість зношеного.

Третя стадія – після повної амортизації купуються нові засоби виробництва і вилучаються старі.

Примітка

При уважному аналізі стає очевидним, що феномен амортизації складається ніби з двох процесів:

- втрати основними фондами своєї вартості при перенесенні на вироблену продукцію (спрацювання основних фондів);

- повернення втраченої вартості після продажу продукції (компенсація вартості).

В англійській і німецькій мовах ці процеси визначаються за допомогою різних термінів: (англ.) depreciation – amortization; (нім.) Verschleib – Amortisation.

У практиці господарювання різних країн використовуються такі методи амортизації:

- прямолінійний (рівномірний);
- дегресивний;
- прогресивний;
- виробничий.

Прямолінійна амортизація (амортизація рівними сумами за рік): витрати на придбання або виробництво об'єкта списуються рівномірно, виходячи з очікуваного терміну використання об'єкта основних засобів. При цьому норма і сума амортизаційних відрахувань залишаються незмінними протягом періоду амортизації.

Дегресивна амортизація (амортизація зі зменшенням сум за рік): у перші роки використання об'єкта на витрати списуються більш вагомі суми, ніж у наступні роки. Розрізняють такі форми дегресивної амортизації: зменшення залишкової вартості (геометрично-дегресивний метод), арифметично-дегресивний (кумулятивний) метод, методи зменшуваного залишку, прискореного зменшення залишкової вартості й амортизація на основі ступеневих знижуваних ставок.

При **геометрично-дегресивному** методі амортизацію розраховують за допомогою застосування твердої процентної ставки амортизаційних відрахувань до останньої залишкової вартості об'єкта (амортизація на основі залишкової вартості). У цьому разі амортизаційні відрахування поступово зменшуються, повне списання вартості основних фондів не відбувається ніколи. Відрахування завжди менші від залишкової вартості (навіть вартості металобрухту).

Згідно з **арифметично-дегресивним (кумулятивним) методом** річну суму амортизаційних відрахувань визначають як добуток вартості, що амортизується, і кумулятивного коефіцієнта. Кумулятивний коефіцієнт розраховують як відношення кількості років, що залишаються до кінця очікуваного терміну використання об'єкта основних засобів, до суми кількості років його корисного використання. Для цього методу характерно, що величина річних відрахувань зменшується, і до кінця терміну використання відбувається повне списання вартості (Мельник та ін., 2006; Податковий, 2015).

Метод зменшуваного залишку полягає в тому, що застосовується тверда норма амортизаційних відрахувань, а база розрахунку амортизації

прив'язується до балансової вартості, однак балансовою вартістю вважається не повна первісна вартість на початок звітного періоду, а залишкова вартість. Зокрема, елементи цього методу використовують сьогодні в Україні (Податковий, 2015).

Відповідно до *методу прискореного зменшення залишкової вартості* річну норму амортизаційних відрахувань розраховують виходячи з терміну корисного використання об'єкта, і подвоюють. Річну суму амортизаційних відрахувань визначають як добуток залишкової вартості об'єкта на початок звітного року і річної норми амортизаційних відрахувань.

Поряд із вищезгаданими методами до дегресивної амортизації можна віднести *метод на основі ступеневих ставок*, що знижуються. Цей спосіб передбачає тверді амортизаційні ставки, що знижуються дегресивно при збільшенні терміну корисної служби об'єкта.

Прогресивна амортизація (амортизація в зростаючих сумах за рік): на початку використання об'єкта на витрати списується менша сума, ніж наприкінці терміну корисної служби. Нарахування амортизації здійснюється за аналогією до дегресивної амортизації, але зі зростанням регулярної суми амортизації.

Виробнича амортизація (амортизація залежно від виробітку і ступеня експлуатації об'єкта): на відміну від розглянутих методів амортизації, пов'язаних із фактором часу, при застосуванні цього методу для вихідної величини розраховують квоту амортизації, що залежить від продуктивності. Списання на основі зазначеного методу найбільш наближається до фактичного технічного зменшення вартості об'єкта. Застосування цього методу економічно виправдане у разі значних коливань у виробітку, а також у разі можливості визначення обсягу виробітку за рік.

Запропоновані вище методи можна розділити на *неприскорені* та *прискорені*.

Неприскореною амортизацією потрібно вважати таку систему її нарахування, яка забезпечує, щоб протягом усього економічно раціонального терміну служби засобів праці накопичена сума амортизаційних відрахувань максимально відповідала реальним темпам втрати засобами праці споживчих властивостей і вартості. З цього можна зробити висновок, що тривалість амортизаційного періоду при застосуванні неприскореної амортизації повинна дорівнювати економічно раціональному терміну служби засобів праці. Крім того, в умовах високих темпів інфляції необхідно забезпечувати своєчасну і повну індексацію основних фондів.

З огляду на ці особливості до неприскореної амортизації можна віднести прямолінійний і виробничий методи її нарахування.

Прямолінійний метод орієнтований на рівномірне фізичне і моральне зношення основних фондів. Таке допущення є цілком правомірним щодо

фізичного спрацювання. Однак інакше стоїть питання щодо морального зношення. Моральне зношення основних фондів здебільшого відбувається прискореними, а не рівномірними темпами, як це передбачено в нормах амортизаційних відрахувань. Тому підприємцю необхідно мати амортизаційні відрахування, які б забезпечували йому можливість заміни існуючих основних фондів за умов прискореного їх морального зношення.

До *недоліків* рівномірного нарахування амортизації потрібно віднести:

- свідомо фіксовану незмінну величину амортизаційного періоду;
- недостатній стимулювальний вплив на підвищення ефективності використання основного капіталу;
- можливість недоамортизації внаслідок недостатнього врахування впливу морального зношення;
- недостатнє врахування умов внутрішнього використання основного капіталу.

Прискореною амортизацією потрібно вважати таку систему її нарахування і порядок переоцінки засобів праці, за яких протягом перших років або всього амортизаційного періоду забезпечується випереджальне зростання накопиченої суми амортизаційних відрахувань порівняно з реальними темпами втрати засобами праці споживчих властивостей і вартості. З її допомогою пом'якшується жорсткість неприскорених методів амортизації. За умови, що амортизаційний період дорівнює економічно раціональному терміну служби засобів праці, дегресивні методи амортизації також можна віднести до неприскорених методів. У разі застосування підприємством занижених термінів корисного використання засобів праці всі розглянуті методи амортизації є прискореними.

Переваги прискореної амортизації можна аналізувати у двох аспектах:

- 1) більш швидке відтворення основних фондів;
- 2) зниження податкового пресу для підприємства.

За умов ринкової економіки необхідно постійно стежити за конкурентоспроможністю продукції. Отже, виробник має завжди бути готовим до швидкого переходу на більш прогресивну або економічнішу технологію. Частину потреби в капітальних вкладеннях на це виробник покриває за рахунок амортизаційних накопичень, що за прискореного методу амортизації дає можливість лише за перші три роки експлуатації основного капіталу забезпечити понад 50 % вартості техніки, що замінюється. Прискорена амортизація дає можливість більш повно врахувати моральне зношення і знизити можливість переамортизації.

У той же час політика прискореної амортизації є важливим інструментом активізації інвестиційної діяльності підприємств, створює можливість стимулювати оновлення продукції і виробничого апарату.

Цифри та факти

У США внаслідок скорочення тривалості амортизаційних періодів і зростання масштабів прискореної амортизації за останні 30 років промислові підприємства одержали можливість за рахунок амортизаційних відрахувань фінансувати близько 70 % інвестицій, прискорилося відновлення виробництва. У Франції підприємства щорічно виділяють на амортизацію до 8 % валового національного доходу, а валові інвестиції в основний капітал більш ніж на 60 % фінансуються за рахунок амортизаційних відрахувань. У Німеччині існують спеціальні норми амортизаційних відрахувань, які застосовуються щодо всіх інвестицій, спрямованих на створення нових робочих місць, охорону навколишнього середовища, випуск технічно передової продукції (Мельник та ін., 2006).

Методи амортизації у податковому обліку України майже повністю повторюють розглянуті методи амортизації, що використовуються у світовій практиці. До таких методів належать (Податковий, 2015):

1) прямолінійний – річна сума амортизаційних відрахувань визначається діленням вартості, що амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Цей метод застосовується для об'єктів груп 9, 12, 14, 15;

2) зменшення залишкової вартості – річну суму амортизаційних відрахувань визначають як добуток залишкової вартості об'єкта на початок звітного року або первісної вартості на дату початку нарахування амортизації та річної норми амортизаційних відрахувань. Річну норму амортизаційних відрахувань (у відсотках) обчислюють як різницю між одиницею і результатом кореня ступеня кількості років корисного використання об'єкта з результату від ділення ліквідаційної вартості об'єкта на його первісну вартість;

3) прискореного зменшення залишкової вартості – річну суму амортизаційних відрахувань визначають як добуток залишкової вартості об'єкта на початок звітного року або первісної вартості на дату початку нарахування амортизації та річної норми амортизаційних відрахувань, яку обчислюють згідно з терміном корисного використання об'єкта і подвоюють. Цей метод застосовують лише при нарахуванні амортизації об'єктів основних засобів, що входять до 4-ї групи основних засобів (машини та обладнання) та 5-ї (транспортні засоби);

4) кумулятивного, за яким річну суму амортизаційних відрахувань визначається як добуток вартості, що амортизується, та кумулятивного коефіцієнта. Кумулятивний коефіцієнт розраховують діленням кількості років, що залишаються до кінця строку корисного використання об'єкта основних засобів, на суму кількості років його корисного використання;

5) виробничого, за яким місячну суму амортизаційних відрахувань визначають як добуток фактичного місячного обсягу продукції (робіт, послуг) та виробничої ставки амортизації. Виробничу ставку амортизації обчислюють діленням вартості, що амортизується, на загальний обсяг продукції (робіт, послуг), який підприємство очікує виробити (виконати) з використанням об'єкта основних засобів. Цей метод застосовують для об'єктів груп основних засобів 9, 12, 14, 15.

Приклад 3

Визначити суму амортизаційних відрахувань, що припадає на перший рік, кумулятивним методом для основних фондів 4-ї групи (обладнання), якщо їх первісна вартість становить 200 тис. грн, а ліквідаційна – 50 тис. грн. Цей об'єкт основних фондів був уведений в експлуатацію у квітні першого року використання.

Розв'язання

Мінімальний строк корисного використання обладнання відповідно до табл. 2.3 становить 5 років. Знаходимо суму цифр років: $1 + 2 + 3 + 4 + 5 = 15$ років.

Кумулятивний коефіцієнт дорівнює:

у перший рік експлуатації – $5/15$;

у другий рік експлуатації – $4/15$;

у третій рік експлуатації – $3/15$;

у четвертий рік експлуатації – $2/15$;

у п'ятий рік експлуатації – $1/15$.

Виходячи з того, що вартість основних фондів, яка підлягає амортизації, дорівнює $200 - 50 = 150$ тис. грн, розрахуємо суму амортизаційних відрахувань (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Рік	Вартість, що амортизується, тис. грн	Кумулятивний коефіцієнт	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн	Сума накопиченої амортизації, тис. грн
1	150,00	5/15	50,00	50,00
2	150,00	4/15	40,00	90,00
3	150,00	3/15	30,00	120,00
4	150,00	2/15	20,00	140,00
5	150,00	1/15	10,00	150,00

Виходячи з того, що об'єкт був уведений в експлуатацію у квітні, нарахування амортизації відбувається з травня. Термін використання протягом першого року становить 8 місяців. Таким чином, сума амортизаційних відрахувань, що припадає на перший рік, дорівнює $50 / 12 \cdot 8 = 3,33$ тис. грн. Аналогічно можна провести розрахунок для наступних років.

2.6 Інтенсифікація та показники використання основних фондів

Узагальнюючі показники використання основних фондів залежать від багатьох техніко-організаційних і економічних факторів і відображають кінцевий результат використання основних фондів. До них належать *фондовіддача* та *фондомісткість*.

Фондовіддачу (випуск продукції на 1 грн основних фондів) по підприємству чи галузі визначають відношенням товарної, валової, реалізованої або чистої продукції до середньорічної вартості основних виробничих фондів.

Показник фондовіддачі (Φ_e) розраховують за формулою

$$\Phi_v = \frac{P}{\Phi_{\text{сер}}}, \quad (2.3)$$

де P – річний випуск товарної, валової, реалізованої або чистої продукції, $\Phi_{\text{сер}}$ – середньорічна вартість основних фондів, грн.

$$\Phi_{\text{сер}} = \Phi_n + \frac{\Phi_{\text{вв}} \cdot T_{\text{вв}}}{12} - \frac{\Phi_{\text{вив}} \cdot (12 - T_{\text{вив}})}{12}, \quad (2.4)$$

де Φ_n – балансова вартість основних фондів на початок року, грн; $\Phi_{\text{вв}}$ – вартість основних фондів, що вводяться в плановому році, грн; $\Phi_{\text{вив}}$ – вартість виведених протягом року основних фондів, грн; $T_{\text{вв}}$, $T_{\text{вив}}$ – кількість місяців використання фондів, що вводяться та вибувають відповідно.

Резерви підвищення фондовіддачі наведені у табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Резерви підвищення фондовіддачі

Збільшення терміну роботи обладнання	Оптимальне завантаження техніки, виробничих площ	Технічне удосконалення виробничих основних фондів
Уведення в дію придбаного, але не встановленого обладнання. Підвищення коефіцієнта змінності. Скорочення кількості переналадок. Скорочення часу перебування в ремонті.	Скорочення терміну досягнення проектної продуктивності обладнання. Ліквідація вузьких місць, забезпечення відповідності окремих ділянок. Оптимальне заповнення робочого обсягу печей та агрегатів. Максимальне використання номінальної потужності обладнання. Наукова організація праці та виробництва. Раціональне використання виробничих площ.	Технічне переоснащення. Реконструкція на базі нової техніки. Використання прогресивних технологічних процесів. Модернізація обладнання. Упровадження раціоналізаторських пропозицій.

Величина, обернена показнику фондівдачі, називається *фондомісткістю* (Φ_m) і характеризує величину основних виробничих фондів (за вартістю), яка припадає на кожну грошову одиницю продукції, що випускається:

$$\Phi_m = \frac{\Phi_{\text{сер}}}{P}. \quad (2.5)$$

Незважаючи на те, що фондівдача та фондомісткість є оберненими величинами, вони мають різні сфери застосування. Наприклад, показники фондівдачі необхідні для ретроспективного аналізу використання основних фондів і застосовують винятково для внутрішньогосподарських аналітичних розрахунків на підприємстві.

Показники фондомісткості використовують для перспективного (прогнозного) аналізу і прийняття рішень на майбутнє щодо ефективних напрямів інвестування. Зокрема, може бути визначений необхідний обсяг капітальних вкладень з метою випуску певного виду продукції.

Приклад 4

Оперуючи вихідними даними, наведеними у табл. 2.7, визначимо такі техніко-економічні показники будівництва об'єкта у поточному році: фондівдачу та фондомісткість.

Таблиця 2.7 – Вихідні дані

Показник	Значення
Вартість основних виробничих фондів на початок року, млн грн	3700
Уведення в дію основних виробничих фондів у поточному році, млн грн	430
Вибуття основних виробничих фондів у поточному році, млн грн	120
Місяць надходження основних виробничих фондів (останній день місяця)	Березень
Місяць вибуття основних виробничих фондів (останній день місяця)	Травень
Загальний річний обсяг робіт, млн грн	14270

Розв'язання

Для визначення показника фондівдачі визначаємо середньорічну вартість основних виробничих фондів:

$\Phi_{\text{сер}} = 3700 + 430 \cdot 9 / 12 - 120 \cdot 7 / 12 = 3700 + 322,5 - 70 = 3952,5$ млн грн.

Обчислюємо показник фондівдачі:

$\Phi_g = 14270 / 3952,5 = 3,61$.

Визначаємо показник фондомісткості:

$\Phi_m = 1 / 3,61 = 0,277$.

Часткові показники характеризують рівень використання основних фондів залежно від окремих факторів, наприклад часу, потужності (за одиницю часу), ступеня оновлення.

Коефіцієнт екстенсивного завантаження устаткування (K_e) характеризує рівень використання його в часі й визначається за кожною групою однотипного устаткування за формулою

$$K_e = \frac{T_{ф.в}}{T_d}, \quad (2.6)$$

де $T_{ф.в}$ – фактичний час, відпрацьований устаткуванням, годин; T_d – час можливого використання устаткування (режимний, плановий фонд часу), годин.

Рівень використання машин та устаткування за продуктивністю чи потужністю характеризується *коефіцієнтом інтенсивного використання* (K_i):

$$K_i = \frac{Q_{факт}}{Q_{техн}}, \quad (2.7)$$

де $Q_{факт}$ – фактичний випуск продукції за одиницю часу; $Q_{техн}$ – технічно обґрунтований випуск продукції за одиницю часу.

Цей коефіцієнт можна визначати, використовуючи показники потужності – фактичної і технічно обґрунтованої.

Інтегральний коефіцієнт використання машин та устаткування за потужністю і в часі ($K_{інт}$) визначають як добуток двох розглянутих вище коефіцієнтів K_i і K_e :

$$K_{інт} = K_i \cdot K_e. \quad (2.8)$$

Приклад 5

Визначити показники екстенсивного, інтенсивного та інтегрального використання активної частини основних фондів вантажного крана, якщо він відпрацював 100 робочих днів, зокрема:

- у першу зміну – 100 машино-змін;
- у другу зміну – 60 машино-змін;
- у третю зміну – 30 машино-змін.

За планом вантажний кран повинен використовуватися 1,5 зміни на добу. Норма виробітку за монтажем металокопункцій – 20 т/зміну. Фактично змонтовано 3200 т металокопункцій.

Розв'язання

1. Розраховуємо плановий час роботи вантажного крана:

$T_0 = 100 \text{ днів} \cdot 1,5 \text{ зміни} = 150 \text{ машино-змін.}$

2. Визначаємо фактичний час роботи вантажного крана:

$T_{ф. в} = 100 + 60 + 30 = 190 \text{ машино-змін.}$

3. Розраховуємо коефіцієнт екстенсивного використання основних фондів:

$K_e = 190 / 150 = 1,27.$

4. Розраховуємо коефіцієнт інтенсивного використання основних фондів:

$K_i = 3200 / (20 \cdot 190) = 0,842.$

5. Визначаємо коефіцієнт інтегрального використання основних фондів:

$K_{int} = 1,27 \cdot 0,842 = 1,069.$

Одним із важливих показників використання устаткування є *коефіцієнт змінності*. Його величина характеризує ступінь інтенсифікації виробництва. Фактичний коефіцієнт змінності роботи устаткування ($K_{зм}$) визначається співвідношенням кількості машино-змін, відпрацьованих устаткуванням підприємства чи цеху за добу, до загальної кількості встановленого устаткування:

$$K_{зм} = \frac{F_1 + F_2 + F_3}{W_{об}}, \quad (2.9)$$

де F_1, F_2, F_3 – кількості фактично відпрацьованих машино-змін у I, II і III змінах; $W_{об}$ – загальна кількість машин та обладнання, що існують на підприємстві чи в цеху.

Приклад 6

Використовуючи вихідні дані прикладу 4, розрахуємо коефіцієнт змінності вантажного крана:

$K_{зм} = 190 / 100 = 1,9.$

Залежно від цілей аналізу і специфіки виробництва використовують і декілька інших показників, наприклад:

- питома вага прогресивного устаткування в загальному парку;
- питома вага фізично зношеного і морально застарілого устаткування;
- питома вага устаткування з терміном служби до 5 років, від 5 до 10 років, від 10 до 20 років, понад 20 років;
- коефіцієнт використання середньорічної виробничої потужності;
- напруженість використання площ.

Інтенсифікація використання основних фондів може бути досягнута завдяки застосуванню комплексу заходів, що охоплюють увесь виробни-

чий процес, а саме впровадженню передових технологій, інтенсифікації технологічних процесів, зменшенню планових та усуненню позапланових простоїв устаткування, виключенню непродуктивної роботи устаткування, поліпшенню якості сировини, матеріалів, покращанню стану устаткування, підвищенню рівня спеціалізації виробництва та ін.

2.7 Виробнича потужність енергетичного підприємства

У складі показників основних фондів важливою ланкою є **виробнича потужність**, що характеризує здатність підприємства забезпечити максимально можливий випуск продукції за певний період (звичайно за рік, квартал, місяць) при повному використанні устаткування та виробничих площ на даному підприємстві (Економіка, 2012).

Виробничу потужність можна оцінювати в натуральних (для спеціалізованих виробництв), умовних (якщо випускаються вироби різної номенклатури) показниках та у вартісному вимірі.

В енергетиці розрізняють виробничі потужності окремих агрегатів та об'єктів у цілому (електрична станція, районна або промислова котельня, енергосистема, підстанція). Основне енергетичне устаткування характеризується *номінальною, максимальною, економічною і мінімальною* потужностями (Мельник та ін., 2006).

Під **номінальною потужністю** котлоагрегатів, турбоагрегатів, генераторів, трансформаторів розуміють максимальну потужність, з якою може працювати устаткування протягом тривалого часу. Для цієї потужності задаються максимальні значення коефіцієнта корисної дії (ККД).

Економічна потужність відповідає такому режиму роботи устаткування, при якому втрати й питомі витрати енергоресурсу (первинної енергії) є мінімальними, а ККД досягає максимального значення. Здебільшого номінальна й економічна потужності збігаються.

Максимальна потужність протягом тривалого часу збігається з номінальною, а протягом короткого часу (кілька годин) може перевищувати її. Це перевищення визначається переважувальною здатністю устаткування за умов нагрівання електроустаткування та форсування режимів тепломеханічного устаткування ТЕС.

Мінімальна потужність визначається найменшим навантаженням, при якому агрегат ще здатний стійко працювати.

При розрахунку виробничої потужності до уваги беруть:

- кількість установленого устаткування за видами (крім устаткування ремонтних і допоміжних служб);
- виробничі площі основних цехів підприємства;
- режим роботи підприємства (реальний фонд часу його роботи).

Методика розрахунку виробничої потужності залежить від форми і методів організації виробництва, типу устаткування, що використовується, характеру виробничого процесу.

Виробничу потужність розраховують при аналізі та обґрунтуванні виробничої програми, під час реконструкції виробництва. У разі дисбалансу виробничих потужностей в окремих цехах проводяться організаційно-технічні заходи щодо введення нового обладнання, зміни режиму роботи, зниження трудомісткості продукції тощо.

Під час планування для обліку виробничих можливостей підприємства розробляють планові та звітні баланси виробничих потужностей. Так, *виробничу потужність на кінець періоду* (M_k) визначають за схемою

$$M_k = M_{\Pi} + M_{\text{вв}} - M_{\text{вив}} + M_{\text{рез}}, \quad (2.10)$$

де M_{Π} – виробнича потужність на початок періоду; $M_{\text{вв}}$ – збільшення виробничої потужності за рахунок уведення нового устаткування або збільшення фонду роботи існуючого за рахунок організаційно-технічних заходів; $M_{\text{вив}}$ – зменшення потужності за рахунок виведення обладнання; $M_{\text{рез}}$ – резервна потужність.

Середньорічну виробничу потужність підприємства (M) визначають за формулою

$$M = M_{\Pi} + \frac{M_{\text{вв}} \cdot t_{\text{вв}}}{12} - \frac{M_{\text{вив}} \cdot (12 - t_{\text{вив}})}{12}, \quad (2.11)$$

де $t_{\text{вв}}$ і $t_{\text{вив}}$ – кількість повних місяців із моменту введення потужностей у дію до кінця року та з моменту виведення потужностей до кінця року.

Показниками використання виробничої потужності є (Економіка, 2012):

- фактичний випуск продукції в натуральному вимірі або у вартісних оцінках за певний період ($B_{\text{пф}}$);
- випуск продукції на одиницю устаткування, на 1 м² виробничої площі у вартісних одиницях;
- середній відсоток завантаження устаткування ($K_{\text{зав}}$);
- коефіцієнт змінності;
- коефіцієнт використання виробничої потужності ($K_{\text{вик}}$), що визначається за формулою

$$K_{\text{вик}} = \frac{B_{\text{пф}}}{M}. \quad (2.12)$$

Приклад 7

Виробнича потужність підприємства на початок планового року становить 100 млн грн. Середньорічний приріст потужності планується з 1 лютого – на 10 млн грн; з 1 серпня – на 5 млн грн. Вибуття виробничої потужності внаслідок зношування основних фондів з 1 квітня – 3 млн грн.

Коефіцієнт використання середньорічної потужності – 0,95.

Розрахувати середньорічну виробничу потужність підприємства та обсяг випуску продукції.

Розв'язання

Середньорічний розмір виробничої потужності підприємства дорівнює

$$100 + \frac{10 \cdot 11}{12} + \frac{5 \cdot 5}{12} - \frac{3 \cdot (12 - 3)}{12} = 109 \text{ млн грн.}$$

Обсяг випуску продукції у вартісному вираженні дорівнює

$$109 \cdot 0,95 = 103,55 \text{ млн грн.}$$

Після обґрунтування виробничої програми оцінюють можливості її виконання з урахуванням виробничої потужності при нормативному використанні, а також виконують такий розрахунок: планований обсяг випуску (розроблений з урахуванням планів збуту й укладених договорів – $V_{\text{план}}$) зіставляють із можливим ($V_{\text{мож}}$). Якщо $V_{\text{мож}} < V_{\text{план}}$, необхідно збільшити виробничу потужність або поліпшити її використання, а при $V_{\text{мож}} > V_{\text{план}}$ потрібно передбачити довантаження потужності на основі додаткових замовлень, пошуку ринків збуту. У разі повного використання потужностей і відсутності можливості її збільшення необхідно передбачити зменшення плану виробничої програми.

На кожному підприємстві необхідно підвищувати ефективність використання виробничих потужностей і площ, скорочувати час простоїв, підвищувати ступінь завантаження устаткування за одиницю часу, вдосконалювати знаряддя праці й технологію виробництва, оптимізувати структуру основних виробничих фондів, забезпечувати швидке освоєння потужностей, що вводяться, тощо.

2.8 Відтворення основних фондів

Існують різні форми *простого та розширеного відтворення*. Просте відтворення передбачає відновлення капіталу в незмінних розмірах, а розширене – у постійно зростаючих масштабах (підвищення обсягу та/чи номенклатури виробів, випуск більш якісної продукції, тобто з вищою продуктивністю, новими властивостями чи функціями та ін.). Форми простого відтворення – заміна застарілих засобів праці на аналогічні та капітальний ремонт. Грошовим джерелом простого відтворення є амортизаційні відрахування (Економіка, 2012).

Розширене відтворення основних фондів здійснюється шляхом реконструкції, розширення та технічного переозброєння діючих і будівництва нових підприємств та цехів. Усі роботи, пов'язані зі створенням основних фондів, називаються *капітальним будівництвом*.

Капітальне будівництво є особливою сферою матеріального виробництва, що поєднує будівельну індустрію, діяльність замовників, які створюють умови для інвестування, проектно-дослідні організації, наукові інститути. Ця сфера забезпечує впровадження в дію основних фондів і виробничих потужностей, а також окремих об'єктів будівництва.

Капітальне будівництво є головним джерелом розширеного відтворення основних фондів, а також сферою практичного здійснення *капітальних вкладень*, або *інвестування*. За сучасних умов інвестиції є найважливішим засобом забезпечення прогресивних структурних зрушень в енергетиці, поліпшення якісних показників діяльності. Чим масштабніші обсяги і вища ефективність інвестицій, тим швидше відбувається відтворювальний процес.

До *нового будівництва* належить створення комплексу об'єктів основного, підсобного та обслуговуючого призначень, що здійснюється для створення нових виробничих потужностей. Після введення в експлуатацію нові підприємства перебуватимуть на самостійному балансі.

До *розширення* належить будівництво додаткових виробництв на діючому підприємстві, а також будівництво нових і збільшення потужностей існуючих окремих цехів та об'єктів на території діючих підприємств або майданчиках, що приєднані до них.

У умовах ринкової економіки, коли відбувається спад економіки й багато підприємств припиняють свою діяльність через нестачу коштів, перевага віддається реконструкції та технічному переозброєнню діючих підприємств.

Реконструкція діючих підприємств – це перебудова існуючих цехів і об'єктів, як правило, без розширення будівель та споруд основного призначення. Вона пов'язується з удосконаленням виробництва і підвищенням його техніко-економічного рівня на основі досягнень науково-технічного прогресу. Реконструкція здійснюється за комплексним проектом розвитку підприємства в цілому. Її завдання – збільшити виробничі потужності, поліпшити якість і змінити номенклатуру продукції. При цьому кількість працюючих звичайно не збільшується, проте поліпшуються умови їхньої праці і передбачаються заходи щодо охорони довкілля.

Під час реконструкції виробнича потужність підприємства збільшується насамперед за рахунок усунення диспропорцій у технологічних ланках; упроваджуються маловідходна і безвідходна технології, гнучкі виробництва; скорочується кількість робочих місць; підвищується продуктив-

ність праці; знижуються матеріаломісткість виробництва та собівартість продукції; підвищується фондівдача й поліпшуються інші техніко-економічні показники діючого підприємства.

Технічне переозброєння – комплекс заходів щодо підвищення техніко-економічного рівня окремих виробництв, цехів і дільниць на основі впровадження передової техніки і технології, механізації й автоматизації виробництва, модернізації та заміни застарілого і фізично зношеного устаткування новим, більш продуктивним. Сюди ж належать також заходи щодо вдосконалення загальнозаводського господарства й допоміжних служб. Вони здійснюються за проектами та кошторисами на окремі об'єкти або види робіт. Останні розробляються на основі єдиного комплексу заходів техніко-економічного переоснащення, як правило, без розширення виробничих площ.

Метою технічного переозброєння діючих підприємств є повна інтенсифікація виробництва, збільшення виробничих потужностей, зростання випуску продукції і поліпшення її якості завдяки продуктивності праці та поліпшенню інших техніко-економічних показників роботи підприємства.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Розкрийте суть та призначення основного капіталу.
2. Охарактеризуйте склад та структуру основних фондів енергетичного підприємства.
3. Що таке виробнича структура основних фондів? Яке значення аналізу структури основних фондів?
4. Розкрийте зміст понять активна та пасивна частини основних фондів. Наведіть приклади.
5. Охарактеризуйте грошову форму обліку наявності та руху основних виробничих фондів.
6. Охарактеризуйте зношення основних фондів: моральне і фізичне. Дайте визначення, розкрийте механізм компенсації.
7. Як здійснюється нарахування амортизації за сучасних умов?
8. Охарактеризуйте прискорену амортизацію за схемою: поняття, умови застосування, переваги.
9. Назвіть узагальнюючі показники використання основних фондів. Як здійснюється їх розрахунок? Визначте критеріальну базу для їх порівняння.
10. Розкрийте окремі показники використання основних фондів за схемою: поняття, розрахунок, критеріальна база.
11. Охарактеризуйте види потужностей електростанцій.
12. Охарактеризуйте показники використання виробничої потужності.

13. Розкрийте поняття та види відтворення основних фондів.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Визначити економічно обґрунтований щорічний розмір амортизаційних відрахувань, якщо первісна вартість основних виробничих фондів енергетичного підприємства до початку планового періоду становила 36,6 млн грн, вартість основних виробничих фондів, що вводяться в даному році, – 3,2 млн грн, вартість основних фондів, що вибувають, – 900 тис. грн. Тривалість експлуатації основних виробничих фондів за місяцями: таких, що вводяться, – 7, що вибувають, — 10. Нормативний термін служби основних фондів – 25 років.

2. Визначити структуру основних фондів енергетичного об'єкта на початок і кінець року та тенденцію її зміни. Обчислити питому вагу промислово-виробничих і невиробничих основних фондів, якщо є такі дані про їх склад, млн грн:

Група основних фондів	На початок року	На кінець року
Усього основних фондів, зокрема:	2987	3522
Будівлі виробничі	1137	1415
Будівлі житлові	651	685
Машини та устаткування	125	168
Передавальні пристрої	950	1120
Устаткування житлових будинків, клубів, амбулаторій та ін.	85	92
Вимірювальні та регулювальні пристрої та апаратура	15	12
Господарчий інвентар	24	30

3. Енергетичне підприємство у 2007 р. придбало 10 одиниць устаткування нової конструкції. Вартість придбання, доставки і монтажу устаткування становила 2500 тис. грн. У 2012 р. підприємство придбало й установило ще 5 одиниць устаткування такої самої конструкції. Вартість придбання, доставки і монтажу дорівнювала 1 млн грн. Визначити первісну і відновну вартість устаткування.

4. Визначити ліквідаційну вартість енергетичного устаткування, якщо його первісна вартість становить 890 тис. грн. Виручка від реалізації устаткування за ціною металобрухту становить 0,5 % від первісної вартості. Витрати на демонтаж, транспортування устаткування, що ліквідується, дорівнюють 810 грн.

5. Визначити, на якому із трьох підприємств (1, 2, 3) краще використовуються основні фонди, якщо відомі такі дані:

Розділ 2. Основний капітал в енергетиці

Показник	1	2	3
Обсяг реалізації електроенергії, млн грн	89,7	74,6	92,0
Кількість промислово-виробничого персоналу, осіб	260	223	286
Фондоозброєність праці, тис. грн	135	148	112

6. Виробнича потужність енергетичного підприємства на початок року становила 235 млн грн. Упродовж року планується ввести нові потужності: з 15 квітня – на суму 12,5 млн грн, з 10 червня – на суму 3,8 млн грн. Вибуття виробничої потужності внаслідок фізичного зношення у цьому самому році передбачається з 1 серпня на суму 18,2 млн грн. Розрахувати величину виробничої потужності підприємства на кінець року та її середньорічне значення.

РОЗДІЛ 3 ОБОРОТНИЙ КАПІТАЛ В ЕНЕРГЕТИЦІ

- Склад, структура та кругообіг оборотного капіталу енергетичного підприємства
 - Нормування обігових коштів
 - Показники оборотності обігових коштів
 - Напрямки прискорення оборотності обігових коштів

3.1 Склад, структура та кругообіг оборотного капіталу енергетичного підприємства

Оборотним капіталом (обіговими коштами) називають засоби виробництва, що на відміну від основних фондів беруть участь лише в одному виробничому циклі, під час якого цілком переносять свою вартість на вартість готової продукції.

Оборотним капітал називається тому, що він перебуває в постійному обороті. Обігові засоби (кошти) проходять різні форми за схемою: гроші – товар – гроші. Зокрема, за один оборот (виробничий цикл) гроші вкладаються в придбання сировини, під час виробництва сировина трансформується в готову продукцію, після продажу продукції кошти знову повертаються на підприємство у формі грошей. Таким чином, за один оборот *обігові кошти* проходять три основні економічні сфери: постачання, виробництво та збут.

Примітка

За цю рухливість оборотний капітал й одержав свою назву. В англійській літературі він називається «циркулювальним» (circulating), «поточним» (current), «обіговим» / «бігаючим» (running), «що працює» (working) капіталом. В українській мові поряд із терміном «оборотний капітал» використовують термін «обігові кошти», що є навіть більш уживаним.

Оборотний капітал складається із двох частин – **оборотних фондів і фондів обігу**.

Оборотні фонди у своїй речовій формі – це предмети праці. Вони змінюють свою натуральну форму та фізико-хімічні властивості.

Оборотні фонди містять у собі:

- предмети праці (сировину, основні матеріали та напівфабрикати, допоміжні матеріали, паливо, тару, запасні частини тощо);

- засоби праці з терміном служби не більше ніж один рік – звичайно це малоцінні та швидкозношувальні предмети (наприклад, інструменти, господарський інвентар, оснащення, спецодяг) (Положення, 2012);

- незавершене виробництво;
- витрати майбутніх періодів.

До *фондів обігу* належать:

- готова продукція, що зберігається на складах підприємства;
- товари, відвантажені споживачеві, але ним не оплачені;
- кошти в розрахунках та готівка.

Обігові кошти повинні забезпечувати безперервність виробництва та реалізації продукції підприємства.

Оборотні фонди циркулюють у сфері виробництва й у процесі виготовлення продукції споживаються повністю, отже, цілком переносять свою вартість на створений продукт.

Фонди обігу пов'язані з обслуговуванням процесу обігу товарів. Вони не беруть участі у створенні вартості, а є її носіями. Після закінчення виробничого циклу виготовлення продукції та її реалізації вартість оборотних фондів відшкодовується у виручці від реалізації продукції (робіт, послуг). Це створює можливість систематичного відтворення процесу виробництва, що здійснюється шляхом безупинного кругообігу засобів підприємства. Склад і класифікація обігових коштів подані на рис. 3.1.

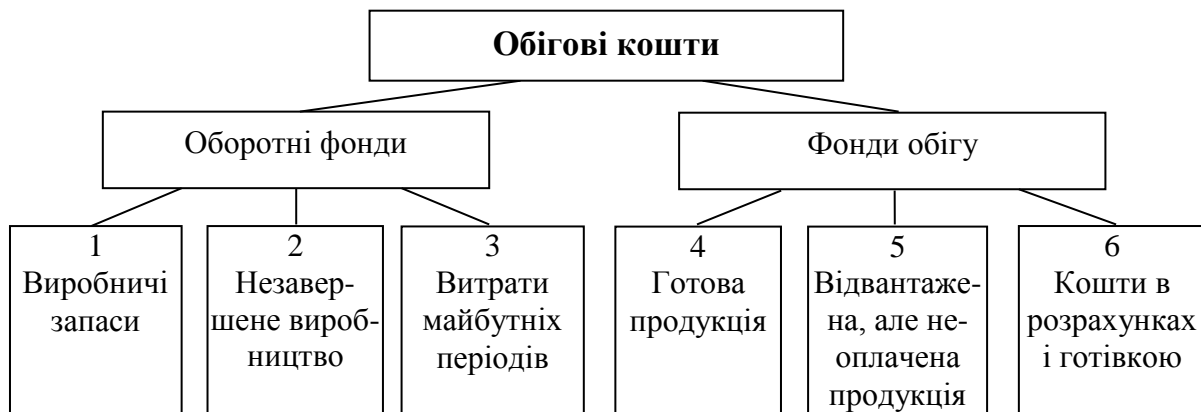


Рисунок 3.1 – Склад обігових коштів

1. Виробничі запаси містять такі елементи:

- сировину й основні матеріали;
- куповані напівфабрикати;
- допоміжні матеріали;
- паливо;
- тару;

- запасні частини для ремонтів машин та устаткування;
- малоцінний і швидкозношувальний інструмент, оснащення, господарський інвентар.

2. Незавершене виробництво утворює продукція, що підлягає подальшій обробці. У складі незавершеного виробництва виділяють напівфабрикати власного виробництва, тобто предмети праці, що повністю завершені в одному цеху і підлягають подальшій обробці в інших цехах того самого підприємства.

3. Витрати майбутніх періодів складаються з понесених підприємством витрат на придбання необхідних для виробництва активів, що поки що не надійшли на підприємство. Прикладом є авансовані витрати підприємства на сировину, матеріали, напівфабрикати тощо. Після одержання підприємством цих елементів у натуральній формі величина відповідних оборотних фондів переходить із групи «витрати майбутніх періодів» до групи «виробничі запаси».

Фонди обігу становлять частину засобів підприємства, що перебувають у сфері обігу. До фондів обігу належать:

- готова продукція на складах підприємства;
- продукція, відвантажена покупцеві, але неоплачена;
- вільні грошові кошти підприємства, що значаться на розрахунковому рахунку підприємства; грошові кошти, що перебувають у незавершених розрахунках, готівка.

Для *енергетики* характерною рисою є наявність виробничих запасів, що належать до групи оборотних фондів, *тому що в її основному виробництві відсутні напівфабрикати та незавершене виробництво.*

За джерелами утворення обігові кошти підприємств поділяють на такі групи:

- *власні* та прирівняні до них;
- *позичені* (зокрема у формі кредитів банків);
- *залучені* (зокрема через акціонування).

Структура обігових коштів – це кількісне співвідношення окремих елементів у загальному обсязі обігових коштів, виражене у відсотках до підсумку. Типова структура оборотних фондів енергетичного підприємства на прикладі ТЕС подана у табл. 3.1.

Наведені дані свідчать, що у структурі оборотних фондів ТЕС цілком відсутні через особливості технологічного процесу незавершене виробництво та напівфабрикати. У структурі виробничих запасів основне місце займає паливо і повністю відсутні витрати на основні матеріали й тару, решту становлять допоміжні матеріали й запасні частини для ремонту.

У своєму русі обігові кошти проходять послідовно три стадії: *постачання, виробництво та збут.*

Таблиця 3.1 – Типова структура оборотних фондів ТЕС
(Мельник та ін., 2006; Економічне, 2012)

Група оборотних фондів	Питома вага групи, %
Виробничі запаси, зокрема	90–96
– паливо	80–85
– запасні частини, допоміжні матеріали, малоцінні предмети	8–11
Інші, з урахуванням витрат майбутніх періодів	4–10
Разом оборотних фондів	100

Перша стадія кругообігу коштів є підготовчою. Вона проходить у сфері обігу. Тут здійснюється перетворення коштів у форму виробничих запасів.

Друга стадія пов'язана безпосередньо з процесом виробництва. На цій стадії далі авансується вартість продукції, що виготовляється. Зокрема, до вартості використаних виробничих запасів додаються витрати на заробітну плату та відповідні нарахування, а також перенесена вартість виробничих основних фондів. Виробнича стадія кругообігу закінчується випуском готової продукції, після чого настає стадія її реалізації.

На третій стадії кругообігу відбувається реалізація (продаж) готової продукції. Лише після того як товарна форма вартості виробленої продукції перетвориться у грошову, авансовані кошти повертаються на підприємство за рахунок частини виручки від реалізації продукції. Інша її сума йде на формування грошового накопичення – прибутку. Частина прибутку, призначена для розширення обігових коштів, приєднується до них і здійснює разом із ними подальші цикли обороту.

Грошова форма, яку отримують обігові кошти на третій стадії їх кругообігу, одночасно є і початковою стадією нового обороту коштів. Кругообіг обігових коштів, таким чином, відбувається за схемою

$$Г - Т \dots Т - НЗВ - П \dots Т' - Г', \quad (3.1)$$

де $Г$ – грошові кошти, що авансуються суб'єктом господарювання; $Т$ – товар (засоби виробництва); $НЗВ$ – незавершене виробництво; $П$ – готова продукція, здатна перетворитися в товар ($Т'$); $Т'$ – готова продукція; $Г'$ – грошові кошти, отримані від продажу продукції, що містять прибуток від реалізації.

Крапки (...) означають завершення чергової стадії.

Для того щоб процес виробництва та реалізації продукції йшов безупинно, необхідно, щоб обігові кошти перебували на підприємстві одночасно на всіх стадіях й у всіх формах.

3.2 Нормування обігових коштів

Завданням планування обігових коштів є встановлення науково обґрунтованих нормативів, що забезпечують безперебійність виробничо-господарської діяльності підприємств за допомогою мінімальної кількості обігових коштів. Нормативи обігових коштів за окремими елементами та загальною сумою підприємства розробляють самостійно.

Ритмічність, злагодженість і висока результативність виробничої діяльності багато в чому залежать від оптимальних обсягів обігових коштів на підприємстві. Тому важливого значення набуває процес нормування обігових коштів, що належить до поточного фінансового планування.

Фактичні запаси сировини, коштів тощо можуть бути вищими або нижчими від нормативу чи відповідати йому. Це один із найбільш мінливих показників поточної фінансової діяльності.

Під **нормативом** (або **лімітом**) *обігових коштів розуміють затверджену на підприємстві мінімальну, однак достатню для безперервної роботи підприємства суму обігових коштів.*

У межах цього нормативу енергетичне підприємство здійснює прямий підрахунок необхідних обігових коштів за кожним елементом з урахуванням конкретних умов роботи:

- типу виробництва і профілю підприємства;
- умов постачання та збуту;
- періодичності витрати матеріальних ресурсів;
- тривалості виробничого циклу.

До **нормованих обігових коштів** в енергетиці належать паливо, допоміжні матеріали, абонентська заборгованість, запчастини для ремонтів. До складу **ненормованих обігових коштів** належать грошові кошти й основна частина малоцінних оборотних фондів.

Окремі нормативи розраховуються для таких елементів:

- запасів основних і допоміжних матеріалів;
- палива та паливних матеріалів;
- запасних частин;
- витрат майбутніх періодів.

Окремі нормативи елементів матеріальних цінностей можуть поєднуватися в укрупнені нормативи (наприклад, виробничі запаси в цілому). Сума цих укрупнених нормативів становить *загальний (сукупний) норматив обігових коштів* підприємства.

Нормування власних обігових коштів передбачає такі **етапи розроблення нормативу**:

1) визначення *норм запасу* за групами товарно-матеріальних цінностей у відносних величинах, як правило, у днях забезпечення роботи;

2) визначення величини одноденного витрачання даного виду матеріальних цінностей (одноденним за окремими елементами виробничих запасів є сума витрат згідно з відповідною статтею кошторису виробництва за квартал, поділена на 90);

3) визначення окремого нормативу власних обігових коштів у грошовій формі шляхом множення одноденних витрат на норму запасу в днях.

Норма запасу в днях для купованих виробничих матеріалів (паливо та ін.) визначає кількість днів роботи підприємства, упродовж якої потрібно створити запас цих матеріалів, щоб забезпечити безперервність виробничого процесу.

Норма запасу в днях складається з таких елементів:

- часу перебування матеріалу у вигляді складського запасу (норма поточного запасу);
- часу перебування матеріалів у формі норм гарантійного (страхового) запасу;
- часу перебування матеріалів упродовж перевезення після їх оплати (норма транспортного запасу);
- часу, необхідного для підготовки матеріалів до використання у виробництві (норма технологічного запасу).

Норми запасів обігових коштів використовуються для розрахунків річних нормативів упродовж кількох років. Вони уточнюються за окремими видами матеріальних цінностей під час складання річних фінансових планів у разі істотної зміни умов виробництва, постачання та збуту. Норми запасів обігових коштів залежать від таких характеристик:

- умов роботи підприємства;
- тривалості виробничого циклу;
- періодичності запуску матеріалів у виробництво;
- віддаленості постачальників;
- частоти, рівномірності й комплектності постачань;
- розмірів партій, що постачаються, та ін.

У загальному вигляді *норматив* обігових коштів з окремих елементів (запаси палива, купованих напівфабрикатів, запасних частин) ($H_{об}$) визначають за формулою

$$H_{об} = q_d \cdot T_{норм}, \quad (3.2)$$

де q_d – середня потреба за одиницю часу, наприклад середньоденна або середньотижнева потреба у певному матеріалі, грн/день (грн/тижд.); $T_{норм}$ – норма запасу, тобто часовий період, упродовж якого передбачається робота на даному запасі (наприклад, норма запасу в днях, кількість днів забезпеченості паливом).

У разі, якщо відома потреба в обігових коштах у цілому за період, її питоме значення (за одиницю часу) можна визначити за формулою

$$q_d = \frac{q_{річ}}{F_k}, \quad (3.3)$$

де $q_{річ}$ – річна (квартальна) потреба у матеріалі, передбачена кошторисом витрат на виробництві, грн; F_k – річний (квартальний) фонд роботи підприємств у календарних днях.

Нормування виробничих запасів на підприємствах здійснюється, виходячи з готового обсягу виробництва, норм витрати матеріалів на одиницю готової продукції та існуючих умов постачання та збуту. Виробничі запаси нормуються в натуральному і грошовому вираженні. Залежно від призначення та сфери обслуговування виробництва в енергетиці їх поділяють на *поточні та страхові*.

Для планомірного безперебійного процесу виробництва на підприємстві утворюються *поточні запаси* палива, допоміжних матеріалів. Вони мають покривати потребу підприємства на період між двома постачаннями. Отже, *поточний запас* $Z_{п.м.}$, що відповідає величині постачання у тоннах, кубічних метрах чи інших натуральних одиницях вимірювання, розраховується на підставі середньодобової потреби в матеріалі й інтервалу постачання:

$$Z_{п. м} = q_m \cdot T_n, \quad (3.4)$$

де q_m – середньодобова потреба в матеріалі, у натуральних одиницях вимірювання; T_n – середній інтервал між постачаннями матеріалу, днів.

Норма поточного запасу (у днях) T_n залежить від частоти й рівномірності постачань, відстані між постачальниками та споживачами, характеру й обсягу споживання матеріалів. За інших однакових умов частота постачань впливає на формування норм поточного запасу. Чим менші інтервали між двома постачаннями, тим менше повинно бути на складі матеріалів й, отже, тим меншою буде потреба в обігових коштах на їх покриття.

Розрахунок сумарного нормативу обігових коштів за усією сукупністю матеріальних ресурсів повинен ураховувати неодноразовість постачання різних матеріалів. За одними матеріальними цінностями запаси закінчуються, за іншими тільки надходять на склад. Унаслідок цього загальний стан запасів на кожен день такий, що для одних матеріалів вони становлять максимальну, для інших – мінімальну, а для третіх – середню величину. У цілому розмір запасу становить величину, близьку до половини загального запасу матеріалів, що використовуються на даному підприємстві.

Тому при розрахунку нормативу обігових коштів для поточного запасу враховується не вся його величина, а тільки половина, тобто

$$Z'_{п. м} = q_M \cdot T_{норм. пот}, \quad T_{норм. пот} = \frac{T_{п}}{2}, \quad (3.5)$$

де T_n – може оцінюватися середньою тривалістю норми обігових коштів за окремими видами обігових коштів або матеріальних цінностей.

Страховий, або гарантійний, запас $Z'_{ст. м}$ створюється на випадок непередбачених відхилень, порушень планових термінів або партій поставок, а також порушень планових умов споживання матеріалів. Величину страхового запасу розраховують за формулою

$$Z'_{ст. м} = q_M \cdot T_{від}, \quad (3.6)$$

де $T_{від}$ – кількість днів відхилення середнього інтервалу поставок від планових термінів за звітний період.

На практиці страховий запас часто встановлюють у половинному розмірі від поточного запасу.

Приклад 1

Планова витрата палива упродовж кварталу становила за видом палива **А** $q_A = 10$ тис. грн, за видом палива **Б** $q_B = 2$ тис. грн та за видом палива **В** $q_B = 6$ тис. грн. Розрахувати норматив обігових коштів (дані щодо норм обігових коштів у днях для окремих видів матеріалів подані у табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Значення норм обігових коштів (днів)

Найменування матеріалу	Норма поточного запасу	Норма гарантійного запасу (50 % поточного запасу)	Всього норма обігових коштів, T_n
А	20	10	30
Б	7	-	7
В	30	15	45

Розв'язання

Середньозважена норма обігових коштів у цілому за всіма матеріалами становить

$$\frac{q_A \cdot T_n^A + q_B \cdot T_n^B + q_V \cdot T_n^B}{q_A + q_B + q_V} = \frac{10 \cdot 30 + 2 \cdot 7 + (6 \cdot 45)}{10 + 2 + 6} = 32,4 \text{ дня.}$$

Одноденною витратою для окремих елементів виробничих запасів є сума витрат за відповідною статтею виробництва за квартал, поділена на 90 : $(10 + 2 + 6) / 90 = 200$ грн.

Норматив власних обігових коштів визначають за формулою (3.2):
 $200 \cdot 32,4 = 6480$ грн.

Приклад 2

Визначити норматив (потребу) обігових коштів за виробничими запасами, якщо відомі такі дані:

витрата палива за квартал, тис. грн – 22500;

кількість днів у кварталі – 90;

одноденна витрата палива, тис. грн – $22500 / 90 = 250$;

норма запасу, днів – 32.

Розв'язання

Потребу в обігових коштах для палива визначають шляхом множення його одноденної витрати на норму в днях. Вона, як і всі інші норми, визначається суб'єктом господарювання самостійно. Потреба (норматив) в обігових коштах для палива (виробничих запасів): $250 \cdot 32 = 8000$ тис. грн.

3.3 Показники оборотності обігових коштів

Найважливішими *показниками ефективності використання обігових коштів* є швидкість їх обороту (коефіцієнт оборотності) і тривалість одного обороту в днях.

Коефіцієнт оборотності обігових коштів показує кількість оборотів, які ці кошти здійснюють за плановий період. Цей коефіцієнт визначається за формулою

$$K_{об} = \frac{P}{O_{об. с. з}}, \quad (3.7)$$

де P – обсяг реалізованої в плановому періоді продукції в діючих оптових цінах за рік (квартал), грн; $O_{об. с. з}$ – середній залишок обігових коштів, тобто грошове обчислення суми обігових коштів, що перебувають одночасно на підприємстві у всіх шести формах, грн.

Приклад 3

Річний обсяг реалізованої продукції становить 10 млн грн. При цьому енергетичне підприємство оперує сумою обігових коштів (середнім залишком обігових коштів) обсягом 0,5 млн грн. Таким чином, за рік обігові кошти обернуться $K_{об} = 10 / 0,5 = 20$ разів.

Коефіцієнт оборотності показує суму реалізованої продукції, що припадає на одну гривню обігових коштів.

Коефіцієнт завантаження обігових коштів в обороті характеризує їх суму, що припадає на одну гривню реалізованої продукції:

$$K_3 = \frac{O_{\text{об. с. з.}}}{P}. \quad (3.8)$$

Тривалість одного обороту обігових коштів (середній період оборотності) показує, упродовж якого періоду (за скільки днів) обігові кошти здійснюють один оборот. Значення цього показника в днях може бути визначене:

$$T_{\text{об}} = \frac{D}{K_{\text{об}}}, \quad (3.9)$$

де D – кількість днів у плановому періоді.

Приклад 4

Якщо за рік ($D = 365$ днів) обігові кошти здійснили 20 оборотів ($K_{\text{об}} = 20$), тривалість одного обороту становить $T_{\text{об}} = 365 / 20 = 18,2$ дня.

Формулу (3.9) можна подати в іншому вигляді:

$$K_{\text{об}} = \frac{D}{T_{\text{об}}}, \quad (3.10)$$

Тепер можна прирівняти праві частини обох виразів – (3.7) і (3.10):

$$\frac{P}{O_{\text{об. с. з.}}} = \frac{D}{T_{\text{об}}}. \quad (3.11)$$

Отримана формула наочно ілюструє відомий не лише економістам принцип: **«Час – гроші!»**. У нашому випадку права частина формули містить час, а ліва – гроші.

Вивільненням обігових коштів називається відносно зменшення потреби в обігових коштах, обумовлене прискоренням їх оборотності, що забезпечує збереження або підвищення існуючого рівня реалізації продукції.

Примітка

Формула (3.11) дає можливість опанувати глибину економічних процесів, що відбуваються на підприємстві, наблизитися до розуміння однієї з головних таємниць економіки, що утворює формулу **«Час – гроші!»**.

Дійсно, навіть зовнішній вигляд формули (3.11), де в лівій частині подані лише *вартісні* показники, а в правій – *чинники часу*, дає можливість

зрозуміти, що між витратами коштів і витратами часу існує безпосередній зв'язок.

Напрями реалізації цього зв'язку можна простежити в такому:

- однакового результату з точки зору нарощення обсягу реалізації можна досягти за рахунок: а) збільшення середнього залишку обігових коштів за незмінної швидкості їх обертання; б) підвищення швидкості обороту обігових коштів за незмінного їх обсягу (зниження періоду оборотності);
- за своїм економічним результатом економія часу рівнозначна економії грошей: зниження періоду оборотності обігових коштів дає можливість без втрати обсягу реалізації відмовитися від частини обігових коштів або ж за збереження їх залишку збільшити обсяг реалізованої продукції;
- дефіцит обігових коштів може бути деякою мірою компенсований економією часу: потрібно змусити оборотні кошти обертатися швидше, скорочуючи періоди постачання сировини, виготовлення продукції, реалізації готових товарів;
- будь-яке гальмування ходу циклів оборотності обігових коштів змушує розплачуватися за це грошми; щоб не втратити обсяг реалізації, підприємство змушене «роздувати» обігові кошти; саме сюди, як правило, спрямовується затримана зарплата, саме це заважає її своєчасному підвищенню.

Абсолютне вивільнення показує пряме зменшення потреби в обігових коштах.

Приклад 5

Якщо середній розмір обігових коштів становив у попередньому році 200 млн грн, а в поточному – 195 млн грн, то абсолютне вивільнення становить 5 млн грн. При цьому не враховується зміна обсягу реалізованої продукції.

Відносне вивільнення характеризує як зміну величини обігових коштів, так і зміну обсягу реалізованої продукції. Щоб визначити його, потрібно розрахувати потребу в обігових коштах за звітний період (рік), виходячи з фактичного обороту та обсягу реалізації продукції упродовж зазначеного періоду та оборотності в днях за попередній період (рік). Різниця й показує суму вивільнення обігових коштів.

Приклад 6

Визначити відносне вивільнення обігових коштів, якщо маємо такі дані по підприємству за 2011–2012 рр. (млн грн):

	2011 р.	2012 р.
Обсяг реалізованої продукції (оборот за реалізацією)	36	40
Середній залишок обігових коштів	10	9,5

Розв'язання

Період оборотності в днях за 2011 р. – $10 \cdot 360 / 36 = 100$ (днів). Потреба в обігових коштах у 2012 р. при швидкості обертання, що відповідає оборотності 2011 р. та обсягу реалізованої продукції 2012 р., дорівнюватиме $40 \cdot 100 / 360 = 11,1$ (млн грн).

З огляду на те, що середній залишок обігових коштів за 2012 р. становив 9,5 млн грн, відносне вивільнення дорівнює 1,6 млн грн (11,1 - 9,5).

Ці показники можуть бути обчислені в цілому за всіма обіговими коштами й за окремими їх елементами (так звана поелементна оборотність коштів).

Потреба в обігових коштах зв'язана прямою залежністю не лише з обсягом виробництва (збуту), а й із тривалістю обороту. За скорочення періоду оборотності відбувається вивільнення обігових коштів з обігу, і, навпаки, збільшення періоду оборотності викликає потребу в додаткових коштах.

У випадках, коли відносне вивільнення обігових коштів, зумовлене прискоренням оборотності, перевищує додаткову потребу в коштах, необхідних для забезпечення збільшення обсягів виробництва, відбувається абсолютне вивільнення обігових коштів. Якщо ж додаткова потреба в обігових коштах, пов'язана з нарощуванням обсягу виробництва, більша за ту величину, що вивільняється внаслідок прискорення оборотності, можемо говорити лише про відносне вивільнення обігових коштів. Воно визначає розмір зниження цієї додаткової потреби. Величина обігових коштів, що вивільнилися завдяки прискоренню оборотності, характеризує поліпшення використання оборотного капіталу.

3.4 Напрямки прискорення оборотності обігових коштів

За своїм економічним змістом заходи для підвищення ефективності використання обігових коштів можна умовно диференціювати на дві групи: 1) ті, що пов'язані зі зміною *чинників вартості*; 2) ті, що зумовлені зміною *чинників часу*.

Перші спрямовані на безпосереднє зниження середнього залишку обігових коштів. *Другі* мають на меті скорочення тривалості перебування обігових коштів у різних фазах економічного процесу.

Примітка

Необхідно підкреслити, що наведена диференціація має умовний характер. Адже скорочення потреби у будь-якому вигляді обігових коштів у кінцевому підсумку призводить до зниження періоду оборотності. А скоро-

чення тривалості одного обороту дає можливість зменшити середній залишок обігових коштів.

За стадіями циклу оборотності обігових коштів напрями підвищення ефективності їх використання на енергетичному підприємстві можна виділити у дві підгрупи, що становлять:

- передвиробничу стадію;
- реалізаційну стадію.

Передвиробнича стадія. Величина виробничих запасів і відносний розмір обігових коштів на їх утворення можуть бути зменшені шляхом удосконалення матеріально-технічного забезпечення:

- прискорення і здешевлення перевезень;
- поліпшення організації складського господарства на основі його механізації й автоматизації;
- застосування більш точного нормування витрат матеріалів;
- скорочення невиробничих витрат палива та матеріалів;
- повторного використання відходів виробництва.

Реалізаційна стадія. Висока якість продукції, ритмічність роботи підприємств та надійність енергопостачання сприяють прискоренню реалізації продукції. Постійний зв'язок із замовниками, своєчасне повідомлення їх про відпущені їм обсяги енергетичної продукції, інформування споживачів про розміри їх заборгованості та терміни сплати за енергію також є факторами підвищення ефективності використання обігових коштів енергетичних підприємств.

Як уже відзначалося, важливим напрямком поліпшення використання обігових коштів є *раціональне використання матеріальних та паливних ресурсів*, зниження паливо- і матеріалоемності продукції. Для цього є різні шляхи, головні з яких:

- економічно обґрунтований вибір сировини;
- підвищення коефіцієнта використання палива та матеріалів;
- комплексне використання сировини та відходів виробництва;
- підвищення якості палива, матеріалів і готової продукції;
- удосконалення технологічних процесів і впровадження нової прогресивної технології;
- застосування соціально-економічних стимулів поліпшення використання матеріальних ресурсів.

Значна частина зазначених шляхів нерозривно пов'язана з науково-технічним прогресом. На цей час створюються і впроваджуються у виробництво принципово нові засоби праці й технологічні процеси, що забезпечують можливість виготовлення продукції з меншими питомими витратами живої праці, сировини, матеріалів та енергії; полегшують і прискорюють

перебудову всього процесу виробництва на основі системи машин та устаткування, що створена на принципах автоматизації і безперервності процесів за широкого використання електроніки. Все більш вагомим значення набуває створення складних автоматизованих комплексів на базі ЕОМ, впровадження автоматично переналагоджуваних модулів і гнучких виробничих систем.

Важливе місце серед заходів заощадження паливних та матеріальних ресурсів займають соціальні й економічні методи управління:

- удосконалення нормування та обліку витрат матеріальних ресурсів, матеріального стимулювання, ціноутворення;
- розвиток творчої ініціативи, методів морального заохочення економії виробничих ресурсів тощо.

Значною мірою знайти відповіді на питання становлення шляхів підвищення ефективності використання обігових коштів дає можливість *логістики*.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Охарактеризуйте склад обігових коштів підприємства.
2. Охарактеризуйте цикл обігових коштів.
3. Як класифікуються обігові кошти?
4. У чому полягають основне завдання та етапи нормування обігових коштів?
5. До чого призводить завищення або заниження нормативу обігових коштів?
6. Як нормуються виробничі запаси?
7. Як визначаються показники оборотності обігових коштів?
8. Як здійснюється розрахунок абсолютного і відносного вивільнення обігових коштів?
9. Розкрийте основні напрямки прискорення оборотності обігових коштів.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Визначити необхідний приріст нормативу власних обігових коштів підприємства за таких умов: обсяг реалізованої енергетичної продукції в минулому році становив 335 млн грн при нормативі обігових коштів 35 млн грн; у плановому році випуск продукції збільшується на 30 % при скороченні тривалості обороту обігових коштів на 5 днів.

2. За звітний рік реалізовано енергетичної продукції на 588 млн грн, у наступному році заплановано збільшити обсяг реалізації до 640 млн грн.

Визначити плановане скорочення тривалості обороту і суму вивільнених обігових коштів, якщо норматив обігових коштів збільшується з 41,8 до 46,3 млн грн.

3. Визначити зміну рівня ефективності використання обігових коштів, якщо завдяки модернізації основного енергетичного устаткування коефіцієнт його корисної дії підвищився з 0,84 до 0,91. Інші техніко-економічні показники такі:

- середньодобові витрати вугілля – 56 т;
- ціна 1 т вугілля – 400 грн;
- середній інтервал постачання вугілля – 20 днів;
- норма страхового запасу – 25 % від поточного запасу;
- транспортний запас – 5 днів.

РОЗДІЛ 4 ТРУДОВІ РЕСУРСИ В ЕНЕРГЕТИЦІ

- Поняття трудових ресурсів. Класифікація та характеристика кадрів (персоналу) енергетичних підприємств
- Підготовка та перепідготовка кадрів
- Розрахунки чисельності працюючих
- Продуктивність праці та резерви її підвищення
- Визначення заробітної плати
- Генеральна, галузева угоди, колективний договір

4.1 Поняття трудових ресурсів. Класифікація та характеристика кадрів (персоналу) енергетичних підприємств

Трудові ресурси – це економічно активне, працездатне населення, тобто частина населення країни (регіону), що має необхідний фізичний розвиток, розумові здібності та знання (освіту) для роботи у виробничій сфері.

За законодавством України трудові ресурси складаються з двох основних груп:

1) населення працездатного віку: чоловіки та жінки 16–59 років, за винятком непрацюючих інвалідів війни та праці I і II груп і непрацюючих осіб працездатного віку, що одержують пенсію за віком на пільгових умовах (жінки і чоловіки 50–59 років);

2) населення, старше та молодше від працездатного віку, зайняте у суспільному виробництві.

Робоча сила – здатність людини до праці, тобто сукупність фізичних та інтелектуальних здібностей людини, необхідних для здійснення трудових процесів.

Трудовий потенціал – наявні або очікувані кількісні та якісні трудові фактори, якими володіє суспільство (національна економіка, регіон). Кількісно трудовий потенціал вимірюється кількістю економічно активного, працездатного населення (кількістю трудових ресурсів). Якісно трудовий потенціал визначається професійно-освітнім рівнем трудових ресурсів чи іншими характеристиками, що дають змогу оцінити їх здатність до виконання роботи (виробництва певної кількості матеріальних і духовних благ).

На будь-якому підприємстві ключовим є людський фактор – люди, які на ньому працюють. Для характеристики всієї сукупності працівників підприємства використовують терміни: *кадри, персонал, трудовий колектив*.

Під **кадрами** розуміють основний (штатний) склад працівників підприємств, установ та організацій у різних галузях народного господарства (Економічна, 2000).

Трудові фактори характеризуються кількісно та якісно.

Кількісною характеристикою трудових факторів є ступінь забезпеченості виробництва працівниками тієї чи іншої категорії. Цю характеристику визначають такі показники:

- загальна кількість населення;
- співвідношення працюючих і непрацюючих;
- тривалість робочого часу;
- наявність на ринку праці працівників необхідної категорії.

Якісними характеристиками є:

- професія,
- спеціальність,
- кваліфікація,
- досвід,
- рівень освіти та виховання.

Професія характеризує певний вид роботи в одній із галузей виробництва, що вимагає відповідного комплексу спеціальних знань і практичних навичок, необхідних для її виконання. У самій професії розрізняють *спеціальності*, що вимагають додаткових знань і навичок для виконання роботи на певній ділянці даної галузі виробництва. Наприклад, професія слюсаря поділяється на спеціальності “слюсар-ремонтник”, “слюсар-інструментальник” і т. п.

Кваліфікація – це сукупність знань та вмінь виконувати роботи відповідного рівня складності на окремих ділянках виробництва. Обов'язковим і найбільш істотним елементом кваліфікації є загальноосвітня і загальнотехнічна підготовка працівника поряд із одержанням виробничих навичок з певної спеціальності. Чим вищий технологічний рівень виробництва, складніша система машин і технологічних процесів, тим більш значні вимоги до кваліфікації робітника. Він повинен не лише володіти певними прийомами виконання виробничої операції, а й знати конструкцію машини, властивості використовуваних сировини та матеріалів, розуміти теоретичні основи виробництва – технологію, економіку й організацію виробництва галузі, у якій працює. У діяльності робітника високої кваліфікації зростає частка розумової праці, його функції наближаються до функцій інженерно-технічних працівників (Хейне, 2007).

Згідно з чинного в Україні з 2010 року Класифікатором професій (Національний, 2010) весь персонал працюючих у нашій країні поділяється на дев'ять груп (поділів професій):

1. Законодавці, вищі державні службовці, керівники, менеджери (управителі)

Крім представників, що визначають державну й регіональну політику, здійснюють вище державне управління, правосуддя та прокурорський нагляд, цей поділ професій враховує керівників об'єднань, підприємств, установ, організацій і їх підрозділів (керівники функціональних підрозділів, цехів, дільниць).

2. Професіонали

Цей розділ містить професії, що передбачають високий рівень знань у сфері фізичних, математичних, технічних, біологічних, агрономічних, медичних і гуманітарних наук. До них належать наукові співробітники, інженери, конструктори, технологи, архітектори тощо, а також професіонали високого рівня (як правило, ті, які мають наукові ступені та вчені звання або значний досвід роботи).

Професіонали відповідно до їхньої кваліфікації поділяються на 4 категорії: вищу, першу, другу і професіонал даної галузі знань (наприклад, фізик, астроном, архітектор, конструктор, економіст тощо). Однак у деяких галузях можуть використовуватися й інші види кваліфікаційних категорій. Зокрема, у науковій сфері використовується такий розподіл: головний науковий співробітник, провідний науковий співробітник, старший науковий співробітник і молодший науковий співробітник.

3. Фахівці

Цей поділ враховує професії, що передбачають знання в одній чи декількох сферах природничих, технічних чи гуманітарних наук. Професійні знання полягають у використанні методів відповідних наук. Професії зазначеної категорії відповідають рівню молодшого фахівця, бакалавра, фахівця. Фахівці поділяються на такі кваліфікаційні категорії: *першу, другу, третю*, без категорії.

4. Технічні службовці

Тут враховуються професії, що передбачають знання, необхідні для підготовки, збереження та відтворення інформації, а також виконання розрахунків. Ці професії вимагають повного рівня загальної і/чи професійної середньої освіти або середньої освіти і професійної підготовки на виробництві. Технічні службовці можуть одержувати такі категорії: *першу, другу, третю*, без категорії.

5. Працівники сфери торгівлі та послуг

Професійні знання охоплюють забезпечення послуг, пов'язаних із перевезеннями, харчуванням, побутовим обслуговуванням, торгівлею, охороною тощо. Значна частина професій цієї групи вимагає загальної середньої і/чи професійної освіти або середньої освіти та професійної підготовки на виробництві.

6. Кваліфіковані робітники сільського і лісового господарства, риборозведення та рибальства

Професії цього поділу вимагають знань і навичок виконання функцій у відповідних секторах економіки. Необхідний рівень освіти – повна середня освіта і/чи професійна освіта або середня освіта і професійна підготовка на виробництві.

7. Кваліфіковані робітники з інструментом

Цей поділ враховує професії, що передбачають знання, необхідні для вибору способів використання матеріалів та інструментів, визначення стадій виробничого процесу, характеристик і призначення готової продукції. До цього розділу також належать професії, пов'язані з видобутком корисних копалин, будівництвом і виробленням різної продукції. Необхідний освітній рівень – середня і/чи професійна освіта і професійна підготовка на виробництві (у деяких випадках – кваліфікація молодшого фахівця).

Робітників за тарифними розрядами поділяють на такі кваліфікаційні групи (при 6-розрядній сітці): висококваліфіковані робітники – 5-й і 6-й розряди, кваліфіковані – 3-й і 4-й розряди, низькокваліфіковані – 1-й і 2-й розряди, некваліфіковані робітники, які не мають розрядів.

8. Робітники з обслуговування, експлуатації та контролю за роботою технологічного устаткування, складання устаткування та машин

Поділ враховує професії, що передбачають знання, необхідні для експлуатації та нагляду за роботою устаткування і машин, зокрема високоавтоматизованого, а також для їх складання. Необхідний освітній рівень – середня освіта плюс професійна освіта чи професійна підготовка на підприємстві (у деяких випадках – кваліфікація молодшого фахівця). Кваліфікаційна диференціація в даному випадку аналогічна попередній групі.

9. Найпростіші професії

Такий поділ враховує професії, що вимагають знання для виконання завдань з використанням простих інструментів, у деяких випадках зі значними фізичними зусиллями. Зазначені завдання пов'язані з продажем товарів на вулиці, збереженням та охороною майна, прибиранням, очищенням, пранням, виконанням низькокваліфікованих робіт у різних галузях економіки. Необхідний рівень освіти – неповна базова загальна середня освіта і мінімальна професійна підготовка на виробництві або інструктаж.

Поділ персоналу в енергетиці має певні особливості. **Персонал енергетичного підприємства** поділяється на дві групи:

- експлуатаційний;
- ремонтний.

У складі цих груп є як основні, так і допоміжні робітники. За режимом роботи розрізняють **змінний** і **незмінний** персонал.

До **основних** належать робітники, безпосередньо зайняті виготовленням основної продукції підприємства. На ТЕС, наприклад, до цієї групи належать робітники, які безпосередньо виконують функції з управління, контролю та регулювання технологічного процесу на всіх стадіях вироблення тепла й електричної енергії, тобто основний черговий персонал котельного, турбінного й електричного цехів.

Допоміжні робітники зайняті у допоміжних цехах виготовленням продукції, необхідної для випуску основної продукції, а також виконують на підприємстві функції догляду за устаткуванням, транспортування і складування сировини (палива), технічного контролю тощо.

Чисельність ремонтного персоналу на електростанціях залежить здебільшого від кількості агрегатів та їх потужності, оснащеності електростанцій засобами механізації ремонтних робіт, а також способу організації ремонтів – власним ремонтним персоналом або силами спеціалізованих ремонтних підприємств. Частка ремонтників у енергетиці внаслідок укрупнення й ускладнення енергетичного устаткування, зростання потужності електростанцій поступово підвищується і сягає у деяких випадках 40 % усієї чисельності персоналу підприємств.

4.2 Підготовка та перепідготовка кадрів

Важливе значення для підприємства має підготовка та перепідготовка кадрів, що є запорукою успішного його функціонування в ринковій економіці. Основні принципи здійснення підготовки кадрів визначені Законом України «Про освіту» (Про освіту, 2014).

Спеціалізована підготовка *кваліфікованих робітників* здійснюється у професійно-технічних училищах (школах). Випускникам таких училищ надається кваліфікація «кваліфікований робітник» з отриманням професії відповідного розряду (категорії). Інший напрямок підготовки робітників пов'язаний із навчанням безпосередньо на виробництві. Займаються цим спеціальні підрозділи (на великих підприємствах) і кваліфіковані робітники-наставники. На період виробничого навчання особа, яка навчається, зараховується учнем (з одержанням заробітної плати).

Кадри більш високої кваліфікації готуються в єдиній системі вищих навчальних закладів. Існуюча сьогодні єдина система навчальних закладів охоплює технікуми (училища), коледжі, інститути, академії, університети. Кожен із них має свій статут і відповідний (один із чотирьох) рівень акредитації: I рівень – технікуми, училища – дають кваліфікацію молодшого фахівця; II рівень – коледжі – видають диплом бакалавра; III і IV рівні – інститути, консерваторії, академії, університети – залежно від акредитації дають кваліфікацію фахівця (спеціаліста) або відповідно магістра.

Швидкий процес відновлення знань, істотна зміна технічних, інформаційних і організаційних умов сучасного виробництва обумовлюють необхідність підвищення кваліфікації та перепідготовки кадрів.

Підвищення кваліфікації кадрів – процес поглиблення теоретичних знань, удосконалення вмінь і практичних навичок у межах професій та спеціальностей або розширення кваліфікаційного профілю працівників через набуття інших навичок і суміжних професій (Економічна, 2001). Підвищення кваліфікації передбачає, зокрема, ознайомлення з новітніми досягненнями науки та техніки, оволодіння економічними знаннями, що відповідають вимогам часу і прогресивних форм і методів організації праці; ознайомлення з передовим вітчизняним і закордонним досвідом.

Підвищення кваліфікації кадрів звичайно відбувається за трьома основними напрямками:

- індивідуально, методом самонавчання;
- на спеціальних курсах (у навчальних закладах або при підприємствах);
- методом стажування на провідному підприємстві (у деяких випадках стажування може передбачати і роботу на конкретному робочому місці).

Перепідготовка кадрів – комплекс навчальних і тренінгових заходів, що передбачають зміну професії (спеціальності) або галузевої сфери діяльності.

Перепідготовка кадрів стає особливо актуальною в період структурних змін в економіці, коли згортаються одні галузі чи сектори економіки й починають швидко розвиватись інші.

Основними інститутами *підвищення кваліфікації* робітників є: школи з вивчення передового досвіду безпосередньо в цехах, на робочих місцях; школи чи курси з оволодіння суміжними професіями або спеціальностями; курси цільового призначення, що використовуються для перепідготовки робітників з приводу освоєння нового устаткування, переходом на випуск іншої продукції, зміною технології виробництва; курси, на яких робітники одержують мінімум теоретичних знань, необхідних для роботи за тією чи іншою спеціальністю.

Велике значення має перепідготовка фахівців і службовців. Чинною системою підвищення кваліфікації передбачається, що фахівці та службовці проходять перепідготовку регулярно, через кожні 3–5 років. Тривалість перепідготовки становить, звичайно, кілька місяців і диференціюється за категоріями працівників.

Значне місце у цій роботі посідають заходи, спрямовані на перетворення періодичного підвищення кваліфікації в єдину державну систему

перепідготовки і підвищення кваліфікації кадрів. Ця система має три основні форми:

1) *поточне підвищення кваліфікації* всіх працівників за місцем їх роботи на підприємствах і в організаціях;

2) *періодична перепідготовка фахівців* (не менше ніж один раз на п'ять років) переважно з відривом від виробництва у спеціальних навчальних закладах на термін до трьох місяців;

3) *перепідготовка фахівців і керівників* згідно з виробничою необхідністю.

Постійне поповнення і відновлення знань є необхідною передумовою високої кваліфікації та компетентності кадрів і має першорядне значення для прискорення соціального й економічного розвитку країни. Всі зміни, що відбуваються у виробництві та споживанні продукції, безпосередньо впливають на систему підготовки кадрів. Вона повинна бути адекватною існуючим потребам в економіці.

Можна виділити три основні напрямки трансформації освітньої сфери під час підготовки фахівців, що має відбутись у XXI столітті:

- підготовка до життя у мінливому світі;
- підготовка до життя в інформаційній економіці;
- підготовка до життя у глобальному середовищі (у світі із системою глобальних зв'язків).

Перший напрямок пов'язаний із високими темпами соціально-економічних трансформацій. За минуле століття періоди докорінних змін базових технологій і вироблюваної продукції скоротилися з кількох десятиріч до 1–2 років. Це обумовлює зміни базової освітньої парадигми, а саме: *необхідно перейти від навчання знань і навичок до навчання здібностей навчатись і самовдосконалюватись*.

Збільшення технологічних можливостей виробничих систем формувати різноманіття виробів зі стандартного набору вихідних матеріалів відкриває принципово нові можливості підвищення індивідуальних можливостей окремих виробничих систем і виконавців. Це диктує нові завдання системі освіти, що пов'язані з *переходом від навчання стандартних знань і навичок до розвитку індивідуального потенціалу працюючих*.

Інформатизація економіки також ставить нові вимоги до системи підготовки кадрів. Серед основних із них можна назвати: забезпечення переходу від навичок використання матеріальних засобів виробництва до навичок використання інформаційних засобів виробництва; навчання навичок споживання інформаційних товарів; навчання основ інформаційної екології.

І, нарешті, глобалізація економіки обумовлює необхідність освоєння працюючими навичок використання міжнародних комунікаційних засобів,

знання міжнародних стандартів і правил, іноземних мов і вміння використовувати переваги міжнародного віртуального простору.

4.3 Розрахунки чисельності працюючих

Визначення оптимальної чисельності персоналу є найважливішим елементом управління трудовими ресурсами в енергетиці. Кількість працюючих та їх якісний склад впливають на результати всіх видів діяльності енергетичного підприємства і визначають продуктивність праці.

Визначення планової чисельності персоналу залежить від специфіки енергетичного підприємства (обсягів виробництва, типу, форм власності тощо), а також від зовнішніх факторів (ринкової кон'юнктури, регіональних особливостей, рівня економічного розвитку країни).

В економічній практиці існує значна кількість методів визначення чисельності працюючих, але найбільш поширеними з них є методи розрахунку чисельності:

- за трудомісткістю робіт;
- за нормами виробітку;
- за кількістю робочих місць з урахуванням норм їх обслуговування та контролю.

Якщо відома повна трудомісткість робіт, то планова чисельність працюючих ($Ч_{пл}$) визначається так:

$$Ч_{пл} = \frac{t_{пов}}{T_p \cdot K_{в.н}}, \quad (4.1)$$

де $t_{пов}$ – повна трудомісткість виробничої програми планового періоду; T_p – розрахунковий ефективний фонд часу одного працюючого; $K_{в.н}$ – коефіцієнт виконання норм.

Приклад 1

Визначимо чисельність персоналу енергетичного підприємства, якщо повна трудомісткість виробничої програми планового періоду становить 580 тис. нормо-годин, розрахунковий ефективний фонд часу одного працюючого – 1865 год, коефіцієнт виконання норм – 1,05:

$$Ч_{пл} = 580000 / (1865 \cdot 1,05) = 296 \text{ осіб.}$$

За умов існування на енергетичному підприємстві системи нормування виробітку (наприклад, під час виконання ремонтних робіт), чисельність працюючих ($Ч_{нпл}$) можна визначити за такою залежністю:

$$Ч_{\text{нпл}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot m_i}{T_p \cdot K_{\text{в.н}}}, \quad (4.2)$$

де t_i – планова трудомісткість одиниці продукції в нормо-годинах; m_i – кількість одиниць продукції i -го виду; n – кількість видів виробленої продукції.

Для визначення чисельності працівників, зайнятих обслуговуванням виробництва ($Ч_{\text{орм}}$) (управлінський апарат), розрахунок виконують на основі норм обслуговування робочих місць:

$$Ч_{\text{орм}} = \frac{m_o \cdot П_{\text{зм}} \cdot K_p}{H_{\text{об}}}, \quad (4.3)$$

де m_o – кількість об'єктів (робочих місць), що обслуговуються; $П_{\text{зм}}$ – кількість робочих змін на добу; $H_{\text{об}}$ – нормативна кількість об'єктів, що обслуговується одним працівником; K_p – коефіцієнт переведення явочної чисельності працівників в облікову:

$$K_p = \frac{100}{100 - f}, \quad (4.4)$$

де f – плановий відсоток невиходів на роботу.

Приклад 2

Розрахуємо чисельність працівників, зайнятих обслуговуванням енергетичного устаткування, якщо кількість робочих місць, що підлягають обслуговуванню, – 67, режим роботи – безперервний, нормативна кількість об'єктів, що обслуговується одним працівником, – 12, плановий відсоток невиходів на роботу – 7 %.

Розв'язання

Спочатку визначимо коефіцієнт переведення явочної чисельності працівників в облікову: $K_p = 100 / (100 - 7) = 1,075$.

Далі визначаємо чисельність працівників, зайнятих обслуговуванням енергетичного устаткування: $Ч_{\text{орм}} = (67 \cdot 3 \cdot 1,075) / 12 = 18$ осіб.

Розрахунок чисельності допоміжного персоналу ($Ч_{\text{доп}}$) частіше за все здійснюють за формулою

$$Ч_{\text{доп}} = П_{\text{рм}} \cdot П_{\text{зм}} \cdot K_p, \quad (4.5)$$

де $П_{\text{рм}}$ – кількість робочих місць.

На сьогодні на великих енергетичних підприємствах укрупнений розрахунок планової чисельності персоналу виконують методами кореляційно-регресійного аналізу.

Чисельність управлінського персоналу визначають на основі типових окладних та штатно-окладних розкладів і моделей організаційних структур управління. Чисельність працюючих може бути визначена не лише за кожною окремою функцією управління, а й окремими видами робіт (облікові, проектні, обчислювальні), а також за посадами (технологи, економісти та ін.).

Розрахунок кількості працюючих необхідний не лише для планування роботи і фонду заробітної плати, а й для зіставлення з існуючими трудовими ресурсами та визначення необхідності у кадрах.

4.4 Продуктивність праці та резерви її підвищення

Інтегральним показником якості робочої сили є продуктивність праці.

Під **продуктивністю праці** потрібно розуміти витрати праці на виробництво одиниці продукції.

Для характеристики рівня продуктивності праці можна використовувати:

– *прямий показник (прямий метод)*, що характеризує випуск продукції за одиницю робочого часу (виробіток продукції);

– *обернений показник (зворотний метод)*, що оцінює витрати робочого часу на одиницю виробленої продукції або виконаної роботи (трудомісткість продукції).

Прямий показник визначають за формулою

$$\Pi = \frac{B}{T}, \quad (4.6)$$

де Π – показник виробітку продукції; B – обсяг виготовленої продукції; T – кількість робочого часу, витраченого на виробництво даної продукції.

Необхідно зазначити, що показник обсягу виготовленої продукції можна визначити за такими чинниками:

- обсягом валової продукції (містить готову і незавершену продукцію);
- величиною чистої продукції (національного доходу – для оцінки продуктивності суспільної праці на рівні держави);
- обсягом товарної (готової) продукції;
- обсягом реалізованої (проданої) продукції.

При цьому сам показник може бути виражений як у натуральних оцінках (кВт·год, Гкал, т, м³ та ін.), так і у вартісному вимірі.

Зворотний метод дає можливість оцінити трудомісткість продукції ($H_{пр}$), тобто величину, обернену до виробітку:

$$H_{пр} = \frac{T}{B}. \quad (4.7)$$

Під **трудомісткістю** потрібно розуміти витрати живої праці на виробництво одиниці продукції або виконання одиниці роботи. На практиці розрізняють такі види трудомісткості:

- *граничну* – встановлювані замовником під час проектування виробів гранично припустимі витрати праці на виробництво цих виробів;
- *проектну* – необхідні витрати праці на виробництво проєктованих виробів;
- *планову* – заплановані на певний період витрати праці на виготовлення продукції;
- *фактичну* – фактичні витрати праці.

Величину трудових витрат під час визначення продуктивності праці зазвичай вимірюють кількістю людино-годин, людино-днів, людино-місяців тощо, витрачених на виготовлення даної продукції.

Приклад 3

Розрахувати продуктивність праці з використанням прямого і зворотного методів, якщо відомо, що випуск продукції у звітному році на підприємстві становить 1500 тис. грн, а фактичний річний фонд робочого часу – 1860 годин.

Розв'язання

Розрахуємо показник виробітку продукції, використовуючи формулу (4.6): $1500 / 1860 = 0,8064$ тис. грн/год. Трудомісткість виготовленої продукції знайдемо, застосовуючи формулу (4.7): $1860 / 1500 = 1,24$ год/тис. грн. Таким чином, на виготовлення 1 тис. грн товарної продукції витрачається 1,24 години, або впродовж 1 години виробляється продукції на суму 0,8064 тис. грн.

Крім розглянутих показників, в енергетиці для характеристики рівня продуктивності праці на електростанціях, котельнях, у мережах застосовується **штатний коефіцієнт** – відношення чисельності персоналу підприємства до встановленої потужності електростанції (осіб/МВт) або номінальної продуктивності котельні (осіб/(ГДж·год)). Позитивною тенденцією в роботі енергетичних підприємств є зменшення цього коефіцієнта.

Іншим показником продуктивності праці в енергетиці є **питомий виробіток електроенергії**, що визначається відношенням кількості енергії,

виробленої за рік, до чисельності персоналу підприємства (тис. кВт·год/рік).

Приклад 4

Розрахуємо зміну штатного коефіцієнта ТЕС зі встановленою потужністю 300 МВт, якщо чисельність персоналу підприємства – 312 осіб:

$$312 / 300 = 1,04 \text{ осіб/МВт.}$$

Визначимо питомий виробіток даної електроенергії ТЕС, якщо річний обсяг виробництва електроенергії становить 1,8 млрд кВт·год:

$$1800000 / 312 = 5769 \text{ тис. кВт·год/рік.}$$

Резерви, тобто *невикористані можливості* зростання продуктивності праці, визначають протягом кожного періоду часу за можливим використанням на конкретному підприємстві чи в галузі досягнень науки і техніки, організації суспільного виробництва, соціального розвитку. Залежно від особливостей виявлення та використання резерви можна поділити на дві групи:

- *резерви зниження трудомісткості*, тобто можливості скорочення витрат праці (фонду часу) робітників, спеціалістів та інших категорій працівників на одиницю виробленої продукції за рахунок механізації, автоматизації виробничих процесів, удосконалення організації виробництва та праці;

- *резерви якісного поліпшення використання одиниці робочого часу* за рахунок ліквідації будь-яких його втрат, усунення непродуктивних витрат праці (зокрема пов'язаних із браком, відхиленнями від діючої технології і т. д.), поліпшення умов праці на робочих місцях.

Для виявлення резервів і розроблення конкретних заходів з їх використання необхідно визначити відповідні **фактори**, тобто рушійні сили чи об'єктивні умови, що визначають можливості підвищення продуктивності праці. Всі ці фактори можна поділити на чотири основні групи: *матеріально-технічні, організаційні, економічні та соціальні*.

Матеріально-технічні фактори пов'язані з науково-технічним прогресом, що забезпечує підвищення ефективності техніки, вдосконалення технології, підвищення якості матеріалів.

Важливу роль у забезпеченні зростання продуктивності праці відіграють *організаційні фактори*. Вони пов'язані з підвищенням рівня концентрації, спеціалізації та кооперування, раціональним розміщенням енергетичних підприємств, забезпеченням ефективною організацією виробничих процесів, праці та заробітної плати. Особливе місце серед організаційних факторів зростання продуктивності праці займають питання вдосконалення управління енергетичним комплексом та національним господарством у цілому.

Економічні фактори зростання продуктивності праці пов'язані з упровадженням у виробництво економічних методів управління. Вони базуються на використанні принципів матеріальної зацікавленості та відповідальності, впровадженні повного господарського розрахунку, вдосконалюванні ціноутворення, фінансово-кредитного механізму.

Великий вплив на підвищення продуктивності праці здійснюють *соціальні фактори*. Вони пов'язані з умовами життя та діяльності людей у виробництві й інших сферах суспільного життя.

Усі чотири групи факторів зростання продуктивності праці діють не ізольовано, а у тісному взаємозв'язку, доповнюючи один одного. Однак потрібно зазначити, що реалізація організаційно-економічних і соціальних факторів потребує звичайно значно менше капітальних вкладень, ніж забезпечення інших двох груп факторів. При цьому вони можуть спричинити великий вплив на підвищення ефективності виробництва і забезпечити найбільш швидку віддачу, а отже, повинні використовуватися насамперед.

4.5 Визначення заробітної плати

Трудові фактори, як і будь-які інші ресурси, реалізуються через ринок. Ціною праці є *заробітна плата*, величина якої формується під впливом попиту та пропозиції. Сума грошей, яку працюючий отримує за свою роботу, називається *номінальною заробітною платою*.

Організація системи заробітної плати на підприємствах, незалежно від форм власності, вимагає дотримання таких *принципів*:

- заробітна плата повинна відповідати кількості та якості роботи працюючих;
- рівень заробітної плати має гарантувати працюючому відповідний рівень добробуту і матеріального забезпечення;
- має дотримуватися диференціація зарплати залежно від умов праці та важливості галузі в економіці країни;
- темпи зростання заробітної плати не повинні перевищувати темпи зростання продуктивності праці.

Потрібно розрізняти такі види заробітної плати:

- *основна заробітна плата*, що залежить від результату праці працівників і визначається тарифними ставками, відрядними розцінками, посадовими окладами, а також надбавками та доплатами у розмірах, не вищих від встановлених чинним законодавством;
- *додаткова заробітна плата*, що залежить від результатів господарської діяльності підприємства і встановлюється у вигляді премій, винагород і компенсаційних виплат, передбачених трудовим законодавством;

- *мінімальна заробітна плата* – установлений державою розмір плати за просту, некваліфіковану роботу, нижче якого не може здійснюватись оплата праці за фактично виконану найманим працівником повну місячну норму праці (Кодекс, 2014). До неї не входять доплати, надбавки, заохочувальні й компенсаційні виплати. Мінімальна заробітна плата регулюється державою з урахуванням рівня економічного розвитку країни, середньої продуктивності праці, середньої заробітної плати і вартості мінімального споживчого кошика (табл. 4.1);

- *реальна заробітна плата*, що визначається кількістю товарів і послуг, яку можна купити за номінальну заробітну плату.

Історично номінальна і мінімальна зарплата мають тенденцію до зростання, проте так не завжди відбувається з реальною заробітною платою. Адже купівельна спроможність номінальної заробітної плати, тобто реальна заробітна плата, залежить від рівня цін. Таким чином, величина реальної заробітної плати прямо пропорційна номінальній і обернено пропорційна рівню цін. В економічних дослідженнях реальна заробітна плата є основним показником для оцінювання вартості трудових факторів і порівняльного аналізу ринку праці різних країн.

Таблиця 4.1 – Мінімальна зарплата в Україні у 2000–2014 рр.

Період	Мінімальна зарплата		
	Значення, грн	Абсолютний приріст, грн	Темп приросту, %
з 01.07.2000 до 31.12.2001	118	+28	+31,1
з 01.01.2006 до 30.11.2006	350–375	+232–25	+196,6–7,1
з 01.12.2006 до 31.12.2007	400–460	+25–60	+6,7–15,0
з 01.01.2008 до 30.11.2008	515–545	+55–30	+12,0–5,8
з 01.12.2008 до 31.12.2009	605–744	+60–139	+11,0–22,9
з 01.01.2010 до 31.12.2010	869–922	+125–53	+16,8–6,1
з 01.01.2011 до 31.12.2011	941–1004	+19–63	+2,1–6,7
з 01.01.2012 до 31.12.2012	1073–1134	+69–61	+6,9–5,7
з 01.01.2013 до 30.11.2013	1147	+13	+1,1
з 01.12.2013	1218	+71	+6,2

Джерело: Минимальная, 2014.

Основою оплати праці на підприємстві є **тарифна система**, що дозволяє порівнювати різні види робіт, їх якість та умови виконання. Тарифна система складається із трьох основних елементів: тарифної ставки, тарифної сітки і тарифно-кваліфікаційного довідника.

Тарифна ставка визначає величину оплати праці робітника відповідного кваліфікаційного розряду за одиницю часу (година, день, місяць). Цей

розмір платні визначається відповідно до рівня мінімальної заробітної плати.

Тарифна сітка характеризує зміну тарифних ставок залежно від кваліфікації працюючих і галузевої належності підприємства. Для кожного кваліфікаційного розряду встановлений тарифний коефіцієнт, що показує, у скільки разів ставка даного розряду більша від тарифної ставки першого розряду.

Кваліфікаційний та тарифно-кваліфікаційний довідники містять перелік характеристик робіт, що виконуються, за їх складністю і точністю, а також вимоги до освіти та практичних навичок працюючих, що необхідні для виконання роботи.

Тарифна система, що є основою формування розміру заробітної плати на виробничих підприємствах, охоплює не всі види діяльності, оскільки не завжди можна оцінити результати роботи персоналу за конкретний проміжок часу (година, день, місяць).

Фактично початковою величиною при формуванні заробітної плати є питома розцінка за одиницю праці, тобто за одиницю роботи, виконаної працюючим, або за одиницю відпрацьованого часу. Відповідно для визначення підсумкового (наприклад, за місяць) розміру заробітної плати використовують дві *основні форми обліку заробітної плати: відрядна і погодинна*.

При *відрядній формі* заробітної плати ($Z_{від}$) основний розрахунковий принцип відповідає формулі

$$Z_{від} = P \cdot K, \quad (4.8)$$

де P – розцінки за одиницю виконаної роботи (грн/шт; грн/м³; грн/т і т. д.); K – кількість виконаної роботи (кВт·год; м³; т тощо).

При *погодинній формі* заробітної плати ($Z_{пог}$) основний розрахунковий принцип відповідає формулі

$$Z_{пог} = T \cdot t, \quad (4.9)$$

де T – тарифна ставка за одиницю відпрацьованого часу, грн/год; t – кількість відпрацьованого часу, год.

Приклад 5

Визначити суму місячної заробітної плати двох працівників, якщо праця одного з них оплачується відповідно до погодинної форми заробітної плати, другого – відповідно до відрядної. Перший працівник відпрацював за місяць 176 годин при годинній тарифній ставці 8,9 грн/год, другий – виготовив 1780 одиниць продукції при відрядній розцінці за одиницю 0,6 грн.

Розв'язання

Розраховуємо заробітну плату першого працівника за формулою (4.9): $8,9 \cdot 176 = 1566,4$ грн. Заробітна плата другого працівника становитиме (відповідно до формули (4.8)): $0,6 \cdot 1780 = 1068$ грн.

У межах зазначених двох форм оплати праці виділяють *системи оплати праці*. Зокрема погодинна форма оплати праці містить такі системи, як *проста погодинна, погодинно-преміальна і погодинно-преміальна з нормованим завданням*. Найбільшого поширення в енергетиці набула **погодинно-преміальна** система оплати праці, за якою розрахунок заробітної плати здійснюється залежно від кількості відпрацьованого робочого часу та доповнюється нарахуванням премії за виконання кількісних та якісних показників роботи.

Відрядна форма оплати праці містить *пряму відрядну, відрядно-прогресивну, відрядно-преміальну, акордну і непряму відрядну* системи. При **відрядно-прогресивній системі** вироблення продукції у межах норм оплачується за прямими відрядними розцінками (тобто як при прямій відрядній системі), а понад норми – за підвищеними розцінками. При **відрядно-преміальній** системі додатково до відрядного заробітку виплачується премія за якісні та кількісні показники роботи. **Непряма відрядна** система використовується для оплати праці допоміжних робітників, **акордна** передбачає оплату всього обсягу робіт повністю після завершення їх виконання.

Унаслідок *специфічних особливостей енергетичної галузі* використання систем відрядної форми оплати праці тут є не дуже поширеним, однак у деяких випадках для оплати праці допоміжних робітників, зокрема вантажників, робітників ремонтних майстерень, застосовується *відрядно-преміальна система оплати праці*.

Оплата праці професіоналів, фахівців, керівників енергетичних підприємств здійснюється за **місячними посадовими окладами**, розмір яких залежить від потужності підприємства, посади стажу роботи, рівня кваліфікації та деяких інших факторів. Із цими категоріями працівників найчастіше укладають **контракти**, де обумовлюють розмір оплати праці, розрахований на основі величини посадових окладів.

4.6 Генеральна, галузева угоди, колективний договір

На сьогодні прийом на роботу найманих працівників в Україні здійснюється відповідно до *системи угод*, що укладаються на національному (генеральна угода), галузевому (галузева (міжгалузева) угода), територіальному (територіальна угода) і виробничому рівнях (колективний договір).

Угода є договором між представниками сторін переговорів з питань регулювання виробничих, трудових та соціально-економічних відносин і узгодження інтересів працівників та роботодавців (Про колективні, 2014).

Сторонами генеральної угоди виступають, з одного боку, професійні спілки, які об'єдналися для ведення колективних переговорів, та, з іншого, – власники або уповноважені ними органи, які об'єдналися для ведення колективних переговорів і на підприємствах яких зайнята більшість найманих працівників держави.

Генеральна угода регулює основні принципи та норми реалізації соціально-економічної політики та трудових відносин у державі й охоплює такі аспекти:

- гарантії праці та забезпечення продуктивної зайнятості;
- мінімальні соціальні гарантії оплати праці та доходів всіх груп і верств населення, які забезпечували б достатній рівень життя;
- розмір прожиткового мінімуму, мінімальних нормативів;
- соціальне страхування;
- трудові відносини, режим праці та відпочинку;
- умови охорони праці та навколишнього природного середовища;
- задоволення духовних потреб населення;
- умови зростання фондів оплати праці та встановлення міжгалузевих співвідношень в оплаті праці;
- забезпечення рівних прав та можливостей жінок і чоловіків;
- заборона дискримінації (Про колективні, 2014).

Норми генеральної угоди є обов'язковими для врахування під час укладення галузевих (міжгалузевих), територіальних угод та колективних договорів на підприємствах.

Сторонами угоди на галузевому рівні є власники або уповноважені ними органи та профспілки, які мають відповідні повноваження, достатні для ведення переговорів, укладення угоди та реалізації її норм на більшості підприємств, що входять до сфери їх дії.

Галузева угода регулює галузеві норми щодо:

- нормування та оплати праці, встановлення для підприємств галузі (підгалузі) мінімальних гарантій заробітної плати відповідно до кваліфікації на основі єдиної тарифної сітки за мінімальною межею та мінімальними розмірами доплат і надбавок з урахуванням специфіки, умов праці окремих професійних груп і категорій працівників галузі (підгалузі);
- установа мінімальних соціальних гарантій, компенсацій, пільг у сфері праці та зайнятості;
- трудових відносин;
- умов та охорони праці;

- житлово-побутового, медичного, культурного обслуговування, організації оздоровлення та відпочинку;
- умов зростання фондів оплати праці у галузі;
- установлення міжкваліфікаційних (міжпосадових) співвідношень в оплаті праці;
- забезпечення рівних прав та можливостей жінок і чоловіків;
- заборона дискримінації (Про колективні, 2014).

Положення галузевої угоди мають ураховуватися під час укладення територіальних угод та колективних договорів на підприємствах певної галузі.

Угода на територіальному рівні укладається між місцевими органами державної влади або регіональними об'єднаннями підприємців, наділених відповідними повноваженнями, і профспілками. Цей різновид угод регулює норми соціального захисту найманих працівників підприємств і, як правило, передбачає надання працівникам вищих порівняно з генеральною угодою соціальних гарантій, компенсацій та пільг.

Колективний договір укладається між власником або уповноваженим ним органом та профспілкою підприємства і є результатом *колективних переговорів*. Для ведення колективних переговорів та укладення договору на підприємстві створюється робоча комісія, яка складається з представників обох сторін переговорів. Її головним завданням є підготовка проекту колективного договору з урахуванням пропозицій, що надійшли від працівників. Після розроблення проекту колективного договору останній обговорюється у трудовому колективі й виноситься на розгляд загальних зборів трудового колективу. У разі ухвалення колективного договору на загальних зборах він підписується уповноваженими представниками сторін і набирає чинності з моменту підписання або дати, зазначеної в договорі.

Основними аспектами, що відображаються в колективному договорі на підприємстві, є:

- зміни в організації виробництва та праці;
- забезпечення продуктивної зайнятості;
- нормування та оплата праці, встановлення форми, системи, розмірів заробітної плати та інших видів трудових виплат (доплат, надбавок, премій та ін.);
- установлення гарантій, компенсацій, пільг;
- участь трудового колективу у формуванні, розподілі та використанні прибутку підприємства;
- режим роботи, тривалість робочого часу та відпочинку;
- умови та охорона праці;
- забезпечення житлово-побутового, культурного, медичного обслуговування, організації оздоровлення та відпочинку працівників;

- гарантії діяльності профспілкової чи інших представницьких організацій працівників;
- умови регулювання фондів оплати праці та встановлення міжкваліфікаційних (міжпосадових) співвідношень в оплаті праці;
- забезпечення рівних прав та можливостей жінок і чоловіків;
- заборона дискримінації (Про колективні, 2014).

Колективний договір може передбачати додаткові порівняно з чинним законодавством та угодами гарантії, соціально-побутові пільги.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Які категорії населення становлять трудові ресурси?
2. Як кількісно і якісно оцінюються трудові фактори?
3. Як здійснюється підготовка кадрів?
4. Охарактеризуйте систему підготовки керівників виробничих підприємств.
5. Назвіть основні форми перепідготовки кадрів.
6. Розкрийте сутність методів розрахунку чисельності працівників.
7. У чому полягає суть поняття «продуктивність праці»?
8. Якими основними показниками вимірюється продуктивність праці?
9. Якими факторами визначається зростання продуктивності праці?
10. Що є основними резервами зростання продуктивності праці?
11. Які основні принципи мають ураховуватися при формуванні оплати праці на підприємстві?
12. Охарактеризуйте номінальну, реальну і мінімальну заробітну плату.
13. Які існують форми та системи оплати праці?
14. У чому полягає зміст тарифної системи оплати праці?
15. Розкрийте суть генеральної, галузевої та територіальної угод.
16. Ким та з якою метою укладається колективний договір?

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Визначити зміну чисельності основного персоналу енергетичного підприємства, якщо річна повна трудомісткість виробничої програми зменшена з 520 тис. до 480 тис. нормо-год, річний фонд робочого часу одного працюючого становить 1865 год.

2. Визначити заплановане зростання продуктивності праці, якщо відомо, що в базовому році енергокомпанія реалізувала електроенергії на

суму 461 млн грн. За планом обсяг реалізації повинен зрости на 7 %. Кількість працівників у базовому році становила 930 осіб, у плановому році вона скоротиться на 40 осіб.

3. Розрахувати зміну штатного коефіцієнта теплової електростанції, якщо її встановлена потужність дорівнює 300 МВт, чисельність персоналу підприємства – 268 осіб. У плановому році планується збільшити потужність на 5,8 %, а чисельність персоналу скоротити на 12 осіб.

4. Визначити зміну питомого виробітку електроенергії електростанцією, якщо річна виручка від реалізації продукції становила 265 млн грн, ціна 1 кВт·год – 35 к. У плановому році передбачається підвищити обсяг виробництва електроенергії на 15 %. Крім того, очікується зростання ціни на електроенергію на 3,2 %. Чисельність персоналу енергетичного підприємства в базовому році – 424 осіб, у плановому році передбачається вихід на пенсію 28 осіб, а набір нових кадрів на рівні 35 осіб.

5. Машиніст парових котлів (годинна ставка – 10,86 грн) відпрацював за місяць 184 год. За професійну майстерність йому встановлена надбавка в розмірі 20 % тарифної ставки. Протягом 10 днів він виконував роботу за відсутнього слюсаря-обхідника (годинна ставка – 9,91 грн). Визначити заробітну плату машиніста за розрахунковий місяць.

РОЗДІЛ 5

СОБІВАРТІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПРОДУКЦІЇ

- Поняття про собівартість енергетичної продукції
- Характеристика кошторису витрат в енергетиці. Групування витрат на виробництво енергії за статтями калькуляції
- Класифікація статей калькуляції
- Особливості формування собівартості енергії на ТЕС, котельнях, АЕС та в транспортних енергосистемах
- Розрахунок нормативних витрат електроенергії підприємствами теплоенергетики
- Методи обліку та калькулювання фактичної собівартості виробництва енергії на ТЕЦ. Шляхи зниження собівартості енергетичної продукції

5.1 Поняття про собівартість енергетичної продукції

Собівартість продукції (виробів, робіт, послуг) – це виражені у грошовій формі поточні витрати підприємства на її виробництво та збут.

В енергетичному виробництві **собівартість** обчислюється як **відношення поточних витрат до обсягу відпущеної енергії** (Себестоимость, 2007).

На порядок обчислення собівартості впливає номенклатура вироблюваної продукції. В енергетиці на одних підприємствах може вироблятися один вид продукції (електроенергія), на інших – два (електрична і теплова енергія). У першому випадку собівартість визначається загальною величиною здійснених витрат, у другому – вони повинні бути розподілені між окремими видами енергії.

Формування собівартості в енергетиці має ряд особливостей:

- собівартість енергії враховує витрати не лише на виробництво, а й на передачу і розподіл енергії, що обумовлено нерозривним зв'язком між виробництвом і передачею енергії;
- відсутність незавершеного виробництва призводить до того, що витрати виробництва за певний відрізок часу повністю можуть бути віднесені на собівартість виробленої і відпущеної енергії;
- на собівартість енергії впливають витрати на утримання резерву потужності на електростанціях і в електромережах для забезпечення безперебійності енергопостачання споживачів;
- рівень собівартості енергії може значно змінюватися за окремими типами електростанцій та енергосистемами;

- існує залежність собівартості від виду та якості спалюваного палива;
- неможливе відключення від джерел енергії деяких споживачів соціального призначення.

Цілями обліку собівартості продукції є:

- а) своєчасне, повне й достовірне визначення фактичних витрат, пов'язаних з виробництвом і збутом продукції;
- б) розрахунки фактичної собівартості окремих видів і всієї продукції;
- в) контроль за використанням матеріальних, трудових і грошових ресурсів.

Серед напрямків використання собівартості потрібно виділити:

- оцінку й аналіз використання планових показників;
- визначення результатів діяльності структурних підрозділів і підприємства в цілому;
- оцінку фактичної ефективності організаційно-технічних заходів, спрямованих на розвиток і вдосконалення виробництва;
- забезпечення планово-економічних й аналітичних розрахунків.

Як правило, всі вищезазначені завдання вимагають забезпечення повного зіставлення планових і звітних даних щодо складу і класифікації витрат, об'єктів та одиниць калькулювання, методів розподілу витрат за плановими (звітними) періодами.

Витрати плануються і враховуються за двома напрямками:

1) *економічними елементами*, тобто економічно однорідними видами витрат (наприклад, матеріали, зарплата, амортизація, ін.) – **кошторис витрат**;

2) *калькуляційними статтями*, тобто залежно від місця (сфер виробничої діяльності) виникнення витрат, – **калькуляція**.

Потрібно підкреслити, що обидва види обліку витрат (як *кошторис*, так і *калькуляція*) необхідні в економічній діяльності підприємства, тому що виконують різні *функції*.

Кошторис витрат використовується для контролю загальних витрат підприємства або цеху за економічно однорідними елементами. Це необхідно під час здійснення платежів постачальникам відповідних видів ресурсів або при аналізі поелементних складових виробничих витрат, зокрема матеріаломісткості, енергомісткості, трудомісткості, фондомісткості продукції, що випускається.

Примітка

Саме так, за економічно однорідними елементами, групуються витрати під час оплати постачальникам різних видів ресурсів: матеріалів, теплової й електричної енергії тощо. Подібним чином (за загальною сумою витрат на заробітну плату) визначаються відрахування на соціальне страхування й

інші нарахування на зарплату, тобто внески до позабюджетних соціальних фондів, базою для визначення яких є фонд заробітної плати. Нарешті, підприємству необхідно враховувати єдиною статтею фонд амортизаційних відрахувань. На його величину зменшується оподатковуваний прибуток підприємства.

Однак кошторис витрат, як правило, не дає можливості визначити собівартість одиниці продукції (особливо на тих підприємствах, де випускається значна номенклатура різнорідної продукції). Відбувається це тому, що неможливо визначити внесок кожного виду продукції у формування витрат загальновиробничого характеру. Наприклад, як рознести на одиницю кожного виду продукції такі види цехових витрат, як витрати на освітлення й опалення цеху, зарплату загальноцехового персоналу або амортизацію основних фондів загальновиробничого призначення (будівель, споруджень, передавальних пристроїв тощо)? Саме для цього складається калькуляція.

Калькуляція використовується головним чином для розрахунку собівартості одиниці продукції та подальшого формування базової ціни на продукцію.

В енергетиці розрізняють такі **види собівартості продукції** (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Види собівартості продукції в енергетиці

Ознака класифікації	Вид собівартості
1	2
За періодом розроблення	<ul style="list-style-type: none"> - <i>планова</i> собівартість (є витратами підприємства, виходячи з техніко-економічних норм і нормативів витрачання сировини (палива), енергії, допоміжних матеріалів, використання устаткування, трудових витрат, планових цін); - <i>розрахункова (проектна)</i> собівартість (використовується у проектних техніко-економічних розрахунках для обґрунтування ефективності господарських рішень, під час формування перспективних цін); - <i>фактична</i> собівартість (характеризує розміри дійсно витрачених коштів на випуск продукції, визначених за фактичними матеріальними, трудовими та фінансовими витратами)
За показниками обсягів виробництва	<ul style="list-style-type: none"> - собівартість <i>валової продукції</i>, тобто собівартість вироблення енергії (визначається діленням річних витрат електростанції або енергогенеруючого об'єкта до обсягу валової продукції); - собівартість <i>товарної продукції</i> (відношення витрат виробництва до обсягу товарної продукції, тобто до відпущеної енергії); - собівартість <i>реалізованої продукції</i> (відношення витрат енергосистеми до обсягу реалізації (до величини сплаченої продукції, яку дуже важко обчислити на практиці, оскільки платежі, що запізнюються, можуть надійти у будь-який момент))

Продовження таблиці 5.1

1	2
За ступенем врахування виробничих витрат і за економічним змістом	<p>- цехова собівартість (містить витрати на виробництво продукції у даному цеху з урахуванням витрат на сировину, основні та допоміжні матеріали);</p> <p>- заводська собівартість (обчислюється за витратами окремих цехів підприємства і загальнозаводськими витратами);</p> <p>- повна (комерційна) собівартість енергії (енергосистеми) (містить усі витрати на її виробництво ($B_{пр}$), передачу та розподіл ($B_{пер}$), витрати на купівельну енергію ($B_{куп}$) і загальносистемні витрати на утримання апарату управління та енергозбуту ($B_з$):</p> $B_e = B_{пр} + B_{пер} + B_{куп} + B_з \quad (5.1)$
За стадіями енергетичного потоку на шляху «природний енергоресурс–споживач»	<p>- собівартість <i>виробництва енергії</i> (застосовується для електростанцій та інших енергогенеруючих об'єктів; обчислюється як відношення витрат до обсягу виробленої або відпущеної енергії);</p> <p>- собівартість <i>передачі (розподілу) енергії</i> (застосовується для підприємств електричних і теплових мереж; дорівнює сумі річних поточних витрат мережевого підприємства, поділеній на обсяг відпущеної енергії (за вирахуванням витрат у мережах))</p>

Джерело: Себестоимость, 2007.

Приклад 1

Визначимо собівартість енергії, якщо витрати на її виробництво становлять 100 тис. грн, передачу і розподіл – 20 тис. грн, витрати на купівельну енергію – 35 тис. грн, загальносистемні витрати на утримання апарату управління та енергозбуту – 40 тис. грн.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.1) табл. 5.1 собівартість енергії становитиме $B_e = 100 + 20 + 35 + 40 = 195$ тис. грн.

5.2 Характеристика кошторису витрат в енергетиці. Групування витрат на виробництво енергії за статтями калькуляції

Кошторисом витрат називається повне зведення витрат на виробництво та реалізацію енергетичної продукції, згруповане за економічно однорідними елементами.

До елементів кошторису витрат на виробництво енергії належать такі групи витрат:

- **матеріальні витрати** (B_m) (основні та допоміжні матеріали, паливо, вода, необхідні види енергії та енергоносії) – зазвичай ці витрати в кошторисі показують декількома рядками за всіма необхідними предметами праці. Оскільки в енергетиці найбільшу питому вагу в матеріальних

витратах займають витрати на паливо, ця стаття часто має назву «витрати на паливо»;

- **витрати на оплату праці** ($B_{зп}$) – містять основну й додаткову заробітну плату (фонд заробітної плати) лише експлуатаційних робітників та інженерно-технічних робітників, а також преміальний фонд, виплата якого здійснюється за рахунок собівартості;

- **відрахування на соціальне страхування (внески на соціальні заходи)** ($B_{с.н}$) – містять установлені законодавством внески на соціальне та пенсійне страхування, на обов'язкове медичне страхування тощо;

- **витрати на амортизацію основних засобів** ($B_{ам}$) – містять витрати на утримання та обслуговування засобів праці, тобто виробничих фондів (устаткування), на їх амортизацію і ремонтне обслуговування, включаючи вартість ремонтних матеріалів, основну й додаткову заробітну плату ремонтного персоналу, амортизацію ремонтного устаткування та інші ремонтні витрати. Зазвичай усі ці витрати подані у вигляді комплексної статті «Витрати на утримання устаткування» з розшифруванням усіх зазначених витрат;

- **інші витрати** ($B_{ін}$) – містять інші виробничі й невиробничі витрати, зокрема витрати на утримання невиробничих приміщень та устаткування, заробітну плату (основну й додаткову) адміністративно-управлінського персоналу (АУП), витрати на соціальну сферу і т. п. В енергетиці вони називаються:

- *загальносистемними* – для енергосистеми;
- *загальностанційними* – для електростанцій;
- *загальномережевими* – для мережових підприємств (Изддержки, 2006).

Сумарні експлуатаційні витрати на виробництво енергії ($B_{екс}$) укрупнено можна виразити таким чином, грн/рік:

$$B_{екс} = B_{м} + B_{зп} + B_{с.н} + B_{ам} + B_{ін}. \quad (5.2)$$

Приклад 2

Визначимо сумарні експлуатаційні витрати на виробництво енергії ($B_{екс}$), якщо матеріальні витрати становлять 80 тис. грн, витрати на оплату праці – 20 тис. грн, відрахування на соціальне страхування – 6,8 тис. грн, витрати на амортизацію основних засобів – 15 тис. грн та інші витрати – 2 тис. грн.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.2)

$$B_{екс} = 80 + 20 + 6,8 + 15 + 2 = 123,8 \text{ тис. грн.}$$

Калькуляція (від лат. *calculatio* – рахунок, підрахунок) – це поданий у табличній формі розрахунок витрат на виробництво та збут одиниці енергетичної продукції (1 кВт·год, виробів, робіт, послуг) або групи однорідних видів енергетичної продукції. Як і кошторис витрат, калькуляція складається у грошовій формі. На відміну від кошторису витрат калькуляційні статті групуються не за економічно однорідними елементами, а за сферами виробничої діяльності. Тому до калькуляційної статті можуть належати кілька економічно однорідних видів витрат (наприклад, матеріальні витрати, заробітна плата, амортизація).

Примітка

Особливості виробництва енергії на теплових, атомних і гідроелектростанціях впливають на структуру витрат на виробництво та номенклатуру статей витрат. Так, на ТЕС найбільшу питому вагу у витратах виробництва займає вартість палива на технологічні цілі, а на ГЕС цей вид витрат узагалі відсутній, однак великими є витрати на амортизацію та утримання основних засобів.

Розрізняють такі види калькуляції:

1) *планову*, яка визначає середню собівартість на черговий плановий період (рік, квартал), що базується на прогресивних нормах витрат робочого часу, матеріалів, електроенергії й інших витрат;

2) *нормативну*, яка є різновидом планової і розраховується на всі види виробів виробничої програми, виходячи з реально досяжних в умовах діяльності підприємства найбільш прогресивних норм і нормативів, можливостей використання найбільш сучасних технологічних процесів, прогресивних видів сировини, матеріалів тощо. Нормативна калькуляція використовується у практиці управління виробництвом як своєрідний еталон, порівняння з яким дає можливість виявити наявні розбіжності між нормативною та плановою калькуляцією і визначити шляхи наближення останньої до цього еталона;

3) *звітну*, що складається за фактичними даними бухгалтерського обліку виробничих витрат;

4) *кошторисну (проектну)* калькуляцію, що розробляється на освоєвані види нової продукції або на продукцію, не передбачену планом (Мельник та ін., 2006).

Відповідно до галузевої інструкції з планування, обліку та калькулювання собівартості електричної та теплової енергії (Інструкція, 2011), облік витрат і калькулювання собівартості виробництва та передачі електричної і теплової енергії здійснюється за такими статтями витрат:

1. Паливо на технологічні цілі.
2. Вода на технологічні цілі.

3. Основна заробітна плата виробничих робітників.
4. Додаткова заробітна плата виробничих робітників.
5. Відрахування на соціальне страхування із зарплати виробничих робітників.
6. Витрати на утримання та експлуатацію обладнання.
7. Витрати з підготовки та освоєння виробництва.
8. Загальновиробничі витрати.
9. Загальногосподарські (загальностанційні) витрати.
10. Купівельна енергія.

Примітка

У застосовуваній в енергетиці номенклатурі статей калькуляції відсутні такі загальноприйнятні у промисловості статті, як «Сировина і матеріали», «Зворотні відходи» і «Втрати від браку». Це викликано тим, що тут відбувається лише перетворення одного виду енергії в інший і не споживаються основні матеріали. Відсутність статті «Комерційні витрати» пояснюється тим, що процеси виробництва та передачі енергії здійснюються одночасно, і тому витрати з утримання енергетичних мереж входять до її виробничої собівартості (Нагорная, 2007). В енергетичному виробництві немає бізнес-процесу, що пов'язаний з окремим етапом реалізації електроенергії, зберігання її на «складі», відвантаження замовникові, пошуком та роботою з клієнтами (договірна робота), рекламними заходами щодо реалізації електроенергії, які характерні саме у промисловості й відображають «Комерційні витрати».

Розглянемо більш детально статті калькуляції енергетичної продукції.

1. **Паливо на технологічні цілі.** Ця стаття застосовується на теплових електростанціях і в районних котельнях. У ній відображається вартість палива, витраченого на вироблення електричної та теплової енергії. Важливим чинником формування цієї статті є транспортні витрати, розмір яких залежить від відстані перевезення. Насамперед, це витрати на транспортування газу та вугілля, на яких працює переважна більшість електростанцій. Крім того, електростанції, що спалюють низькосортне вугілля, оплачують перевезення баласту, яке міститься у цьому вугіллі, що ще більше підвищує витрати на транспортування. Таким чином, теплоелектростанції з гіршими техніко-економічними показниками, але які знаходяться поблизу паливної бази, матимуть меншу собівартість, ніж станції, максимально віддалені від неї.

Енергогенеруючі підприємства – електростанції, котельні – можуть працювати на різних видах палива одночасно, наприклад, під час роботи на твердому паливі використовується газ або мазут для підсвічування. Зазвичай основним є один вид палива, проте в період максимуму енергоспожи-

вання енергетичні підприємства переходять на резервне паливо (для електростанцій і котелень, що спалюють як основне паливо природний газ, резервним є, як правило, мазут). Таким чином, у загальному випадку паливну статтю річних експлуатаційних витрат підприємства в енергетиці (B_n) розраховують як суму добутоків цін відповідних видів палива (C_{ni}) на обсяг річної потреби у відповідному виді палива ($\Pi_{i\text{рік}}$):

$$B_n = \sum_{i=1}^m C_{ni} \cdot \Pi_{i\text{рік}}, \quad (5.3)$$

де m – кількість використовуваних видів палива.

Приклад 3

Розрахуємо річні експлуатаційні витрати енергетичного підприємства на паливо, якщо ціна мазуту становить 6450 грн/т, а обсяг річної потреби у відповідному паливі – 100 т.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.3) річні витрати на паливо становитимуть $B_n = 6450 \cdot 100 = 645000$ грн.

При одночасному виробництві електричної і теплоенергії (на ТЕЦ) річну витрату палива розраховують за кожним із видів енергії (на виробництво електроенергії – $B_{e\text{рік}}$ і на виробництво тепла $B_{m\text{рік}}$). У свою чергу, потреба у сировині та матеріалах за кожним їх видом ($M_{i\text{рік}}$) обчислюється, виходячи з матеріаломісткості (або норми матеріальних витрат – M_i) на одиницю продукції (Π_i):

$$M_{i\text{рік}} = M_i \cdot \Pi_i. \quad (5.4)$$

Аналогічно при розрахунку річної потреби у паливі, виходячи з норм питомих витрат палива на виробництво електричної (b_e) і теплової (b_m) енергії, враховується плановий (розрахунковий) обсяг виробництва електро- і теплоенергії ($W_{i\text{рік}}$, кВт·год/рік і $Q_{i\text{рік}}$, Гкал/рік) (Нагорная, 2007):

$$B_{e\text{рік}} = b_e \cdot W_{i\text{рік}}, \quad (5.5)$$

$$B_{m\text{рік}} = b_m \cdot Q_{i\text{рік}}. \quad (5.6)$$

Приклад 4

Визначити потребу в паливі за поточний період, якщо під час виробництва теплової електроенергії норма питомих витрат палива становить 450 грн/Гкал, обсяг виробництва теплоенергії – 1200 Гкал, під час вироб-

ництва електроенергії норма питомих витрат палива дорівнює 4200 грн/тис. кВт·год, обсяг виробництва електроенергії – 20 млн кВт·год.

Розв'язання

Відповідно до формул (5.5) та (5.6):

$$B_{ерік} = 450 \cdot 1200 = 540 \text{ тис. грн};$$

$$B_{трік} = 4200 \cdot 20000 = 84 \text{ млн грн}.$$

2. Вода на технологічні цілі. Стаття «Вода на технологічні цілі» застосовується на теплових електростанціях, районних котельнях та у теплових мережах. У статті відображаються витрати на воду, що витрачається на технологічні цілі, витрати з хімічного очищення води, що складаються із заробітної плати, вартості хімічних реактивів та інших допоміжних матеріалів. Вода, що витрачається на технологічні цілі, споживається:

- у котлотурбінному цеху – на живлення котлів, для гідрозоловидалення і золовловлювання системи циркуляційного водопостачання;
- у теплофікаційному відділенні – для поповнення системи теплофікації та відпуску споживачам гарячої води;
- в електроцеху – для охолодження трансформаторів.

Вода, що отримується зі сторони, а також від власного водопостачання, і хімічно очищена вода власного приготування, оцінюється за фактичною собівартістю.

3. Основна заробітна плата виробничих робітників. До статті «Основна заробітна плата виробничих робітників» відносять заробітну плату виробничих робітників і фахівців, що безпосередньо беруть участь у процесі виробництва, передачі та розподілу енергії. Ця стаття містить витрати на виплату основної заробітної плати, обчисленої згідно з прийнятими підприємством системами оплати праці у вигляді тарифних ставок (окладів) і відрядних розцінок для працівників, безпосередньо зайнятих виробництвом продукції.

4. Додаткова заробітна плата виробничих робітників містить витрати на виплату основним робітникам підприємства додаткової заробітної плати, нарахованої за роботу понад установлені норми, за трудові досягнення і винахідливість, за особливі умови праці. Також враховуються доплати, надбавки, гарантійні й компенсаційні виплати, передбачені законодавством, премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій.

5. Відрахування на соціальне страхування із зарплати виробничих робітників вміщують відрахування від суми основної та додаткової зарплати за встановленими ставками єдиного соціального внеску для енергетичних підприємств від 36,76 % до 49,7 %, для бюджетних підприємств – 36,3 % (Податковий, 2015).

Складова собівартості із заробітної плати (B_{zn}) може розраховуватися по-різному. Як правило, для діючого виробництва обчислюється повний

фонд заробітної плати з усіма нарахуваннями (Φ_{on}) або за бухгалтерською звітністю береться фактичний фонд зарплати по кожному працівникові (Φ_i), виходячи з його конкретного заробітку із нарахуваннями:

$$B_{зп} = \Phi_{оп} = \sum_{i=1}^L (\Phi_i \cdot (1 + p_{нс})), \quad (5.7)$$

де $p_{нс}$ – нарахування на заробітну плату (єдиний соціальний внесок); L – чисельність працівників.

Приклад 5

Визначити місячну заробітну плату робітника 4-го розряду за погодинною системою оплати праці. Погодинна тарифна ставка робітника становить 10 грн, ним відпрацьовано за місяць 171 год, єдиний соціальний внесок – 40% від тарифної ставки.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.7) фонд заробітної плати цього працівника із нарахуваннями становитиме: $171 \cdot 10 + 171 \cdot 10 \cdot 0,4 = 2394$ грн.

У планових розрахунках можуть обчислюватися ці витрати, виходячи із середньої зарплати одного працівника (Φ_{1cp}), помноженої на чисельність персоналу підприємства (L) (Нагорная, 2007):

$$B_{зп} = \Phi_{1cp} \cdot L. \quad (5.8)$$

Приклад 6

Визначимо заробітну плату робітників котельного цеху, якщо середня зарплата одного робітника основного складу працівників становить 2450 грн при чисельності основного складу працівників даного цеху 36 осіб.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.8): $B_{зп} = 2450 \cdot 36 = 88200$ грн.

6. Витрати на утримання та експлуатацію обладнання містять:

- витрати на повне відновлення основних виробничих фондів у вигляді амортизаційних відрахувань;
- суму сплачених орендарем відсотків (винагороди) за використання наданих в оперативну і фінансову оренду основних фондів технологічного призначення;
- витрати на проведення поточного ремонту, технічного огляду і технічне обслуговування устаткування, зокрема взятого в тимчасове користування за угодами оперативної оренди (лізингу), за винятком його реконструкції та модернізації;

- витрати на утримання цехових транспортних засобів;
- знос малоцінних необоротних матеріальних активів;
- інші витрати, пов'язані з утриманням та експлуатацією устаткування (зарплата допоміжного персоналу, витрати на електроенергію тощо).

Річні амортизаційні відрахування від вартості основних виробничих фондів акумулюються в спеціальному амортизаційному фонді й у подальшому використовуються на реновацію виробництва – придбання нових основних фондів натомість фізично і морально зношених. Якщо ця стаття витрат є найбільшою у складі річних витрат з експлуатації, таке виробництво називається капіталомістким.

7. Витрати з підготовки та освоєння виробництва. За цією статтею у розрізі стадій виробництва плануються та обліковуються пускові витрати, пов'язані з комплексним опробуванням обладнання і налагоджувальними роботами та випробуваннями після взяття навантаження агрегатами на нових електростанціях, а також на діючих електростанціях під час їх розширення та реконструкції. Сюди також відносять витрати на преміювання робітників за розроблення і впровадження нової техніки.

8. Загальновиробничі витрати містять (Податковий, 2015):

- витрати на управління виробництвом (оплата праці працівників апарату управління цехами, дільницями відповідно до законодавства тощо; внески на соціальні заходи та медичне страхування працівників апарату управління цехами, дільницями; витрати на оплату службових відряджень персоналу цехів, дільниць тощо);

- амортизацію основних засобів загальновиробничого (цехового, дільничного, лінійного) призначення;

- амортизацію нематеріальних активів загальновиробничого (цехового, дільничного, лінійного) призначення;

- витрати на утримання, експлуатацію та ремонт, страхування, оперативну оренду основних засобів, інших необоротних активів загальновиробничого призначення;

- витрати на вдосконалення технології та організації виробництва (оплата праці та внески на соціальні заходи працівників, зайнятих удосконаленням технології та організації виробництва, поліпшенням якості продукції, підвищенням її надійності, довговічності, інших експлуатаційних характеристик у виробничому процесі; витрати матеріалів, придбаних комплектувальних виробів і напівфабрикатів, оплата послуг сторонніх організацій);

- витрати на опалення, освітлення, водопостачання, водовідведення та інші послуги з утримання виробничих приміщень;

- витрати на обслуговування виробничого процесу (оплата праці загальновиробничого персоналу; внески на соціальні заходи, медичне страху-

вання робітників та працівників апарату управління виробництвом відповідно до законодавства; витрати на здійснення технологічного контролю за виробничими процесами та якістю продукції, робіт, послуг);

- витрати на охорону праці, техніку безпеки, понесені відповідно до законодавства;

- суми витрат, пов'язаних із підтвердженням відповідності продукції, систем якості, систем управління якістю, екологічного управління довкіллям, персоналу, встановленим вимогам відповідно до Закону України «Про підтвердження відповідності»;

- суми витрат, пов'язаних з розвідкою/дорозвідкою та облаштуванням нафтових та газових родовищ (за винятком витрат на спорудження будь-яких свердловин, що використовуються для розроблення нафтових та газових родовищ, понесених з моменту зарахування таких свердловин до експлуатаційного фонду, а також інших витрат, пов'язаних із придбанням/виготовленням основних засобів, що підлягають амортизації);

- інші загальновиробничі витрати (внутрішньозаводське переміщення матеріалів, деталей, напівфабрикатів, інструментів зі складів до цехів і готової продукції на склади); нестачі незавершеного виробництва, нестачі й втрати від псування матеріальних цінностей у цехах у межах норм природних втрат згідно із затвердженими галузевими міністерствами та погодженими Міністерством фінансів України нормативами.

Примітка

Основним елементом витрат в енергетиці є *вартість палива*, а частка *амортизації* внаслідок високої капіталомісткості енергетичного виробництва значно вища, ніж у цілому по промисловості та її базових галузях. Частка амортизації в структурі елементів витрат в енергетиці має тенденцію до зростання внаслідок збільшення фондомісткості енергетичного виробництва.

9. Загальногосподарські (загальностанційні) витрати. Ця стаття містить витрати з управління енергетичним підприємством у цілому. По закінченні періоду вони списуються на основне виробництво і входять до собівартості окремих видів енергії.

Підсумовуючи витрати цехів і загальногосподарські (загальностанційні) витрати, отримують загальну величину витрат на виробництво продукції за період. Однак ці витрати відносять не лише на вироблену й відпущену енергію, а й на відходи виробництва (золу, шлак). При калькулюванні енергії вартість реалізованих відходів вираховується з витрат на паливо. Таким чином, сума витрат на виробництво, за вирахуванням виручки від реалізації відходів, становить виробничу собівартість електро- і теплоенергії.

Загальногосподарські (загальностанційні) витрати містять:

- загальні корпоративні витрати, зокрема організаційні витрати, витрати на проведення річних та інших зборів органів управління, представницькі витрати;
- витрати на службові відрядження й утримання апарату управління підприємством (зокрема витрати на оплату праці адміністративного апарату) та іншого загальногосподарського персоналу;
- витрати на утримання основних засобів, інших необоротних матеріальних активів загальногосподарського використання (оперативна оренда (зокрема оренда легкових автомобілів), придбання пально-мастильних матеріалів, стоянка, паркування легкових автомобілів, страхування майна, амортизація, ремонт, опалення, освітлення, водопостачання, водовідведення, охорона);
- винагороди за консультаційні, інформаційні, аудиторські та інші послуги, що отримує платник податку для забезпечення господарської діяльності;
- витрати на оплату послуг зв'язку (пошта, телеграф, телефон, телекс, телефакс, стільниковий зв'язок та інші подібні витрати);
- амортизація нематеріальних активів загальногосподарського використання;
- витрати на врегулювання спорів у судах;
- плата за розрахунково-касове обслуговування та інші послуги банків;
- інші витрати загальногосподарського призначення.

10. Купівельна енергія. Стаття «Купівельна енергія» використовується лише енергетичними системами для відображення вартості енергії, отриманої від суміжних енергосистем та блок-станцій. Витрати на купівельну енергію розраховуються за окремими блок-станціями і суміжними енергосистемами, виходячи з кількості енергії, що у них купується, та встановлених розрахункових тарифів.

Структура елементів витрат та собівартості енергії за окремими типами енергетичних підприємств характеризується усередненими даними, поданими у табл. 5.2.

Наведені дані свідчать, що у структурі витрат виробництва основним елементом витрат на ТЕС і АЕС є витрати на паливо. Значна частка амортизації є також характерною для АЕС і ТЕС. Висока питома вага витрат на амортизацію у витратах ГЕС і ПЕМ обумовлюється відсутністю витрат на паливо. Крім того, для ГЕС характерні висока фондомісткість та високий рівень автоматизації виробництва, що сприяє підвищенню питомої ваги амортизаційних витрат у загальній структурі собівартості продукції.

Таблиця 5.2 – Орієнтовна структура собівартості продукції за окремими типами енергетичних підприємств, % (Мельник та ін., 2006; Стахурський, 2012)

Стаття витрат	ТЕС і АЕС	ГЕС	Мережі (теплові та електричні)
Паливо	50–70	–	–
Амортизація	28–18	80–85	50–60
Заробітна плата	10–6	6–8	24–20
Інші	12–6	14–7	26–20
Разом	100	100	100

До особливостей енергетичного комплексу належить те, що більшість енергетичних підприємств випускають лише один вид продукції – електроенергію або тепло, – це АЕС, ГЕС, котельні, електричні та теплові мережі. У зв'язку з цим розрахунок витрат на виробництво проводиться лише за *економічними елементами*.

Розрахунок *витрат за економічними елементами і статтями калькуляції* здійснюється лише для ТЕЦ, що виробляють два види енергії.

5.3 Класифікація статей калькуляції

Витрати на виробництво можуть бути класифіковані за низкою ознак (табл. 5.3). Класифікація витрат за першими трьома ознаками у табл. 5.3 значною мірою висвітлена у попередніх підрозділах. Наступні три ознаки (4–6) стосуються класифікації статей *калькуляції*.

Таблиця 5.3 – Класифікація витрат на виробництво (Економіка, 2012)

Ознака	Витрати
1. За місцем виникнення витрат	Виробництва, цеху, дільниці, служби
2. За видами продукції (робіт, послуг)	На продукцію, одноразові замовлення, валову, товарну, реалізовану продукцію
3. За видами витрат	Економічні елементи, статті калькуляції
4. За складом витрат	Елементні, комплексні
5. За способами перенесення вартості на продукцію	Прямі, непрямі
6. За ступенем впливу обсягу виробництва на рівень витрат	Змінні, постійні
7. За календарними періодами	Поточні, одноразові
8. За собівартістю продукції	Витрати на продукцію, витрати періоду

За *складом видатків* статті калькуляції поділяються на *елементні* (прості) та *комплексні* (табл. 5.4). *Елементні* складаються лише з одного

однорідного економічного елемента і не підлягають подальшому розчленуванню (паливо на технологічні цілі, основна зарплата виробничих робітників, відрахування на соціальні потреби тощо). *Комплексні* складаються з декількох економічно різнорідних елементів, що мають однакове виробниче призначення (витрати на утримання та експлуатацію устаткування, загальновиробничі витрати тощо). Зокрема, загальновиробничі (цехові) витрати містять у собі практично весь спектр елементних витрат: матеріальні витрати (наприклад, на воду і допоміжні матеріали, опалення та освітлення цеху), зарплату (загальноцехового персоналу), витрати на соціальні потреби (нарахування на попередню статтю), амортизацію будівель цеху і загальновиробничого устаткування. У табл. 5.4 ці види витрат позначені індексами «елем.» і «компл.».

Таблиця 5.4 – Класифікація статей калькуляції енергетичної продукції

Номер статті	Стаття калькуляції (скор.)	За складом витрат	За способом перенесення вартості на продукцію	За ступенем впливу обсягу виробництва на рівень витрат
1	2	3	4	5
1	Паливо на технологічні цілі	елем.	прям.	змін.
2	Вода на технологічні цілі	елем.	прям.	змін.
3	Основна зарплата виробничих робітників	елем.	прям.	пост.
4	Додаткова зарплата виробничих робітників	елем.	прям.	пост.
5	Відрахування на соціальне страхування із зарплати виробничих робітників	елем.	прям.	пост.
6	Витрати на утримання та експлуатацію устаткування	компл.	непр.	пост.
7	Витрати з підготовки та освоєння виробництва	компл.	непр.	змін.
8	Загальновиробничі витрати	компл.	непр.	пост.
9	Загальногосподарські (загально-станційні) витрати	компл.	непр.	пост.
10	Купівельна енергія	елем.	прям.	змін.
Виробнича собівартість				
Інші операційні витрати				
Прибуток				
Оптова ціна підприємства				
ПДВ				
Оптова відпускна ціна підприємства				

За способом перенесення витрат на собівартість енергетичної продукції при її калькулюванні вони поділяються на **прямі** та **непрямі**. У табл. 5.4 ці види витрат позначені індексами «прям.» і «непр.». *Прямі* витрати пов'язані з виробництвом лише даного виду енергії і можуть бути розраховані безпосередньо (прямо), виходячи з обсягу виробленої продукції. Найбільш характерними статтями даного виду витрат є паливо і вода на технологічні цілі, основна зарплата виробничих робітників. *Непрямі* витрати, як правило, пов'язані з виробництвом декількох видів енергетичної продукції (наприклад, загальновиробничі й загальногосподарські витрати). Їх облік у собівартості даної продукції здійснюється побічно: вони беруться в процентному відношенні від прямих видів витрат, неначебто *накладаються* на них. Не випадково *непрямі* витрати називають ще **накладними**, а *прямі* – **основними**. Базою розподілу непрямих витрат можуть бути різні статті основних видатків. Вибір способу розподілу повинен відповідати максимальному наближенню результатів розподілу до фактичних витрат на даний вид продукції.

Примітка

Необхідно зазначити, що не існує ідеальної бази розподілу накладних витрат, однак повинна існувати більш-менш коректна база розподілу витрат, яка має відповідати умовам господарювання конкретного підприємства. Некоректний розподіл накладних витрат може призвести до невідповідності ринкового попиту і ринкових цін на той чи інший товар. Наслідком цього може бути необґрунтоване завищення цін на одні вироби й зниження на інші. У свою чергу, це може спричинити неправильне планування обсягів випуску продукції, неправильну оцінку діяльності підрозділів підприємства. Вибір бази розподілу визначається з урахуванням специфіки підприємства, його галузевих особливостей, співвідношень окремих витрат у структурі загальних витрат підприємства. Порядок розподілу накладних витрат повинен враховуватися під час ухвалення управлінських рішень про оцінку рентабельності підрозділів (Мельник та ін., 2006).

Для того щоб мати можливість розрахувати накладну (непрямую) статтю витрат, необхідно спочатку визначити (установити) процентний коефіцієнт, яким ця стаття пов'язана з певною базою розподілу. У загальному випадку цей розрахунок має такий вигляд:

$$C_n = \alpha_n \cdot C_b, \quad (5.9)$$

де C_n – величина накладної (непрямої) статті, що розраховується; α_n – процентний коефіцієнт, яким накладна стаття пов'язана з базою розподілу; C_b – величина бази розподілу для даного виду продукції (тобто основної прямої статті).

Приклад 7

Величина загальновиробничих витрат встановлюється у відсотках (185 %) від величини основної заробітної плати виробничих робітників, що для даного виду енергетичної продукції становить 8 грн. Отже, цехові витрати за даним видом продукції дорівнюють $8 \text{ грн} \cdot 1,85 = 14,8 \text{ грн}$.

Накладні статті калькуляції розраховують таким чином:

- «Витрати на утримання та експлуатацію устаткування» – пропорційно «Основній зарплаті виробничих робітників» (найчастіше); можливі варіанти – пропорційно статті «Паливо на технологічні цілі» (в енергоємних виробництвах);
- «Загальновиробничі витрати» та «Загальногосподарські витрати» – пропорційно «Основній зарплаті виробничих робітників» (найчастіше); можливі варіанти – пропорційно сумі статей «Основна зарплата виробничих робітників» і «Витрати на утримання та експлуатацію устаткування»; можливий також розрахунок як прямої статті відповідно до відпрацьованих годин, обсягу виробництва, інших прямих витрат. Так, загальногосподарські (загальностанційні) витрати на електростанціях розподіляються між тепловою та електричною енергією пропорційно їх цеховій собівартості, на мережевих підприємствах – пропорційно сумі прямих витрат на передачу і розподіл того чи іншого виду енергії (Інструкція, 2011);

Приклад 8

Складемо калькуляцію собівартості та ціни 1 кВт·год електроенергії, виходячи з таких даних, к./кВт·год: вартість палива на технологічні цілі – 9,52; вода на технологічні цілі – 1,11; основна зарплата виробничих робітників – 1,87; витрати з підготовки та освоєння виробництва – 0,65; купівельна енергія – 0,79; інші операційні витрати – 0,34. Додаткова зарплата виробничих робітників становить 8 %, витрати на утримання та експлуатацію устаткування – 11,7 %, загальновиробничі та загальногосподарські (загальностанційні) витрати – відповідно 70 і 80 % від основної зарплати виробничих робітників. Відрахування на соціальне страхування із зарплати виробничих робітників становлять 37 %, прибуток – 12 % від повної собівартості, податок на додану вартість – 20 % від оптової ціни підприємства.

Розв'язання

Зведемо вихідні дані до таблиці, аналогічної табл. 5.4, та розрахуємо собівартість і ціну 1 кВт·год електроенергії (табл. 5.5).

Таблиця 5.5 – Розрахунок статей калькуляції 1 кВт·год електроенергії

Номер статті	Стаття калькуляції	База для розрахунку	Розрахунок статті	Сума, к.
1	2	3	4	5
1	Паливо на технологічні цілі			9,52

Продовження таблиці 5.5

1	2	3	4	5
2	Вода на технологічні цілі			1,11
3	Основна зарплата виробничих робітників			1,87
4	Додаткова зарплата виробничих робітників	8 % від ст. 3	$0,08 \cdot 1,87$	0,15
5	Відрахування на соціальне страхування із зарплати виробничих робітників	37 % від (ст. 3 + ст. 4)	$0,37 \cdot (1,87 + 0,15)$	0,75
6	Витрати на утримання та експлуатацію устаткування	11,7 % від ст. 3	$0,117 \cdot 1,87$	0,22
7	Витрати з підготовки та освоєння виробництва			0,65
8	Загальновиробничі витрати	70 % від ст. 3	$0,7 \cdot 1,87$	1,31
9	Загальногосподарські (загально-станційні) витрати	80 % від ст. 3	$0,8 \cdot 1,87$	1,50
10	Купівельна енергія			0,79
11	Виробнича собівартість	Сума ст. 1–10		17,87
13	Інші операційні витрати			0,34
14	Повна собівартість	Сума ст. 11–13		18,21
15	Прибуток	12 % від ст. 14	$0,12 \cdot 18,21$	2,19
16	Оптова ціна підприємства	Сума ст. 14-15		20,40
17	ПДВ	20 % від ст. 16	$0,2 \cdot 20,4$	4,08
18	Оптова відпускна ціна підприємства	Сума ст. 16–17		24,48

За ступенем впливу обсягу виробництва на рівень видатків витрати поділяють на **змінні** та **постійні**.

Змінні витрати – це ті види витрат, абсолютна величина яких зростає зі збільшенням обсягу випуску продукції і зменшується з його зниженням.

До змінних витрат належать витрати на технологічне паливо й енергію, купівельну енергію, а також інші види витрат. У собівартості одиниці продукції вони залишаються незмінними (при постійних нормах витрат матеріалів, палива, окремих видів енергії та незмінних цінах). Ці витрати можуть бути розраховані на кожний вид продукції, виходячи з норм витрат і ціни одиниці ресурсу.

Постійні – це витрати, абсолютна величина яких зі збільшенням (зменшенням) випуску продукції істотно не змінюється.

До постійних належать витрати, пов'язані з обслуговуванням та управлінням виробничою діяльністю цехів, а також витрати на забезпечення господарських потреб виробництва. Крім того, оскільки в енергетиці преважує погодинна форма оплати праці, такі статті калькуляції, як основна і додаткова заробітна плата з відрахуваннями на соціальні потреби та ви-

трати на утримання й експлуатацію устаткування, на відміну від інших сфер економічної діяльності, є постійними.

Якщо внаслідок вивчення ринків збуту продукції з'являється можливість значного збільшення обсягу виробництва до рівня, що значно перевищує існуючі виробничі потужності, це можна вважати розширенням виробництва і реалізувати лише за умов збільшення постійних витрат. Крім того, постійні витрати можуть збільшитися (зменшитися) внаслідок якогось управлінського рішення (наприклад, кошти можуть бути використані, щоб збільшити або зменшити охорону тощо). У собівартості одиниці продукції постійні витрати змінюються обернено пропорційно зміні обсягу виробництва. Загальну суму постійних витрат розраховують у цілому по підприємству і його структурних підрозділах, потім залежно від технологічних умов виробництва за кожною статтею витрат у калькуляції собівартості визначається їх частка, що припадає на окремі види продукції. Ставку постійних витрат на кожному підприємстві визначають після детального аналізу витрат із урахуванням технічних і організаційних умов його роботи.

Сума змінних і постійних витрат становить собівартість продукції (робіт, послуг). Залежність змінних та постійних витрат від обсягу виробництва продукції у розрахунку на випуск і на одиницю продукції подана на рис. 5.1. Наведений рисунок наочно демонструє, що постійні витрати у розрахунку на одиницю продукції знижуються при зростанні обсягів виробництва. Це свідчить про те, що одним з найбільш ефективних шляхів зниження собівартості виробів є якомога більше завантаження виробничих потужностей.

Залежність сумарних витрат (собівартості продукції) від її обсягу подана на рис. 5.2. Математично вона може бути виражена такою формулою:

$$B_{\text{заг}} = B_{\text{пост}} + B_{\text{зм}} = B_{\text{пост}} + k_{\text{зм}} \cdot O_{\text{вир}}, \quad (5.10)$$

де $B_{\text{заг}}$ – загальні (сумарні) витрати виробництва (собівартість продукції); $B_{\text{пост}}$, $B_{\text{зм}}$ – відповідно загальні постійні та змінні витрати; $k_{\text{зм}}$ – змінні витрати на одиницю продукції (ставка змінних витрат); $O_{\text{вир}}$ – фізичний обсяг виробництва продукції.

Звідси собівартість одиниці продукції ($CB_{\text{од}}$) становить

$$CB_{\text{од}} = \frac{B_{\text{заг}}}{O_{\text{вир}}} = \frac{B_{\text{пост}}}{O_{\text{вир}}} + k_{\text{зм}}. \quad (5.11)$$

Приклад 9

Визначити собівартість одиниці продукції та сумарні витрати на весь обсяг її виробництва, якщо загальні постійні витрати за період становлять

2,2 млн грн, ставка змінних витрат – 178 грн/од., обсяг виробництва – 10600 од.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.10) сумарні витрати на весь обсяг виробництва становлять: $2200000 + 178 \cdot 10600 = 4086,8$ тис. грн.

Відповідно до формули (5.11) собівартість одиниці продукції дорівнює $3200000 / 10600 + 178 = 385,55$ грн/од.

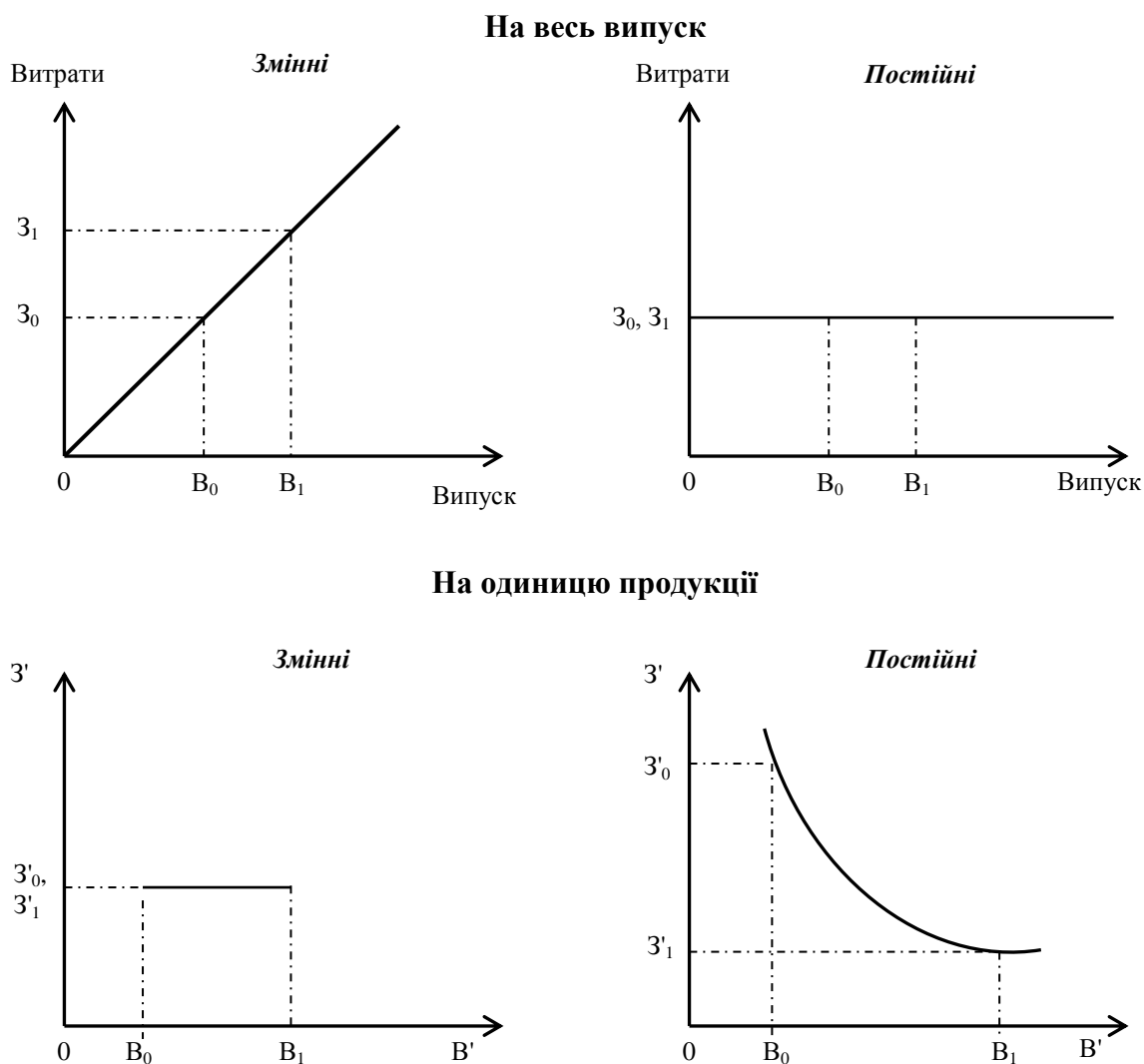


Рисунок 5.1 – Залежність виробничих витрат від обсягів випуску продукції

За календарними періодами здійснення витрати поділяються на **поточні** й **одноразові**.

Поточні – це ті види витрат, що вносяться («течуть») постійно в процесі виробництва продукції. Звичайно це витрати, періодичність яких ме-

нше місяця. До поточних витрат належать витрати на паливо, енергію, заробітну плату і нарахування на неї.

Одноразові витрати – це ті, що вносяться один раз протягом тривалого періоду часу (більш одного місяця). Як правило, це витрати на придбання (модернізацію або ремонт) основних фондів.

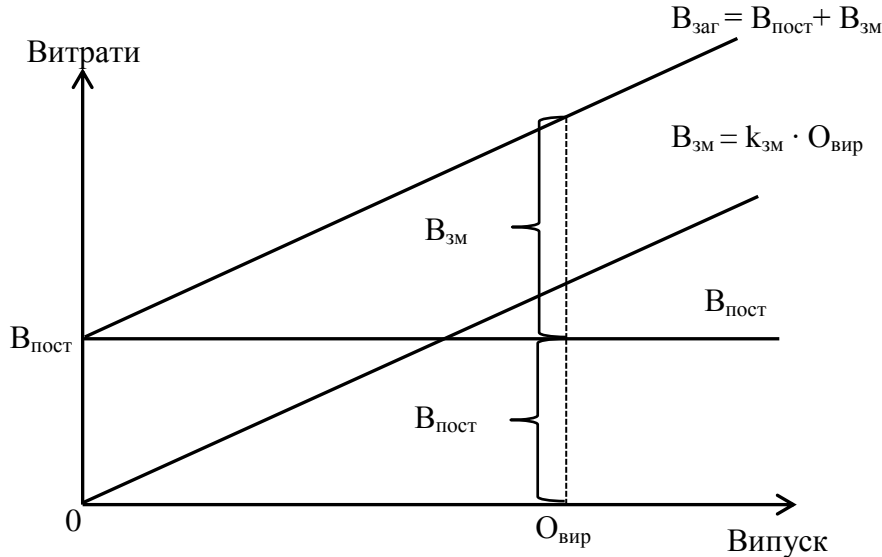


Рисунок 5.2 – Залежність поточних витрат і собівартості від обсягів випуску продукції

За собівартістю продукції витрати поділяють на *видатки на продукцію* і *видатки періоду*.

Видатки на продукцію – це видатки, пов'язані з виробництвом. У виробничій сфері до таких видатків належать усі витрати (паливо, матеріали, зарплата, амортизація устаткування тощо), пов'язані з функцією виробництва продукції.

Видатки періоду – це витрати, що не входять до виробничої собівартості і розглядаються як витрати того періоду, у якому вони були виконані. Це загальногосподарські витрати та інші операційні витрати.

Розрахунки собівартості є базою встановлення ціни реалізації продукції та її рентабельності.

5.4 Особливості формування собівартості енергії на ТЕС, котельнях, АЕС та в транспортних енергосистемах

Собівартість енергії на ТЕС і котельнях. Основним елементом витрат у структурі собівартості енергії, що виробляється на ТЕС і котельнях, є *витрати на паливо*. У паливній складовій витрат враховується вартість палива, спаленого в котлах для виробництва необхідної кількості пари. Ви-

трати на паливо розраховують на основі його ціни і транспортного тарифу. **Річні витрати на паливо** ($B_{\text{пал}}$), тис. грн/рік, розраховують за такою формулою:

$$B_{\text{пал}} = P_{\text{річ}} \cdot \frac{7000 \cdot 4,19}{Q_{\text{н}}} \cdot (C_{\text{пал}} + C_{\text{тр}}) \cdot \left(1 + \frac{k_{\text{втр}}}{100}\right), \quad (5.12)$$

де $P_{\text{річ}}$ – річна витрата умовного палива, т/рік; 7000 – теплота згоряння умовного палива, ккал/кг; 4,19 – коефіцієнт переведення, кДж/ккал; $Q_{\text{н}}$ – середньозважена нижча теплота згоряння використаного в розрахунковому періоді палива за його видами і марками, кДж/кг; $C_{\text{пал}}$ – середньозважена преїскурантна ціна натурального палива з урахуванням знижок (надбавок за якість), грн/т; $C_{\text{тр}}$ – вартість транспорту натурального палива, грн/т; $k_{\text{втр}}$ – втрати палива під час перевезення, вантажно-розвантажувальних робіт і збереження, %.

Приклад 10

Визначити річні витрати на паливо для теплоелектростанції $B_{\text{пал}}$, якщо річна витрата умовного палива становить 1000т/рік, середньозважена нижча теплота згоряння використаного в розрахунковому періоді палива за його видами і марками – 20000 кДж/кг; середньозважена преїскурантна ціна натурального палива з урахуванням знижок (надбавок за якість) – 5800 грн/т, вартість транспорту натурального палива – 200 грн/т; втрати палива під час перевезення, вантажно-розвантажувальних робіт і збереження – 3 %.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.12):

$$B_{\text{пал}} = 1000 \cdot \frac{7000 \cdot 4,19}{20000} \cdot (5800 + 200) \cdot \left(1 + \frac{3}{100}\right) = 9062970 \text{ грн.}$$

Амортизацію основних фондів $B_{\text{ам}}$ розраховують як суму відрахувань залежно від середньорічної вартості основних виробничих фондів та норм амортизаційних відрахувань:

$$B_{\text{ам}} = \sum H_{ai} \cdot C_{\text{пер}i}, \quad (5.13)$$

де H_{ai} – норма амортизації для i -ї групи основних фондів; $C_{\text{пер}i}$ – балансова вартість основних виробничих фондів i -ї групи.

Витрати на заробітну плату $B_{\text{зн}}$ із нарахуваннями на соціальні потреби містять заробітну плату всього промислово-виробничого персоналу підприємства за винятком персоналу допоміжних цехів і служб. Їх розраховують, виходячи зі штатного розкладу, на базі якого визначається фонд

заробітної плати. Додаткова заробітна плата містить здебільшого премії та оплату відпусток.

Витрати на допоміжні матеріали $V_{д.м}$ складаються з вартості купівельних матеріалів і відшкодування зносу інструментів та пристроїв. До номенклатури допоміжних матеріалів належать мастильні та обтиральні матеріали, олія, купована вода тощо. Також до даного виду витрат належать витрати на підготовку води (хімічні реагенти, фільтрувальні матеріали тощо).

Елемент **послуги V_n** містить витрати на роботи та послуги, що виконуються сторонніми організаціями і власними ремонтними службами. До таких робіт та послуг належать охорона, випробовування, транспортування тощо. Сюди також належать витрати з перевезення палива, вивезення золи і шлаку.

Витрати на поточний ремонт $V_{п.р}$ містять вартість проведення цього виду ремонтів основних фондів усіх виробничих цехів. До цієї статті належать заробітна плата ремонтників, вартість матеріалів для проведення ремонту, послуг допоміжних служб і сторонніх організацій, що виконують ремонт.

Інші витрати $V_{ін}$ містять усі витрати, не віднесені до жодного з попередніх елементів, наприклад орендна плата, відрядні витрати, вартість втрат палива, витрати на опалення приміщень цехів тощо.

Витрати на енергію, спожиту на власні потреби електростанції, як самостійний елемент витрат не розраховуються. Однак *собівартість одиниці енергії розраховують не на вироблену, а на відпущену із шин станції 1 кВт·год*, що позначається на собівартості одиниці енергії.

Таким чином, **собівартість виробництва 1 кВт·год енергії ТЕС** ($c/v_{відп}$), к./кВт·год, визначається за формулою

$$c/v_{відп} = \frac{\Sigma B}{E_{відп}} = \frac{V_{пал} + V_{ам} + V_{зп} + V_{п.р} + V_{д.м} + V_{п} + V_{ін}}{E_{вир} - E_{в.п}}, \quad (5.14)$$

де ΣB – сума витрат, тис. грн/рік; $E_{відп}$ – кількість відпущеної із шин станції електроенергії, кВт·год; $E_{вир}$ – кількість виробленої енергії, кВт·год; $E_{в.п}$ – енергія, спожита на власні потреби, кВт·год.

Принципово аналогічним чином розраховують собівартість енергії, що виробляється районними і промисловими котельнями.

Приклад 11

Розрахувати собівартість 1 кВт·год електроенергії, що виробляється на ТЕС, якщо річний обсяг витрат на паливо становить 3530 тис. грн; витрати на допоміжні матеріали – 20 тис. грн/рік; витрати на послуги сторонніх організацій – 25 тис. грн/рік; витрати на поточний ремонт – 150 тис. грн/рік;

інші витрати – 75 тис. грн/рік. Річний фонд заробітної плати підприємства дорівнює 2200 тис. грн, додаткова заробітна плата становить 30 % від основної. Соціальні нарахування – 37 %. Балансова вартість основних фондів становить 12 млн грн, середньовиважена річна норма амортизації – 15 %. ТЕС виробляє 32 тис. МВт електроенергії на рік, споживаючи на власні потреби 10 % виробленої електроенергії.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.14):

$$\begin{aligned} \sum B &= 3530 + 20 + 25 + 150 + 75 + (2200 + 2200 \cdot 0,3) \cdot 1,37 + 12000 \cdot 0,15 = \\ &= 9518,2 \text{ тис. грн;} \\ c/v_{\text{відн}} &= 951820 / 32000 = 29,74 \text{ к./кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

Собівартість енергії на АЕС. Собівартість виробництва електроенергії на АЕС нижча, ніж на великих ТЕС, що обумовлюється більш низькою її паливною складовою. Під час здійснення укрупнених техніко-економічних розрахунків собівартість виробництва електроенергії на АЕС розраховують як суму витрат на паливо $B_{\text{пал}}$ (також до даного виду витрат належать витрати на підготовку води (хімічні реагенти, фільтрувальні матеріали тощо)), заробітну плату $B_{\text{зп}}$ та всіх інших постійних елементів витрат, прийнятих певним відсотком від первісної вартості основних виробничих фондів, прирівняних до капіталовкладень. При цьому витрати на заробітну плату розраховують за допомогою штатного коефіцієнта.

Таким чином, формула для **укрупненого визначення річних витрат виробництва енергії на АЕС (B)** має вигляд:

$$\begin{aligned} B &= B_{\text{пал}} + (k_{\text{ам}} + k_{\text{рем}} + k_{\text{ін}}) \cdot K + \bar{n} \cdot N_y \cdot \Phi = \\ &= B_{\text{пал}} + k \cdot K + B_{\text{зп}}, \end{aligned} \quad (5.15)$$

де K – сумарні капіталовкладення в АЕС; $k_{\text{ам}}$ – коефіцієнт, що враховує відрахування на амортизацію (у розрахунках приймається у межах 0,06–0,08); $k_{\text{рем}}$ – коефіцієнт, що враховує витрати на поточний ремонт; $k_{\text{ін}}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати; k – коефіцієнт, що враховує всю суму витрат, прийнятих в укрупнених розрахунках пропорційно капіталовкладенням; \bar{n} – штатний коефіцієнт АЕС; N_y – встановлена потужність АЕС; Φ – середній питомий річний фонд заробітної плати персоналу АЕС.

Приклад 12

Визначити річні витрати виробництва енергії на АЕС (B), якщо відомо, що сума витрат на паливо становить 3030 тис. грн; сумарні капіталовкладення в АЕС – 9260 тис. грн; коефіцієнт, що враховує відрахування на амортизацію, становить 0,06; коефіцієнт урахування витрат на поточний ремонт – 1,2; коефіцієнт урахування інших витрат – 1,1; коефіцієнт, що вра-

ховує всю суму витрат, прийнятих в укрупнених розрахунках пропорційно капіталовкладенням, – 0,6; штатний коефіцієнт АЕС – 0,95; встановлена потужність АЕС – 100 МВт; середній питомий річний фонд заробітної плати персоналу АЕС – 45 тис. грн.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.15)

$$B = 30300 + (0,06 + 1,2 + 1,1) \cdot 9260 + 0,95 \cdot 100 \cdot 45 = 56428,6 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на паливо у загальному випадку визначають добутком витрати ядерного палива на його ціну. Існує декілька методик визначення витрат на паливо для АЕС. Зокрема, паливна складова витрат ($B_{\text{пал}}$) виробництва АЕС на теплових нейтронах з однозонними реакторами без повторного використання залишкового урану і накопиченого плутонію (розімкнутий цикл), грн/рік, може бути визначена за формулою

$$B_{\text{пал}} = (C_{\text{пал}} + B_{\text{відх}}) \cdot V_a / T_a, \quad (5.16)$$

де V_a – первісне завантаження палива в активну зону реактора, кг; T_a – кількість використання палива в активній зоні, роки; C_m – ціна завантаженого палива, грн/кг; $B_{\text{відх}}$ – вартість витрат на поводження з відходами, грн/кг.

Приклад 13

Розрахувати паливну складову витрат виробництва АЕС, якщо первісне завантаження палива в активну зону реактора – 3800 кг; термін використання палива в активній зоні – 3 роки; ціна завантаженого палива – 350 грн/кг; вартість витрат на поводження з відходами – 98 грн/кг.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.16):

$$B_{\text{пал}} = (350 + 98) \cdot 3800 / 3 = 567,467 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість 1 кВт·год електроенергії на АЕС конденсаційного типу визначають, як і на електростанціях звичайного типу, відношенням витрат виробництва до кількості корисно відпущеної споживачам електричної енергії.

Оскільки частка витрат на паливо у витратах виробництва АЕС становить у середньому 60 %, собівартість енергії на цих станціях залежить переважно від ККД використання палива. Важливий вплив на рівень собівартості здійснює також капіталомісткість виробництва.

Собівартість енергії в системах транспортування. Річні витрати з передачі енергії в ПЕМ розраховують за тими самими елементами витрат, що й на електростанціях, за винятком витрат на паливо. Крім того, окремо розраховуються загальномережні витрати, оскільки розрахунок статей калькуляції з метою рознесення витрат між двома видами енергії тут не

здійснюється. *Річні витрати виробництва на ПЕМ* ($V_{мер}$) можна розрахувати як

$$\begin{aligned} V_{мер} &= V_{ам} + V_{експл}; \\ V_{експл} &= V_{зп} + V_{д.м} + V_{п} + V_{п.р} + V_{ін} + V_{зп}, \end{aligned} \quad (5.17)$$

де $V_{експл}$ – річні витрати на експлуатацію, що дорівнюють сумі витрат на заробітну плату $V_{зп}$, допоміжні матеріали $V_{д.м}$, вартості послуг $V_{п}$, витратам на поточний ремонт $V_{п.р}$, іншим $V_{ін}$ і загальномережним витратам $V_{зп}$.

Елемент «*витрати на заробітну плату*» містить витрати на основну та додаткову заробітну плату, виплату премій, відрахування до фонду соціального страхування експлуатаційного і чергового ремонтного персоналу мережних ділянок і служб.

Допоміжні матеріали містять витрати на мастильні, прокладні та інші види матеріалів, трансформаторне масло, масло для вимикачів, реактиви, купівельну воду для охолодження, малоцінні й швидкозношувальні предмети.

Послуги поєднують витрати з оплати робіт, що виконуються своїми допоміжними службами, зокрема з перевезення матеріалів, випробування устаткування та ін.

Витрати на *поточний ремонт* є комплексною статтею і поєднують витрати на заробітну плату ремонтного персоналу, вартість матеріалів і запасних частин тощо.

Загальномережні та інші витрати містять витрати з управління ПЕМ, утримання й амортизації основних фондів загальномережного призначення.

Вартість *втрат енергії* в калькуляції собівартості не виділяється окремою статтею, а враховується непрямо шляхом віднесення суми витрат виробництва за мережею до кількості енергії, корисно відпущеної споживачам. Таким чином, собівартість передачі електроенергії ($S_{пер}$), грн/кВт·год, визначають за формулою

$$S_{пер} = \frac{V_{мер}}{E_{спож}} = \frac{V_{мер}}{E_{відп} - E_{втр}}, \quad (5.18)$$

де $E_{спож}$ – корисний відпуск електроенергії споживачам, дорівнює різниці кількості електроенергії, відпущеної із шин електростанції $E_{відп}$, і втрат електроенергії в мережах $E_{втр}$.

Приклад 14

Розрахувати собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії, якщо обсяг її передачі за період становить 20 тис. МВт·год. Амортизаційні витрати

становлять 220 тис. грн, фонд основної заробітної плати – 160 тис. грн, витрати на допоміжні матеріали – 10 тис. грн, на послуги та поточний ремонт – 30 тис. грн, загальномережні витрати – 57 тис. грн. Додаткова заробітна плата дорівнює 20 %, відрахування на соціальні потреби – 37 %. Втрати електроенергії в мережах становлять 12 %.

Розв'язання

Відповідно до формул (5.17) визначимо річні витрати виробництва на ПЕМ:

$$B_{\text{мер}} = 220 + (160 + 160 \cdot 0,2) \cdot 1,37 + 10 + 30 + 57 = 580040 \text{ грн.}$$

Відповідно до формули (5.18)

$$S_{\text{пер}} = 5800040 / (20000000 - 0,12 \cdot 20000000) = 3,3 \text{ к./ кВт}\cdot\text{год.}$$

Принципово аналогічно визначають собівартість теплоти, відпущеної споживачам підприємствами теплових мереж.

Повні витрати виробництва електроенергії в енергосистемах складаються із 3 складових: виробничих витрат електростанцій, що входять до системи $\Sigma B_{\text{е. ст}}$; витрат на передачу і розподіл енергії $\Sigma B_{\text{мер}}$ і загальноносистемних витрат $B_{\text{з. сист}}$. Отже, повна собівартість енергії в енергосистемі (S_n) визначається так:

$$S_n = \frac{\Sigma B_{\text{е. ст}} + \Sigma B_{\text{мер}} + B_{\text{з. сист}}}{E_{\text{спож}}}. \quad (5.19)$$

Приклад 15

Визначити собівартість енергії в енергосистемі, якщо відомо, що виробничі витрати електростанцій, які входять до системи, становлять 5000 грн; витрати на передачу і розподіл енергії – 2000 грн, загальноносистемні витрати – 2100 грн. Кількість електричної енергії, відпущеної із шин електростанції, становить 30 МВт·год, втрати електроенергії в мережах – 10 %.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.19)

$$S_n = (5000 + 2000 + 2100) / (30000 - 0,1 \cdot 30000) = 33,7 \text{ к./ кВт}\cdot\text{год.}$$

5.5 Розрахунок нормативних витрат електроенергії підприємствами теплоенергетики

Важливою складовою собівартості продукції ТП є видатки, пов'язані з нормативними витратами електроенергії під час виробництва, транспортування та постачання (розподілу) теплової енергії. Нормативні витрати електроенергії на потреби ТП класифікують за такими основними ознаками (табл. 5.6).

До нормативних витрат електроенергії на виробництво, транспортування і постачання теплової енергії не входять витрати на будівництво і капітальний ремонт будинків і споруд, монтаж, пуск і налагодження нового технологічного обладнання, науково-дослідні та експериментальні роботи. Витрати електроенергії на ці потреби розраховують окремо. При розрахунку нормативних витрат електроенергії ТП не враховують витрати електроенергії, пов'язані з відхиленнями від прийнятої технології, режимів роботи та з іншими нераціональними витратами (Порядок, 2009).

Таблиця 5.6 – Види нормативних витрат електроенергії на потреби ТП

Ознака класифікації	Вид нормативних витрат
За складом	<ul style="list-style-type: none"> - технологічні (витрати електроенергії на основні та допоміжні технологічні процеси виробництва, транспортування і постачання теплової енергії, транспортування купованої теплової енергії, а також технічно неминучі втрати); - загальновиробничі (витрати електроенергії на допоміжні потреби під час виробництва, транспортування і постачання теплової енергії (ремонт основних засобів та інших необоротних активів загальновиробничого призначення, вентиляцію й освітлення виробничих приміщень, випробування тепломереж тощо))
За ступенем агрегації	<ul style="list-style-type: none"> - індивідуальні (розраховуються для конкретних умов функціонування котельні: типу, потужності та терміну роботи обладнання, що споживає електроенергію, виду палива, виду та параметрів теплоносія, теплових втрат у мережах тепlopостачання, наявності теплових пунктів, режиму роботи системи опалення і гарячого водopостачання, схеми тепlopостачання, кліматичних умов та інших факторів); - групові (складаються на основі індивідуальних нормативних витрат окремими котельнями, що входять до складу ТП)
За періодом дії	<ul style="list-style-type: none"> - річні; - за опалювальний і неопалювальний сезони поточного півріччя; - за інші періоди роботи (квартальні, місячні)

Джерело: Порядок, 2009.

Чинними нормативними документами передбачений конкретний механізм розрахунку обґрунтованих параметрів нормативних витрат електроенергії на потреби підприємств теплоенергетики під час виробництва, транспортування та постачання (розподілу) теплової енергії для надання послуг централізованого постачання, гарячої води, опалення і вентиляції житлових і громадських будівель (Порядок, 2009). Метою встановлення нормативних витрат електроенергії на теплоенергетичних підприємствах є:

а) забезпечення єдиної методології при розрахунках і нормуванні витрат електроенергії на потреби ТП під час виробництва, транспортування

та постачання (розподілу) теплової енергії для формування складових собівартості при розрахунку тарифів на теплову енергію та послуги централізованого опалення і постачання гарячої води;

б) забезпечення достовірності та обґрунтованості нормативних витрат електроенергії ТП з урахуванням характеристик існуючого обладнання та конкретних умов, у яких ці підприємства функціонують, технічного стану існуючого обладнання;

в) забезпечення можливості інженерного аналізу питомих витрат електричної енергії з окремих операцій технологічного процесу – «виробництво», «транспортування», «постачання» для визначення шляхів їх зменшення;

г) забезпечення можливості розрахунків тарифів на теплову енергію на окремих етапах технологічного процесу – «виробництво», «транспортування», «постачання»;

г) підвищення ефективності та якості експлуатації ТП через використання оціночних величин економії від застосування заходів для зменшення витрат електроенергії під час виробництва теплової енергії.

Визначення нормативних витрат електроенергії на потреби ТП повинне проводитись у такій послідовності (Порядок, 2009):

1) насамперед, розраховують індивідуальні нормативні витрати електроенергії за кожною котельнею та приєднаними до неї ЦТП. Розраховані індивідуальні нормативні витрати потрібно порівнювати з фактичними витратами (за даними приладів обліку за попередні роки). При великих відхиленнях (більше 10 %) розрахункових нормативних витрат від фактичних необхідно робити аналіз причин, що викликають ці відхилення, та вживати організаційно-технічних заходів щодо їх усунення;

2) на базі індивідуальних нормативних витрат розраховують групові нормативні витрати за районом котелень та теплових мереж, ТП;

3) під час проведення перерахунків за результатами опалювального періоду звітного півріччя здійснюють перерахунки нормативних витрат електроенергії відповідно до фактичних температур зовнішнього повітря, режимів роботи та інших факторів впливу;

4) індивідуальні нормативні витрати, розраховані для кожної котельні, є основою при розрахунку індивідуальних питомих норм для цих котелень, планового показника для різних періодів роботи, а також для розрахунку планових групових норм питомих витрат електроенергії за ТП у цілому.

Нормативні витрати електроенергії (індивідуальні та групові) за різні періоди роботи розраховують, виходячи з метеорологічних умов, усереднених для періоду, протягом якого ці нормативні витрати визначаються.

Нормативні витрати електроенергії на потреби ТП ($W_{заг}$), кВт·год, визначають за формулою

$$W_{\text{заг}} = W_{\text{вир}} + W_{\text{тр}} + W_{\text{розп}} + DW + W_{\text{дод}}, \quad (5.20)$$

де $W_{\text{вир}}$ – нормативні витрати на технологічні процеси для обладнання, що виробляє теплову енергію; $W_{\text{тр}}$ – нормативні витрати для обладнання, що транспортує теплоносій від котельні до ЦТП або до ІТП споживачів; $W_{\text{розп}}$ – нормативні витрати для обладнання ЦТП; DW – нормативні втрати електроенергії під час її транспортування і трансформації; $W_{\text{дод}}$ – нормативні витрати електроенергії на допоміжні (загальнопромислові) потреби.

Приклад 16

Розрахувати нормативні витрати електроенергії на потреби ТП, якщо нормативні витрати на технологічні процеси для обладнання, що виробляє теплову енергію, становлять 100 кВт·год; нормативні витрати для обладнання, що транспортує теплоносій від котельні до ЦТП або до ІТП споживачів, – 20 кВт·год; нормативні витрати для обладнання ЦТП – 30 кВт·год; нормативні втрати електроенергії під час її транспортування і трансформації – 15 кВт·год; нормативні витрати електроенергії на допоміжні (загальнопромислові) потреби – 10 кВт·год.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.20)

$$W_{\text{заг}} = 100 + 20 + 30 + 15 + 10 = 175 \text{ кВт·год.}$$

Нормативні витрати електроенергії на потреби ТП у грошовому вираженні (W_3) визначають як:

$$W_3 = W_{\text{заг}} \cdot C_i, \quad (5.21)$$

де C_i – ціна за 1 кВт·год реалізованої електроенергії, грн.

Індивідуальні нормативні витрати електроенергії на потреби i -ї котельні за розрахунковий період (W_i) обчислюють за формулою

$$W_i = \sum_{j=1}^m W_{ij}, \quad (5.22)$$

де W_{ij} – нормативні витрати електроенергії j -м типом обладнання i -ї котельні за розрахунковий період, кВт·год; m – кількість типів обладнання.

Розрахунок даного показника **у грошовому вираженні** ($W_{\text{іварт}}$) виконують за формулою

$$W_{\text{іварт}} = \sum_{j=1}^m W_{ij} \cdot C_i, \quad (5.23)$$

Приклад 17

Розрахувати у грошовому вираженні індивідуальні нормативні витрати електроенергії на потреби котельні за розрахунковий період, якщо нормативні витрати електроенергії обладнання котельні за розрахунковий період становлять 1000 кВт·год, ціна за 1 кВт·год реалізованої електроенергії – 0,36 грн.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.23):

$$W_{i\text{варт}} = 1000 \cdot 0,36 = 360 \text{ грн.}$$

У загальному вигляді **нормативні витрати електроенергії j -м типом обладнання i -ї котельні** за розрахунковий період у грошовому вираженні ($W_{ij\text{варт}}$) визначають за формулою

$$W_{ij\text{варт}} = P_{ij} \cdot T_{ij} \cdot \Pi_i, \quad (5.24)$$

де P_{ij} – середня споживана електродвигуном потужність j -го типу обладнання, що працює в межах дії i -ї котельні, кВт; T_{ij} – термін роботи цього обладнання протягом розрахункового періоду, год.

Приклад 18

Визначити нормативні витрати електроенергії обладнання котельні за розрахунковий період у грошовому вираженні, якщо середньогодинна споживана електродвигуном потужність обладнання, що працює в межах дії котельні, – 10 кВт; термін роботи цього обладнання протягом розрахункового періоду – 620 год, ціна за 1 кВт·год реалізованої електроенергії – 0,36 грн.

Розв'язання

Відповідно до формули (5.24):

$$W_{i\text{варт}} = 10 \cdot 620 \cdot 0,36 = 2232 \text{ грн.}$$

Групову нормативну витрату електроенергії по ТП у грошовому вираженні за розрахунковий період ($W_{\text{варт}}$) визначають за формулою

$$W_{\text{варт}} = \sum_{i=1}^n W_i \cdot \Pi_i, \quad (5.25)$$

де n – кількість котелень, що входять до даного ТП.

Індивідуальну норму питомих витрат електроенергії на потреби i -ї котельні ($W_{i\text{варт}}$) у грошовому вираженні розраховують окремо на виробництво ($\omega_i^{\text{вир}}$) та відпуск теплової енергії ($\omega_i^{\text{відп}}$) і визначають за формулами

$$\omega_i^{\text{вир}} = \frac{W_i}{Q_i^{\text{вир}}} \cdot \text{Ц}_i, \quad (5.26)$$

$$\omega_i^{\text{відп}} = \frac{W_i}{Q_i^{\text{відп}}} \cdot \text{Ц}_i, \quad (5.27)$$

де $Q_i^{\text{вир}}$, $Q_i^{\text{відп}}$ – кількість відповідно виробленої і відпущеної теплової енергії i -ю котельнею, Гкал. Ці показники розраховують згідно з (КТМ, 1999).

Приклад 19

Визначити індивідуальні норми питомих витрат електроенергії на виробництво ($\omega_i^{\text{вир}}$) та відпуск теплової енергії ($\omega_i^{\text{відп}}$) котельнею, якщо норма питомих витрат електроенергії на потреби котельні у грошовому вираженні становить 24 тис. грн, кількість відповідно виробленої теплової енергії становить 100 Гкал, кількість відпущеної теплової енергії – 98 Гкал, ціна 1 кВт·год реалізованої електроенергії – 0,36 грн.

Розв'язання

Відповідно до формул (5.26) та (5.27):

$$\omega_i^{\text{вир}} = 24000 / 100 \cdot 0,36 = 86,4 \text{ грн.}$$

$$\omega_i^{\text{відп}} = 24000 / 98 \cdot 0,36 = 88,16 \text{ грн.}$$

Групову норму питомих витрат електроенергії по ТП у грошовому вираженні встановлюють на базі групових нормативних витрат електроенергії по ТП і визначають окремо *на виробництво* ($w^{\text{вир}}$) та *відпуск теплової енергії* ($w^{\text{відп}}$) за формулами

$$w^{\text{вир}} = \frac{W_{\text{вир}}}{\sum_{i=1}^n Q_i^{\text{вир}}} \cdot \text{Ц}_i, \quad (5.28)$$

$$w^{\text{відп}} = \frac{W_{\text{варт}}}{\sum_{i=1}^n Q_i^{\text{відп}}} \cdot \text{Ц}_i. \quad (5.29)$$

Нормативні втрати електроенергії під час її трансформації та транспортування до електроприймача становлять у середньому 2–8 % від загальної споживаної електроенергії (Порядок, 2009).

5.6 Методи обліку та калькулювання фактичної собівартості виробництва енергії на ТЕЦ. Шляхи зниження собівартості енергетичної продукції

На відміну від конденсаційних електростанцій і котелень, де всі витрати цілком відносять на виробництво єдиного виду продукції – відповідно до електричної або теплової енергії, на ТЕЦ річні витрати виробництва мають бути розподілені між електричною енергією і теплом.

В енергетиці застосовується **фізичний (балансовий) метод** рознесення витрат на електричну і теплову енергію, згідно з яким усі вигоди від їх комбінованого виробництва відносять на електроенергію. Суть методу полягає у тому, що витрата палива на відпущене тепло є такою, якою б вона була, якщо б тепло відпускали споживачам із котельні. При цьому витрати палива на виробництво електроенергії визначають як різницю між загальною витратою палива та його витратою на відпуск тепла (Федишин, 2003).

Щорічні витрати, пов'язані з отриманням електроенергії (машинний зал та електричний цех), відносять на собівартість електроенергії; за відділенням теплофікації – на собівартість теплоенергії; загальні витрати на виробництво обох видів енергії (паливно-транспортний і котельний цехи) розподіляють між електричною і тепловою енергією пропорційно витраті палива на кожний із цих видів енергії. Загальностанційні витрати розподіляються пропорційно сумі витрат на кожний з видів енергії.

У кошторисі витрат *за паливно-транспортним цехом* (I_{nm}) відбиваються витрати на доставку палива від станції призначення до паливного складу або на роботу розвантажувальних пристроїв котельні, витрати на утримання складів, а також витрати з доставки палива зі складів до котельні.

По котельному цеху (I_k) розраховують: витрати всіх видів спалюваного палива; витрати на експлуатацію, ремонт і амортизацію будівель та устаткування котельні; зарплату цехового та обслуговуючого персоналу; витрати на хімоводоочищення, зокрема вартість купівельної води.

У машинному (турбінному) цеху враховуються витрати (I_m) з експлуатації, ремонту та амортизації будівель та устаткування машинного залу, споруд, обслуговуючих водопостачання для охолодження машин і конденсації пари, заробітна плата обслуговуючого персоналу.

У кошторисі витрат *по електричному цеху* (I_e) відбиваються витрати, пов'язані з експлуатацією генераторів, трансформацією електроенергії; відпуском її з шин електростанції до мережі і на власні потреби, а також витрати з утримання електролабораторії.

Окремо обчислюють витрати *по відділенню теплофікації ТЕЦ* (I_{mf}) – на експлуатацію та обслуговування підігрівачів мережевої води.

Кошторис *загальностанційних витрат* (I_{zag}) містить витрати на утримання адміністративно-управлінського апарату, обслуговування та амортизацію основних (невиробничих) фондів загальностанційного призначення. Всі витрати за цехами розраховують за нормами споживання допоміжних матеріалів, палива, зносу інструментів та інвентарю, нормативами трудомісткості окремих видів робіт або на основі штатних розкладів за окремими категоріями працівників.

Таким чином, розрахункові формули для розмежування витрат виробництва і визначення тих із них, які відносять відповідно на електроенергію (I_{ee}) і теплоту (I_{me}), що виробляються ТЕЦ, мають вигляд

$$I_{ee} = (I_{пт} + I_k) \cdot (B_e / B) + I_e + I_m + I_{заге}, \quad (5.30)$$

$$I_{те} = (I_{пт} + I_k) \cdot (B_{те} / B) + I_{тф} + I_{загт}, \quad (5.31)$$

де $I_{заге}$, $I_{загт}$ – загальностанційні витрати, віднесені на виробництво електричної і теплової енергії відповідно; B , B_e , $B_{те}$ – загальна витрата палива, витрата палива на виробництво електричної та теплової енергії відповідно.

Приклад 20

Визначити витрати виробництва, які відносять відповідно на електроенергію (I_{ee}) і теплоту (I_{me}), якщо відомо, що витрати на доставку палива від станції призначення до складу паливно-транспортного цеху становлять 23 тис. грн, витрати на експлуатацію, ремонт і амортизацію будівель та устаткування по котельному цеху – 54 тис. грн. Витрати з експлуатації, ремонту й амортизації будівель та устаткування машинного залу становлять 32 тис. грн. Витрати, пов'язані з експлуатацією генераторів, трансформацією електроенергії, становлять 43 тис. грн. Витрати по відділенню теплофікації ТЕЦ – 8 тис. грн, загальностанційні витрати електричної енергії – 52 тис. грн, загальностанційні витрати теплової енергії – 42 тис. грн. Загальна витрата палива – 165 тис. грн, витрата палива на виробництво електроенергії – 100 тис. грн, теплової – 65 тис. грн.

Розв'язання

Відповідно до формул (5.30) та (5.31)

$$I_{ee} = (23 + 54) \cdot (100 / 165) + 43 + 32 + 52 = 173,2 \text{ тис. грн.}$$

$$I_{me} = (23 + 54) \cdot (65 / 165) + 8 + 42 = 80,261 \text{ тис. грн.}$$

У планових розрахунках допускається спрощена калькуляція собівартості електричної і теплової енергії на ТЕЦ за основними статтями витрат – паливом, амортизацією, заробітною платою та іншими (загальностанційними) витратами.

Подробиці

Необхідно зазначити, що сьогодні не існує єдиного універсального методу розподілу витрат палива на ТЕЦ на відпущену теплову та електричну енергію. Основними рівноцінними методами розподілу витрат палива є:

- розрахунок відповідно до енергетичної цінності тепла;
- методи залишкової вартості (віднесення залишкових витрат на електричну енергію; віднесення залишкових витрат на теплову енергію);
- метод цінності енергії;
- фізичний метод;
- метод зниження виробництва електричної енергії;
- методи розподілу економії (рівної економії; пропорційної економії; метод розподілу загального прибутку).

Фізичний метод до недавнього часу був найбільш поширеним у практиці господарювання завдяки його простоті та відповідності енергобалансу ТЕЦ. За такого методу розподіл витрати палива здійснюється без урахування коефіцієнтів цінності пари, що відпускається з відборів турбін, і всю економію за рахунок комбінованого виробництва електричної та теплової енергії відносять до електроенергії. Внаслідок цього витрати палива на відпущену гікакалорію на теплових електростанціях є вищими, ніж у котельнях, призначених лише для відпуску тепла. Серед інших недоліків фізичного методу обліку витрат на виробництво і розподіл електроенергії доцільно також виділити:

- прив'язку до витратного ціноутворення, що унеможлиблює формування ціни за 1 кВт·год з урахуванням вимог та ситуації на енергоринку;
- установлення цін, які є економічно обґрунтованими з боку лише виробника електроенергії, оскільки не враховують динаміку ринкового попиту, потреби споживачів електроенергії, їх платоспроможність;
- неврахування конкурентних позицій енергокомпаній, відсутність важелів конкурентної боротьби, що дестимулює енерговиробників до зниження ціни на електроенергію для кінцевого споживача;
- відсутність формування ринкового організаційно-економічного механізму взаємовідносин між виробником та споживачем електроенергії внаслідок одностороннього формування ціни на електроенергію з боку виробника.

Через наведені недоліки фізичного методу розподілу витрат палива на відпущену електричну і теплову енергію постає необхідність його заміни. У зв'язку з цим сьогодні в Україні діє інший спосіб розподілу витрат під час виробництва електроенергії, що регламентується документом ГКД 34.09.100-2003 «Розподіл витрат палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві на теплових електростанціях. Методика визначення». Ця методика затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України № 580 від 15 жовтня 2003 р.

Ключовим у документі є визначення терміна «відпущена теплова енергія у гікакалоріях (Гкал)» як кількості тепла, зафіксованого приладовим ме-

тодом у відповідних пунктах розподілу теплової мережі між постачальником та споживачем тепла або виміряного згідно зі встановленими нормами споживання теплової енергії. У методиці зазначено, що для обліку виробленої теплогенеруючим підприємством і використаної споживачем теплової енергії повинні застосовуватися прилади, які є засобами вимірювання, внесені до Державного реєстру України та мають свідоцтва про Державну метрологічну атестацію.

Обсяг виробленої теплогенеруючим підприємством теплової енергії $q_{\text{вир}}$ у Гкал визначають за формулою

$$\begin{aligned} q_{\text{вир}} &= q_{\text{вир}}^{\text{котл}} \text{ (для виробництва теплової енергії на котельнях),} \\ q_{\text{вир}} &= q_{\text{вир}}^{\text{ТЕ}} \text{ (для виробництва теплової енергії на ТЕЦ),} \end{aligned} \quad (5.32)$$

де $q_{\text{вир}}^{\text{котл}}$ – обсяг теплової енергії, виробленої паровими та водогрійними котлами теплогенеруючого підприємства (котельної) за звітний період, Гкал; $q_{\text{вир}}^{\text{ТЕ}}$ – обсяг відпущеної теплової енергії з ТЕЦ, Гкал.

Відповідно до цієї методики фактичний обсяг відпущеної теплової енергії з ТЕЦ $q_{\text{вир}}^{\text{ТЕ}}$ у Гкал визначають згідно з приладовим обліком за Тимчасовими правилами обліку, відпускання і споживання теплової енергії. Втрати тепла під час його транспортування враховують залежно від технічного стану теплових мереж. Відповідальність за достовірність визначення обсягів теплової енергії, постаченої населенню, та природного газу, витраченого на вироблення теплової енергії населенню, покладається на теплогенеруюче підприємство.

Одним із головних завдань енергетичного підприємства є *пошук шляхів зниження собівартості продукції*. Вибір шляхів зниження собівартості ґрунтується на класифікації резервів та знанні факторів, що забезпечують створення умов для зниження окремих видів витрат і собівартості в цілому.

Резерви зниження собівартості – це об'єктивні можливості зниження собівартості на підприємствах. Резерви поділяють на внутрішньовиробничі, галузеві та народногосподарські (Економіка, 2012).

Внутрішньовиробничі резерви зниження собівартості визначаються техніко-економічними та організаційними умовами роботи підприємств. До них належать зростання продуктивності праці, підвищення ступеня використання устаткування, інструмента, застосування більш економічних видів сировини (палива), зниження норм витрати палива й енергії, механізація та автоматизація виробництва, вдосконалення техніки та технологій, організації виробництва, зниження витрат на управління та обслуговування виробництва енергетичної продукції. *Галузеві резерви зниження со-*

бівартості визначаються процесами розвитку певної галузі, темпами впровадження у ній досягнень науково-технічного прогресу. *Народногосподарські резерви* охоплюють можливості зниження собівартості продукції національного господарства в цілому.

Під **факторами зниження собівартості** розуміють умови, рушійні сили, що забезпечують зниження собівартості.

До основних факторів зниження собівартості належать такі (Економіка, 2012):

1) *підвищення техніко-економічного рівня виробництва* – впровадження нової техніки та технології в енергетиці, автоматизація і механізація технологічних процесів, удосконалення техніки, використання нових видів сировини, палива, енергії;

2) *підвищення рівня організації виробництва та праці* – вдосконалення управління виробництвом в енергетиці, поліпшення організації виробництва і праці, поліпшення матеріально-технічного постачання, зниження транспортних витрат тощо;

3) *зміна обсягів і структури продукції* – відносно зниження постійних витрат та амортизаційних відрахувань унаслідок зростання обсягів виробництва, зміни структури продукції, підвищення якості продукції.

Економічний аналіз собівартості енергії дозволяє виявити можливості підприємства щодо зниження витрат і намітити **основні шляхи зниження собівартості енергетичної продукції**, що зводяться до таких:

1) раціональне проектування енергетичних об'єктів на базі сучасних досягнень;

2) вибір району спорудження електростанцій, що забезпечує зниження витрат на доставку палива, охолодження води, передачу електроенергії;

3) підвищення рівня автоматизації енергетичного виробництва;

4) використання відходів для отримання побічної і супутньої продукції;

5) комбінування декількох видів енергетичної продукції;

6) оптимізація режимів використання потужності енергетичного устаткування на електростанціях і в енергосистемах;

7) оптимізація складу працюючого і резервного енергоустаткування;

8) зниження рівня втрат електроенергії на власні потреби електростанцій під час її передачі та трансформації;

9) оптимізація періодичності ремонтів і витрат на їх проведення;

10) оптимізація складу і структури промислово-виробничого персоналу енергетичних об'єктів;

11) формування тарифів на електричну енергію, що стимулюють раціональне енергоспоживання (оптимізація графіка навантаження) (Себестоимость, 2007).

Постійна робота з виявлення факторів та резервів зниження собівартості енергетичної продукції, їх своєчасна реалізація на енергетичних підприємствах є важливою передумовою зростання ефективності виробництва, підвищення конкурентоспроможності продукції.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Розкрийте економічну сутність собівартості. У чому полягають мета і значення обліку собівартості в енергетиці?
2. Розкрийте особливості формування собівартості в енергетиці.
3. Охарактеризуйте основні види собівартості в енергетиці.
4. Що таке кошторис витрат підприємства?
5. Розкрийте калькуляційний розріз витрат виробництва електроенергії.
6. Які існують види калькуляції?
7. Охарактеризуйте класифікацію витрат підприємства за структурою. Наведіть приклади.
8. Які існують види витрат залежно від способу віднесення на собівартість продукції? Наведіть приклади.
9. Як формується собівартість енергії на ТЕС і котельнях?
10. Розкрийте особливості формування собівартості електроенергії на АЕС.
11. Назвіть склад собівартості передачі електроенергії. Як формується повна собівартість одиниці енергії?
12. Охарактеризуйте види нормативних витрат електроенергії підприємствами теплоенергетики під час виробництва, транспортування та постачання (розподілу) теплової енергії. З якою метою вони розраховуються?
13. Охарактеризуйте порядок розрахунку нормативних витрат електроенергії у натуральному та вартісному вимірах.
14. Охарактеризуйте балансовий метод обліку і калькулювання фактичної собівартості виробництва електроенергії на ТЕЦ.
15. Чим відрізняється структура собівартості на станціях різного типу?
16. Як визначається собівартість передачі та розподілу електроенергії і теплоенергії?
17. Розкрийте шляхи зниження собівартості електричної та теплової енергії.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Підприємство виробляє та реалізує теплову та електричну енергію. Визначити собівартість одиниці кожного виду продукції, якщо відомі такі дані:

Показник	Тепло	Електроенергія
Середньомісячний випуск продукції, Гкал (МВт·год)	15200	8760
Витрати на паливо, тис. грн/рік	23033,5	16440,7
Заробітна плата з нарахуваннями, тис. грн/рік	2961,4	2417,7
Амортизація, тис. грн/рік	3948,6	2901,3
Матеріали, тис. грн/рік	329,0	362,6
Послуги, тис. грн/рік	658,2	362,7
Витрати на поточний ремонт, тис. грн/рік	1316,2	725,3
Інші витрати, тис. грн/рік	658,1	967,1

2. Виробнича собівартість 1 кВт·год електроенергії становить 18 к. Витрати з реалізації електроенергії за рік – 27932 тис. грн. Плановий прибуток підприємства – 16 %; річний план реалізації електроенергії – 4220 тис. МВт·год. Визначити планову оптову ціну 1 кВт·год електроенергії.

3. Розрахувати собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії, якщо обсяг її передачі становить 66,4 тис. МВт·год. Амортизаційні витрати дорівнюють 220 тис. грн, фонд основної заробітної плати – 1600 тис. грн, витрати на допоміжні матеріали – 22 тис. грн, на послуги та поточний ремонт – 37 тис. грн, загальномережні витрати – 57 тис. грн. Додаткова заробітна плата становить 20%, відрахування на соціальні заходи – 37 %. Втрати електроенергії в мережах становлять 12 %.

4. Визначити відсоток зниження собівартості порівнянної товарної продукції. Вихідні дані подані в таблиці.

Вид продукції	Собівартість одиниці продукції, грн/Гкал (грн/кВт·год)		Обсяг виробництва у плановому періоді, Гкал (МВт·год)
	базовий період	плановий період	
Теплова енергія	150	148	270200
Електрична енергія	0,19	0,21	250500

РОЗДІЛ 6 ЦІНОУТВОРЕННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

- Основні положення формування ціни на ринку
- Формування цін на паливно-енергетичні ресурси
- Тарифи на електроенергію
- Прибуток та рентабельність в енергетиці

6.1 Основні положення формування ціни на ринку

Одним із основних ринкових інструментів, що впливають на процеси виробництва, обміну та споживання енергетичних ресурсів та продукції, є ціна.

Ціна – це економічна категорія, що означає суму грошей, за яку продавець згодний продати, а покупець готовий купити товар.

В умовах товарних відносин ціна (**Ц**) є сполучною ланкою між виробником і споживачем, тобто є інструментом забезпечення рівноваги попиту та пропозиції на ринку. Кількісно ціна визначається, з одного боку, **витратами виробництва (В)**, з іншого – **ефектом, що одержує споживач (Е)**:

$$B < Ц < E. \quad (6.1)$$

Для нормальної роботи ціна повинна перевищувати витрати з виробництва і реалізації товарів, але бути меншою від сумарного ефекту, що одержує споживач.

Ціни різняться залежно від того, на якій стадії товароруху вони формуються. Звичайний товар проходить три *стадії товароруху*: 1) підприємство – оптова торгівля; 2) оптова торгівля – роздрібна торгівля; 3) роздрібна торгівля – споживачі. Відповідно до цих стадій товароруху виділяють три види цін:

- оптові ціни підприємства (відпускання продукції підприємством);
- оптові ціни промисловості (продаж оптовою торгівлею);
- роздрібні ціни (продаж роздрібною торгівлею).

Оптова (відпускна) ціна підприємства – це ціна, за якою реалізується продукція підприємства-виробника. Структурно вона складається із собівартості товару (**СВ**), прибутку підприємства (**П**) і непрямих податків (**НП**) (акциз і податок на додану вартість) (рис. 6.1). На основі оптових цін підприємства планують і аналізують вартісні економічні показники діяльності підприємства.

Оптова (відпускна) ціна промисловості – ціна, за якою підприємства й організації-постачальники оплачують продукцію підприємствами-ви-

робникам або збутовим (оптовим) організаціям. Вона містить у собі, крім оптової ціни підприємства, також постачальницько-збутову націнку (витрати плюс прибуток постачальницько-збутових організацій).

$C = CB + П + НП$	$+ H_{ЗБ}$	$+ H_T$
Оптова (відпускна) ціна підприємства 40–60%		
Оптова (відпускна) ціна промисловості 60–70%		
Роздрібна ціна 100%		

Рисунок. 6.1 – Види цін:

$H_{ЗБ}$ і H_T – відповідно надбавки збутових та торгових організацій (складаються з витрат та запланованого прибутку); $НП$ – непрямі податки

Роздрібна ціна – ціна, за яку товари реалізуються у роздрібній торговельній мережі населенню. Формування роздрібною ціною відбувається шляхом додавання до оптової ціни промисловості торговельної націнки, що складається з витрат і прибутку торговельних організацій.

Оптова ціна промисловості може збігатися з оптовою ціною підприємства. Це відбувається у тому разі, коли підприємство, що виробляє продукцію, самостійно реалізує її в системі роздрібною торгівлі. Оптова ціна підприємства може збігатися із роздрібною під час самостійної реалізації продукції підприємством через власну роздрібну мережу.

За специфікою виділяють такі види ціни:

а) **базисна ціна** (використовується як вартісний рівень для формування величини ціни залежно від різного рівня якості продукту, надійності постачання тощо);

б) **скорегована ціна**, що враховує конкретні особливості економічної ситуації.

У ринкових умовах важливу роль відіграє така класифікаційна ознака, як *ступінь незалежності цін від впливу держави* під час їх формування.

Залежно від цієї ознаки розрізняють:

1) **вільні ціни**, що формуються на ринку під впливом кон'юнктури незалежно від державних органів. Держава може домагатися зміни цих цін (їх рівня) лише шляхом впливу на кон'юнктуру ринку;

2) **регульовані ціни**, що формуються під впливом попиту та пропозиції, але при своєму формуванні знаходяться під певним впливом державних органів або за допомогою прямого обмеження їх зростання чи зни-

ження, або шляхом регламентації рентабельності, або будь-яким аналогічним методом;

3) *фіксовані ціни*, що встановлюються державними органами на обмежене коло товарів (електроенергія, комунальні послуги тощо).

6.2 Формування цін на паливно-енергетичні ресурси

Значення цін на паливно-енергетичні ресурси, теплову та особливо електричну енергію є надзвичайно важливим в умовах сучасного народно-господарського комплексу для будь-якої країни. Ціна на енергетичні ресурси є базовою складовою ціни інших виробів та значною мірою впливає на рівень їх кінцевої собівартості.

Цифри та факти

На сьогодні витрати на паливо й енергію становлять до 60 % (у деяких випадках і вище) собівартості українських товарів і послуг, при цьому за окремими видами продукції вони мають тенденцію до зростання. Так, у 2012 році порівняно з 2010 роком на 8,84 % збільшилися питомі витрати електроенергії на відпуск електроенергії, виробленої ТЕЦ загального користування; на 3,6 % – питомі витрати умовного палива на відпуск електроенергії, виробленої ТЕЦ-блокстанціями (Статистичний, 2014).

Сучасне виробництво енергії ґрунтується здебільшого на використанні невідновлюваних органічних видів палив, і така ситуація, як прогнозується, зберігатиметься протягом найближчих як мінімум 25–30 років. Сьогодні на частку енергетичних ресурсів органічного походження припадає близько 85 % енергоспоживання. Решту 15 % становлять атомна енергія, гідроенергія, нетрадиційні джерела енергії (Пособие, 2011; Key, 2014). Таким чином, вивчення факторів, принципів, методів та тенденцій формування цін саме на такі види паливно-енергетичних ресурсів, як вугілля, нафта, природний газ, набуває важливого значення з огляду на подальше формування за їх допомогою цін на кінцеву промислову та сільськогосподарську продукцію.

Розглянемо сучасні основні тенденції ціноутворення на ринках основних паливно-енергетичних ресурсів світу – нафти, вугілля, природного газу.

Світовий ринок нафти. Ціни світового ринку нафти залежать насамперед, від кон'юнктури попиту та пропозиції на цей вид енергоресурсу. Важливу роль у формуванні кон'юнктури відіграють обсяги стратегічних запасів нафти, а також спекулятивні операції посередників – нафтових дилерів. У періоди понижувальної тенденції цін у країнах-імпортерах прохо-

дить прискорене поповнення комерційних запасів. І навпаки, в період зростання цін відбувається зниження комерційних запасів та попиту на імпорту нафти, наслідком чого є падіння світових цін на неї.

Лідером у ціноутворенні на світовому ринку нафти є ОПЕК. З одного боку, перед ОПЕК постає завдання максимізації власних доходів. З іншого – ціни на нафту необхідно стримувати, щоб послабити стимули до енергозбереження, розроблення альтернативних енергоносіїв (особливо природного газу) та нових джерел нафти в країнах-конкурентах, забезпечуючи таким чином сталий попит на свій головний експортний товар упродовж якнайдовшого часу. Виходячи з цього, ОПЕК цілеспрямовано регулює обсяги виробництва нафти країн-членів, установлюючи квоту на її видобуток.

Подробиці

Необхідно відзначити, що можливості як скорочення, так і підвищення квот мають свої межі. По-перше, зниження видобутку нафти призводить до тимчасового вивільнення потужностей, що потребують додаткового утримання. Зокрема, Саудівська Аравія наприкінці 90-х рр. минулого століття витратила на це 500 млн дол. США щорічно, що додавало до собівартості нафти 1,25 дол. США/т (Арбатов, 2000). По-друге, збільшення квот передбачає наявність резервних потужностей, які можна задіяти в максимально короткі строки. Так, восени 2004 р. ціни на нафту вийшли за межі коридору, встановленого ОПЕК до 2010 р. на рівні 22–28 дол. США/бар., сягнувши 53 дол. США, що призвело до необхідності розширити пропозицію нафти на ринку. Збільшення квот було настільки істотним, що в результаті лише у Саудівській Аравії залишилися додаткові експортні потужності.

У перспективі, як передбачається, ціна на нафту утримуватиметься на високому рівні у зв'язку із залученням родовищ у важкодоступних регіонах з високими витратами виробництва. Це підтверджує і цінова динаміка останніх років: ціни на нафту підвищилися майже до 100 дол./бар наприкінці 2007 року, а в першій половині 2008 року досягли свого історичного максимуму – 140 дол./бар. У 2009 році ціни на нафту зазнали зниження під дією економічної та фінансової кризи з послідовним підвищенням цін у 2010 році (Іваненко та ін. 2011). У 2012–2013 рр. вони коливалися біля відмітки 100–112 доларів за барель. Проте подальшому підвищенню цін на нафту може знову завадити чергова хвиля фінансово-економічної кризи, яка поступово охоплює все більше країн, унаслідок чого, зокрема, у 2014 році спостерігалось зниження цін на нафту до 50 і навіть нижче доларів за барель.

Світовий ринок природного газу. Світовий ринок газу – сегмент світового ринку, розвиток якого є найбільш динамічним. Тенденція зростання споживання природного газу обумовлена передусім його перевагами як

екологічно чистого та більш стабільного (за ціною) енергоносія, потребою диверсифікації джерел отримання енергії та наявністю великих розвіданих запасів газу. Передбачається, що протягом 2005–2030 рр. світовий попит на природний газ зросте більш ніж на 60 %. У той самий час серйозною перешкодою, що стримує попит на газ у деяких країнах (передусім в азіатських), є відсутність або недостатній розвиток інфраструктури газопостачання, що потребує мобілізації великих інвестиційних ресурсів для здійснення міжнародних газотранспортних проєктів (Попит, 2011).

Формування цін на природний газ має свої особливості. На відміну від ринку нафти ціни регіональних ринків істотно різняться між собою. Так, імпортований в Азію скраплений газ майже вдвічі дорожчий за газ, що постачається по трубопроводах із Канади до США. Така різниця в цінах обумовлена передусім способом транспортування – перевезення і підготовка скрапленого газу надзвичайно витратні. Ціни на природний газ піддаються коливанням, однак вони пов'язані з ціною нафти та залежать головним чином від неї. В середньому співвідношення ціни нафти і газу становить 0,6–0,7 (Пособие, 2011). На ціну газу впливають також різні умови місцевих ринків. Наприклад, різке скорочення його запасів у підземних сховищах призводить до підвищення цін на газ у даному регіоні. В холодні зими зростає попит, і відповідно, ціна, а в теплі, навпаки, – ціна знижується.

Світовий ринок вугілля. Світовий ринок вугілля – найбільш сталий та передбачуваний сегмент світового енергетичного ринку. Аналізуючи експортні потоки, можна виділити дві арени вугільного ринку – Атлантичну (Європейську) та Тихоокеанську (Азіатську). Переваги вугілля перед іншими видами енергоносіїв полягають у можливостях його транспортування. На відміну від нафти воно може транспортуватися практично без збитків довкіллю. Перспективи попиту на вугілля визначаються його використанням як палива на електростанціях та сировини для коксохімічної промисловості.

Ціна на вугілля визначається у процесі переговорів. Для Азіатського вугільного ринку характерні довгострокові контракти із встановленням цін на весь термін їх дії; в Європі переважають спотові (короткострокові) угоди. В Азії ціна на вугілля формується на базі так званих еталонних цін, що встановлюються на рік у ході переговорів між австралійськими вугільними компаніями (основними експортерами) та японськими споживачами (основними імпортерами). Крім того, на формування еталонних цін в Азії впливає рівень ціни ENEL (Italian tender for steam coal), яку визначають США та Південна Африканська Республіка. Однак той факт, що одні й ті самі експортери працюють в двох регіонах, стимулює все більше поширення спотових угод. Цьому також сприяють прагнення покупців знизити свої витрати і необхідність забезпечення гнучкості постачань в умовах не-

визначеності у сфері попиту, зростання кількості нових гравців на міжнародному ринку торгівлі вугіллям унаслідок підвищення попиту на енергетичне вугілля з боку електростанцій у країнах з розвинутою економікою і такою, що розвивається. Тому частка вугілля, що продається за спотовими контрактами, є останніми роками значною в Японії (6 %) і на Тайвані (15 %) (Фомина, 2011; Цена, 2010).

Подробиці

За останні 30–40 років ціни на вугілля на міжнародному ринку були стабільними та мали тенденцію до зниження. Так, наприклад, у 80-ті роки минулого століття Японія імпортувала вугілля за ціною 60–70 дол. США/т, а у 90-ті рр. – по 40–50 дол. США/т. Наприкінці 2000-х рр. середньосвітовий рівень цін за 1 т вугілля становив близько 40 дол. США (2008 р.). У 2010–2014 роках ринкова вартість цього енергоносія коливалася на рівні 70–80 дол. США/т.

Експерти вугільного ринку не прогнозують значного зростання цін на вугілля у найближчому майбутньому, зважаючи на очікуване підвищення продуктивності праці та зниження витрат у вугільній галузі. Крім того, запаси вугілля значно поширені. Наявність декількох великих експортерів вугілля робить його поставки надійними, а ціни стабільними. Частка вугілля, що продається на міжнародному ринку, невелика, але існує потенціал її збільшення, що дозволяє уникнути дефіциту та підвищення цін (Овсиенко, 2005; На вугілля, 2014; Цена, 2010).

Як зазначалося, сучасний світовий ринок природного газу є таким, що найбільш динамічно розвивається, а газ поступово набуває статусу найбільш використовуваного енергоносія. З огляду на це розглянемо основні підходи до формування цін на паливно-енергетичні ресурси, що склалися у світовій практиці, на прикладі природного газу.

Механізм ціноутворення в розвинених країнах базується на витратах у газовому секторі, враховує аналіз ринку та реалізується у вигляді відповідних контрактних умов на постачання газу. Величина ціни формується у процесі співвідношення попиту та пропозиції, тобто саме попит забезпечує її встановлення. Існує два базові підходи до формування відпускних цін на газ для кінцевих споживачів: ринковий та за собівартістю (Аксенов, 2001).

Ринковий формується на основі ринкової вартості газу, з якої виключаються всі витрати на розподіл та транспортування. У такий спосіб визначається можлива ціна постачання газу на внутрішній ринок за імпортом, а також вигідність видобутку та використання вітчизняного газу (якщо такий є).

Отже, згідно із цим підходом, ціна газу для споживачів залежить від ціни конкурентних альтернативних видів палива, забезпечує його макси-

мальну вартість, виключає неоптимальне або нераціональне його використання та дозволяє торгівельній газовій компанії отримувати максимальний прибуток. Проте ринкове ціноутворення обумовлює безперервне коригування ціни газу при коливаннях цін на конкурентні види палива, складність управління, високу вартість газу та недостатню визначеність ціни.

Собівартісний підхід ґрунтується на визначенні ціни залежно від вартості постачання газу на внутрішній ринок. При цьому до ціни газу входять ціна імпортованого газу на кордоні або початкова ціна власного газу плюс витрати на транспортування та розподіл. Ця сума є ціною газу для споживача. Такий підхід до ціноутворення забезпечує фінансову життєздатність компанії, спрощену систему ціноутворення, що базується на незаперечних даних (ціні на кордоні, витратах на інфраструктуру), дозволяє досягти прозорості ціни та обмежити кількість тарифів. Однак ця система призводить до втрати ринку, якщо ціна на конкурентні види палива знижується.

Ці суперечності можна виключити, забезпечивши відшкодування всіх видів витрат продавця з покупцем, використовуючи *комплексний* підхід. Останнім часом у практиці країн ЄС застосовується сучасний **експертний розрахунок цін на газ**, виходячи зі структури використання енергоресурсів окремими споживачами, регіонами та галузями – у межах країн та для ЄС у цілому. При цьому враховується вся сукупність основних факторів у енергозабезпеченні – види та ціни енергоносіїв-конкурентів, альтернативне паливо, ефективність їх використання, фінансові умови, транспортні видатки тощо. Таким чином, можна спрогнозувати ціну на газ для конкретних енергоринків, на яких діє загальний принцип: оплата за газ, що використовується споживачами, здійснюється не лише залежно від обсягів його споживання, а й від замовленого режиму споживання.

В Україні встановлення цін на газ має свої особливості. Формування цін на цей енергоносіє для українських споживачів здійснюється, виходячи із закупівельної ціни газу, залежно від його походження – власного видобутку або імпорту, а також залежить від витрат компанії на транспортування та постачання. Ціни на газ в Україні достатньо чітко різняться за категоріями споживачів:

- населення;
- установи та організації, що фінансуються з державного і місцевих бюджетів;
- релігійні організації (крім комерційного споживання);
- промислові споживачі та інші суб'єкти господарювання (Ціни, 2014).

Оскільки НАК «Нафтогаз України» є монополістом нафтогазового комплексу, регулювання граничних розмірів цін на газ для потреб насе-

лення, бюджетних установ та організацій покладене на НКРЕКП. Отже, ціни реалізації газових ресурсів НАК «Нафтогаз України», залежно від державного регулювання, можна розподілити на дві групи:

- граничні ціни, рівень яких не може бути збільшений;
- мінімальні ціни, які можуть бути збільшені відповідно до домовленості між постачальником газу та його споживачем.

Необхідно зазначити, що найнижчі тарифи на газ в Україні застосовуються для населення, дещо вищими є ціни на цей вид палива для бюджетних установ та організацій. Таким чином, механізм формування цін на газ у нашій країні є соціально орієнтованим, оскільки за рахунок державного субсидування населення сплачує за спожитий газ за його собівартістю або навіть нижче за неї. Проте, як свідчить світовий досвід, не можна допускати компенсації низької ціни газу для одних споживачів високою ціною для інших. У розвинених країнах ціна на газ для комунально-побутових потреб населення найвища та значно вище ціни для промислових споживачів. Населення має компенсувати всі витрати газовидобувних та газотранспортних компаній, а також витрати на зберігання газу, пов'язані зі специфікою режимів газоспоживання. Такий підхід до формування цінової політики в Україні довго не застосовувався у зв'язку з певними економічними проблемами українського суспільства (низькою заробітною платою, низькою платоспроможністю, високою інфляцією), проте через складнощі з постачанням російського газу у 2014 році вже почав поетапно реалізовуватись українським урядом.

6.3 Тарифи на електроенергію

Економічні взаємовідносини між виробником електроенергії, електроенергетичними системами і споживачами регулюються за допомогою встановлення відповідних орієнтованих на вирішення комплексу певних завдань *тарифів на електроенергію*. **Тарифом** є регульована та/або визначена відповідно до нормативно-правових актів НКРЕ ціна (сукупність цін відповідно до часу доби) на певні види товарів чи послуг (Правила, 2005).

Основними функціями тарифів на електроенергію потрібно вважати (Замулко та ін., 2001):

- 1) відшкодування реальних витрат на виробництво, передачу і розподіл електроенергії, а також одержання справедливого прибутку енергопостачальними компаніями;
- 2) стимулювання споживачів до режимів електроспоживання в інтересах роботи енергосистеми;

3) забезпечення охорони навколишнього природного середовища та створення умов для поліпшення його стану;

4) стимулювання споживача до участі у зниженні дефіциту потужності в енергосистемі;

5) стимулювання енергозбереження у споживача.

У промислово розвинених країнах широко застосовуються три **основні концепції формування тарифних ставок** (Замулко та ін., 2001).

1 Тариф розраховується, виходячи з *необхідного доходу, достатнього для покриття витрат протягом періоду експлуатації енергоджерела та одержання певного прибутку*. Ця концепція побудови тарифів близька до системи тарифів, що використовувалась у колишньому Радянському Союзі, а також в Україні. Аналогічний підхід до кінця 1950-х років широко застосовувався у більшості зарубіжних країн, зокрема у США, Швейцарії, Греції, Італії, Фінляндії, Німеччині.

Основними *недоліками* зазначеної концепції є те, що вона орієнтована на окупність уже вкладених коштів і не враховує потребу в коштах для розвитку енергетики. Отже такі тарифи, побудовані на визначенні середніх повних витрат, не враховують нелінійного характеру зміни витрат на виробництво електроенергії зі збільшенням її обсягу. Крім того, в умовах великої інфляції витрати на відновлення основних фондів енергосистеми можуть значно перевищувати амортизаційні відрахування.

2 На основі розрахунку *короткочасних граничних (маржинальних) витрат* установлюються диференційовані за часом тарифи (добові, сезонні), які відбивають зміну навантаження і пов'язаних із цим витрат енергокомпаній на маневрування. Це дозволяє збалансувати попит та пропозицію на ринку електроенергії.

Основною *проблемою* встановлення таких тарифів є складність прогнозування зміни попиту на електроенергію. Тому найчастіше тарифи, побудовані на основі короткострокових витрат, частково відповідають реальним витратам енергосистеми, крім того, такі тарифи не є стабільними у часі. Починаючи з 1960-х років тарифи на електроенергію, побудовані за такою концепцією, застосовувались у Великобританії, США, а починаючи із середини 1980-х, у цих самих країнах з'явилися так звані **тарифи реального часу (гнучкі)**, що змінюються щогодини.

3 Ціна на електроенергію встановлюється на основі *довгострокових граничних витрат, що враховують витрати на спорудження та введення в експлуатацію нових електрогенеруючих потужностей*.

Тарифи, побудовані на основі цієї концепції, використовувались, починаючи з 1960-х років, у Франції та Швейцарії. Перевагою таких тарифів є їх стабільність у часі, отже доцільним є їх застосування у разі потреби покриття дефіциту потужності в енергосистемі.

Граничні відпускні ціни і сам процес формування цін на електроенергію суворо контролюються відповідними організаціями на державному й місцевому рівнях. У більшості країн є законодавчі та нормативні акти, що визначають принципи і порядок формування тарифів. Однак у 1980-х роках середній рівень цін на електроенергію мав тенденцію до зростання. Це пояснювалося здебільшого інфляцією, різким зростанням (до 1986 року) цін на паливо, збільшенням платежів за відсотками, підвищенням експлуатаційних витрат, більш високими витратами на будівництво, зокрема у зв'язку з необхідністю впровадження устаткування природоохоронного призначення тощо.

Найбільш важливими показниками для розрахунку тарифних ставок є:

- обсяг споживання електроенергії;
- потужність устаткування, що приєднується;
- участь споживача у максимальному використанні потужності енергосистеми;
- характер використання потужності у часі (базова або пікова);
- кількість годин використання навантаження;
- безупинне або дискретне електроспоживання;
- рівень напруги (до чи понад 1000 В), на якому одержують електроенергію споживачі тощо.

Узявши за основу зазначені характеристики споживачів, можна виділити такі найбільш характерні для більшості розвинених країн **види тарифів на електроенергію** (Замулко та ін., 2001):

- добові;
- сезонні;
- за категоріями споживачів (промисловий, сільськогосподарський, побутовий і т. п.);
- за надійністю електропостачання (для споживачів, які згодні на перерви в електропостачанні або істотне зниження обсягу електроспоживання в період максимальних навантажень);
- соціально орієнтовані.

Як і раніше, на сьогодні основними **тарифними системами**, що використовуються у більшості країн, є:

1 Одноставкова – зазвичай застосовується у побуті та частково у промисловому секторі. При цьому можуть встановлюватися (за згодою сторін):

- єдина постійна ставка за 1 кВт·год використаної електроенергії;
- ставка за одиницю часу незалежно від обсягу спожитої енергії;
- східчаста ставка, розмір якої змінюється пропорційно збільшенню обсягу електроспоживання;

– групова – з різною ціною 1 кВт·год залежно від кількості спожитої електроенергії або від потужності приєднаних установок.

Необхідно зазначити, що застосування одноставкової системи тарифів не дозволяє енергопостачальним компаніям достатньою мірою проводити економічне регулювання режимів електропостачання. Здебільшого застосування такої системи обумовлене недостатнім рівнем метрологічного оснащення споживача.

2 Двоставкова – використовується як для побутових (Франція), так і для промислових споживачів, проте у більшості країн застосовується саме для промислового сектору. *Основна ставка* залежить від величини приєднаної потужності, *додаткова* – забезпечує оплату фактично спожитої електроенергії.

Принцип двоставкового тарифу ґрунтується на тому, що деякі компоненти собівартості не залежать від виробітку електроенергії, а визначаються встановленою потужністю, виходячи з максимального навантаження з урахуванням резервів, та формують основну ставку тарифу. Іншими словами, ці компоненти є постійними витратами, що враховуються у формулі

$$C_{ел} = V_{зм}^{пр} + \frac{V_{пост}}{T_{вик} \cdot V_{ел}}, \quad (6.2)$$

де $C_{ел}$ – собівартість 1 кВт·год енергії, к.; $V_{зм}^{пр}$ – питомі змінні витрати, тобто витрати, пропорційні розміру вироблюваної енергії, к./кВт·год; $V_{пост}$ – загальні постійні витрати, зокрема амортизаційні відрахування, витрати на ремонт та інші, які залежать від встановленої потужності, к.; $T_{вик}$ – кількість годин використання встановленої потужності; $V_{ел}$ – виробіток електроенергії за 1 годину використання встановленої потужності, кВт·год.

Таким чином, двоставковий тариф за спожиту 1 кВт·год енергії (Π) розраховують за формулою

$$\Pi = \frac{\Pi_{тр} \cdot P_y \cdot T_{вик}}{Q_{спож}} + \pi, \quad (6.3)$$

де $\Pi_{тр}$ – тариф за 1 кВ·А трансформаторів у споживача, к./кВ·А·год; P_y – обсяг встановленої потужності трансформаторів, кВ·А; $T_{вик}$ – кількість годин використання трансформаторів у споживача; $Q_{спож}$ – кількість спожитої енергії, облікованої лічильником споживача, кВт·год; π – ставка за кожну спожиту 1 кВт·год, обліковану лічильником, к./кВт·год.

Приклад 1

Визначимо собівартість виробництва 1 кВт·год електроенергії за двоставковою тарифною системою, якщо питомі змінні витрати на виробниц-

тво 1 кВт·год – 11 к.; місячні загальні постійні витрати – 2,16 млн грн; кількість годин використання встановленої потужності – 720; виробіток електроенергії за 1 годину використання встановленої потужності – 30 МВт·год.

Розв'язання

Відповідно до формули (6.2) собівартість становитиме

$$C_{ел} = 11 + 2,16 / (720 \cdot 30000) = 21 \text{ к./кВт·год.}$$

Приклад 2

Визначимо двоставковий тариф за спожити 1 кВт·год електроенергії, якщо: тариф за 1 кВ·А трансформаторів у споживача становить 4,2 к./(кВ·А)·год; обсяг встановленої потужності трансформаторів – 1000 кВ·А; кількість годин використання трансформаторів у споживача – 176; кількість спожитої енергії, облікованої лічильником споживача, 52800 кВт·год; ставка за кожну спожиту 1 кВт·год, обліковану лічильником, – 24 к./кВт·год.

Розв'язання

Відповідно до формули (6.3) тариф становитиме

$$C = (4,2 \cdot 1000 \cdot 176) / 52800 + 24 = 38 \text{ к./кВт·год.}$$

На сьогодні двоставкова система тарифів для більшості країн є базовою. Диференціація плати надає можливість постачальникам (виробникам), крім вирішення питань управління режимами споживання, виставляти рахунки споживачеві на величину абонентської плати за електричну потужність.

3 Треставкова – споживач сплачує за загальний обсяг використаної електроенергії, за її споживання під час пікових навантажень енергосистеми і за приєднану потужність.

Крім того, застосовуються також *складні тарифні системи* на основі розрахунку декількох різних показників, а також *індивідуальні* – для великих одиничних споживачів, – що враховують час використання електроенергії, тривалість контракту та ін. (Нелидов, 1979; Замулко та ін., 2001).

Починаючи з 1992 року тарифи на електроенергію стали розроблятися в Україні. Було розроблено й затверджено низку тимчасових методик і положень з розрахунку двоставкових і диференційованих за часом тарифів. Зокрема, у 1993 році розроблене положення про державне регулювання тарифів на електро- і теплову енергію. Цим положенням передбачалося встановлення двоставкового тарифу, виходячи з таких міркувань:

- плата за спожиту електроенергію визначається на підставі вартості нормативних витрат палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії;
- місячна плата за заявлену потужність містить усі витрати на виробництво електроенергії, за винятком паливної складової, віднесеної до заявленої потужності споживачів.

В Україні проводяться активні наукові дослідження у сфері вдосконалення як оптових, так і роздрібних тарифів на електроенергію, а також змін, що відбуваються в галузі на межі переходу до ринку електроенергії, створення нової організаційної структури енергетики. Результатами розробок, які були виконані за завданням Міненерго, Національного диспетчерського центру, НКРЕКП, стали запропонована концепція побудови багатофункціональної системи тарифів на електричну енергію для України, а також створення численних конкретних методик удосконалення існуючих оптових і роздрібних тарифів. Серед таких методик, зокрема, можна назвати: методику розрахунку роздрібних тарифів на електроенергію, диференційованих за рівнем напруги у споживача; методику встановлення знижок до тарифів на електроенергію за участь споживачів у зменшенні дефіциту електричної потужності в енергосистемі; методику встановлення знижок і надбавок за споживання реактивної потужності; методику встановлення екологічної складової до тарифів на електроенергію.

Подробиці

Чинні на сьогодні в Україні диференційовані за часом доби тарифи на електричну енергію мають сприяти вирівнюванню добової нерівномірності графіків навантаження об'єднаної енергосистеми. Таким чином, зниження попиту на електричну потужність у години пікового навантаження та його підвищення в нічні години приводить до зменшення використання дорогих в експлуатації енергоустановок пікового навантаження та більш стабільного використання установок із проміжним навантаженням. Наслідком таких більш економічних режимів виробництва електроенергії є зниження ціни на неї для кінцевих споживачів, підвищення надійності та якості енергопостачання (Степаненко та ін., 2011).

В Україні для визначення рівня ставок тарифів, диференційованих за періодами часу, для кожного періоду і всіх сезонів установлені такі тарифні коефіцієнти і тривалість періодів (підприємства/населення):

- двозонні тарифи: нічний період – 0,4 / 0,7; денний період – 1,5 / 1. Тривалість періодів часу: нічний – 8 годин, денний – 16 годин. Денний і нічний тарифи, як правило, застосовують для обліку електроенергії, використовуюваної для обігрівання і водопідготовки. Він зручний для населення;

- тризонні тарифи: нічний період – 0,35 / 0,4; напівпіковий – 1,02 / 1; піковий – 1,68 / 1,5. Тривалість періодів часу: нічний – 7 годин; напівпіковий – 11 годин; піковий – 6 годин. Вартість електроенергії в різний час доби дуже різниться, найдешевша електроенергія – вночі, найдорожча – в піковий час.

Значення тарифних коефіцієнтів і тривалість періодів затверджуються відповідними постановами НКРЕКП.

Ставки тарифів, диференційованих за періодами часу, визначають, помноживши значення роздрібного тарифу на тарифний коефіцієнт для відповідного періоду часу. Застосування багатотарифного обліку дає можливість істотно скоротити витрати на електроенергію підприємствам, що працюють цілодобово або мають можливість основну частину навантаження перенести на нічний час. До таких підприємств належать: АЗС, хлібопекарні, насосні станції, сталеливарні підприємства, водонапірні станції тощо. Їм достатньо обмежити споживання в години пік. Застосовуючи багатотарифний облік, можна скоротити витрати на електроенергію майже в 4 рази (Соломаха та ін., 2009).

Подробиці

Застосування диференційованих за часом доби тарифів обумовлює зміну середнього тарифу на електроенергію для підприємства ($T_{\text{сеп}}$), що може бути розрахований за формулою

$$T_{\text{сеп}} = \frac{\sum_{i=1}^3 T_i \cdot Q_i}{\sum_{i=1}^3 Q_i}, \quad (6.4)$$

де T_i – тариф за i -ю зоною доби, к./кВт·год; Q_i – кількість годин використання встановленої потужності або обсяг спожитої електроенергії за i -ю зоною доби, кВт·год.

Так, якщо підприємством застосовується одноставковий тариф у розмірі 1 грошова одиниця за спожиту 1 кВт·год, то середній тариф дорівнюватиме його величині: $T_{\text{сеп1}} = 1$ (рис. 6.2).

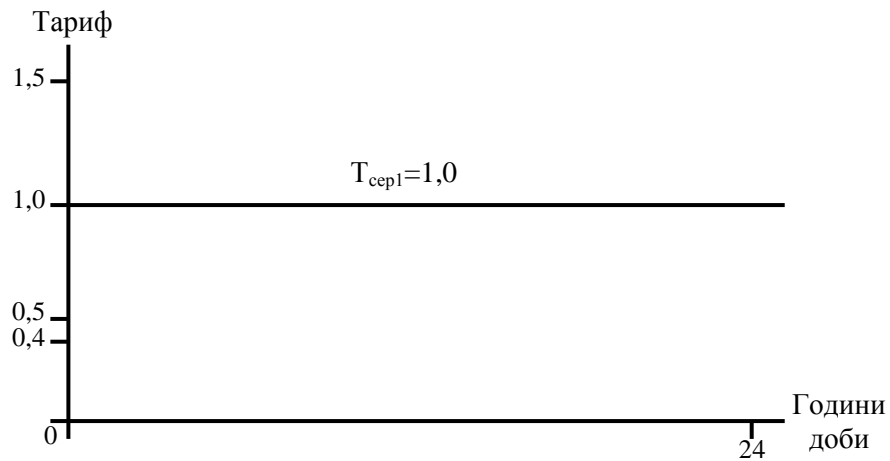
При застосуванні двоставкових тарифів середній тариф становитиме, наприклад, для підприємств, що працюють цілодобово і споживають однакову потужність:

$$T_{\text{сеп2}} = (0,4 \cdot 8 + 1,5 \cdot 16) / 24 = 1,13 \text{ грош. од.};$$

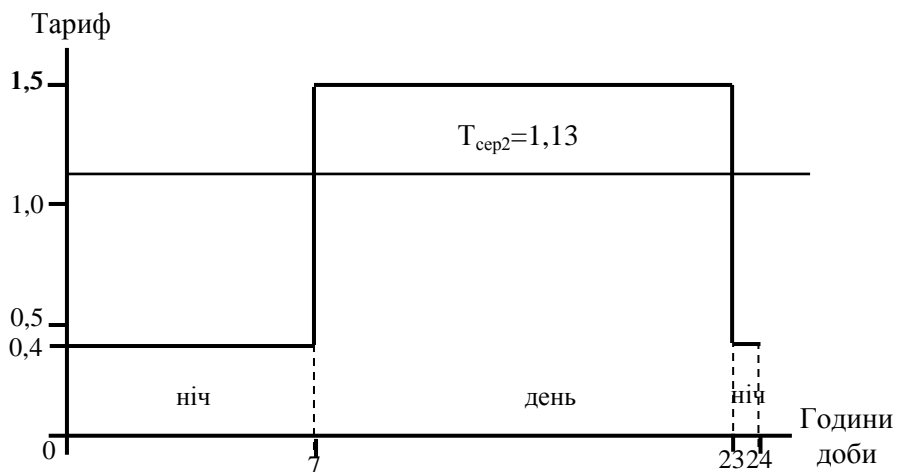
а при застосуванні триставкових тарифів:

$$T_{\text{сеп3}} = (0,4 \cdot 7 + 1,0 \cdot 11 + 1,5 \cdot 6) / 24 = 0,95 \text{ грош. од.}$$

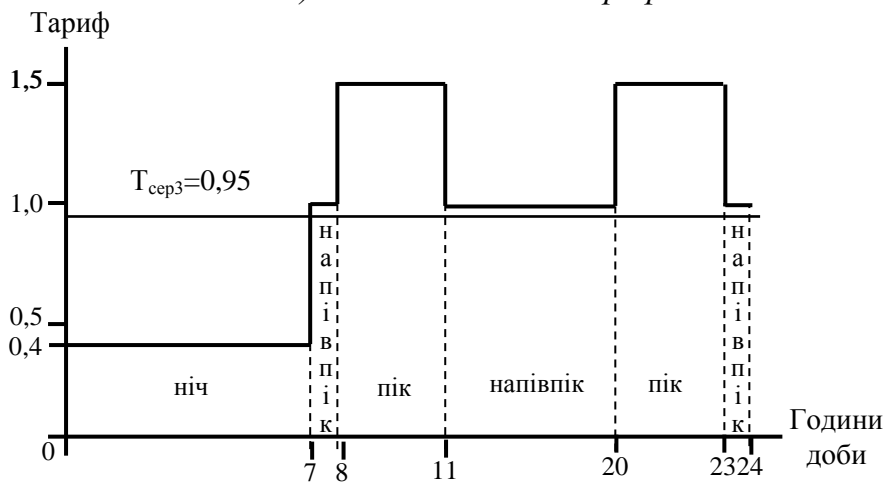
Таким чином, за умови цілодобового режиму роботи та незмінного обсягу споживання потужності підприємству вигідно використовувати триставкові тарифи, економлячи 5 % на оплаті електроенергії. У разі застосування двоставкового тарифу переплата становитиме 13 % порівняно із застосуванням одноставкового тарифу. Якщо підприємство має можливість змінювати споживану потужність і перенести навантаження на непікові зони доби, економія на оплаті за електроенергію за рахунок запровадження дво- або триставкових тарифів може зрости у декілька разів, пропорційно знизивши середній тариф.



а) – одноставковий тариф



б) – двоставковий тариф



в) – триставковий тариф

Рисунок. 6.2 – Зміна рівня середнього тарифу на електроенергію при застосуванні багатозонних тарифів (на прикладі підприємства із цілодобовим режимом роботи та постійним у часі обсягом енергоспоживання)

Приклад 3

Обґрунтувати доцільність застосування різних тарифних систем оплати за спожиту електроенергію за різних умов роботи підприємства, виходячи з таких даних.

Вартість 1 кВт·год електроенергії за звичайним тарифом становить 36 к. (із ПДВ). Активна потужність підприємства $P = 100$ кВт. Розрахунковий період – 1 місяць (30 днів).

Розв'язання

Кількість електроенергії, спожитої підприємством за різними зонами доби у розрахунковому періоді, становить:

пік: $100 \text{ кВт} \cdot 6 \text{ годин} \cdot 30 \text{ днів} = 18000 \text{ кВт}\cdot\text{год}$;

напівпік: $100 \text{ кВт} \cdot 11 \text{ годин} \cdot 30 \text{ днів} = 33000 \text{ кВт}\cdot\text{год}$;

ніч: $100 \text{ кВт} \cdot 7 \text{ годин} \cdot 30 \text{ днів} = 21000 \text{ кВт}\cdot\text{год}$.

Розглянемо різні варіанти роботи підприємства:

А. Підприємство працює цілодобово:

Загальний обсяг електроспоживання:

$18000 + 33000 + 21000 = 72000 \text{ кВт}\cdot\text{год}$.

1. Оплата за одноставковим тарифом

$E_1 = 0,36 \cdot 72000 = 25920,00 \text{ грн}$.

2. Оплата за тризонним тарифом: $E_3 = 0,648 \cdot 18000 + 0,3672 \cdot 33000 + 0,09 \cdot 21000 = 25671,00 \text{ грн}$.

Економія = $25920 - 25671 = 249 \text{ грн}$ – сума оплати майже не знижується.

Б. Підприємство працює лише в період напівпікової і нічної зон:

Загальний обсяг електроспоживання:

$33000 + 21000 = 54000 \text{ кВт}\cdot\text{год}$.

Оплата за одноставковим тарифом:

$E_1 = 0,36 \cdot 54000 = 19440,00 \text{ грн}$.

Оплата за тризонним тарифом:

$E_3 = 0,3672 \cdot 33000 + 0,09 \cdot 21000 = 14007,60 \text{ грн}$.

Сума оплати знижується на 5432,40 грн, тобто на 28 %.

В. Підприємство працює лише в період нічної зони:

Загальний обсяг електроспоживання: 21000 кВт·год.

Оплата за одноставковим тарифом

$E_1 = 0,36 \cdot 21000 = 7560,00 \text{ грн}$.

Оплата за тризонним тарифом: $E_3 = 0,09 \cdot 21000 = 1890,00 \text{ грн}$.

Сума оплати знижується на 5670,00 грн, тобто на 75 % (у чотири рази).

Г. Підприємство працює з 21.00 до 6.00 (нічне освітлення):

Загальний обсяг електроспоживання:

$3000 + 3000 + 21000 = 27000 \text{ кВт}\cdot\text{год}$.

Оплата за одноставковим тарифом

$E_1 = 0,36 \cdot 27000 = 9720,00 \text{ грн}$.

$E_3 = 0,648 \cdot 3000 + 0,3672 \cdot 3000 + 0,09 \cdot 21000 = 4935,60 \text{ грн}$.

Сума оплати знижується на 4784,40 грн, тобто на 49 % (удвічі).

6.4 Прибуток та рентабельність в енергетиці

Результатом фінансової діяльності енергетичного підприємства є прибуток. Прибуток – перевищення доходу над витратами. Зворотна величина називається збитком. **З економічної точки зору прибуток** – різниця між грошовими надходженнями і грошовими видатками. **З господарської точки зору прибуток** – це різниця між майновим станом підприємства на кінець і початок звітного періоду.

Аналіз усіх аспектів, пов'язаних із прибутком, дає можливість зрозуміти те, що прибуток, обчислюваний у бухгалтерському обліку, не відображає дійсного результату господарської діяльності. Усвідомлення цього привело до чіткого розмежування таких понять, як бухгалтерський та економічний прибутки. Перший – результат реалізації товарів і послуг, другий – результат «роботи» капіталу.

Підприємства реалізують свою продукцію споживачам, одержуючи за неї грошовий виборг. Однак це ще не означає одержання прибутку. Для виявлення фінансового результату необхідно зіставити виручку з витратами на виробництво продукції та її реалізацію, тобто із собівартістю продукції. Підприємство одержує прибуток, якщо виручка перевищує собівартість; якщо виборг дорівнює собівартості, то підприємство спромоглося лише відшкодувати витрати на виробництво і реалізацію продукції, і прибуток відсутній. Якщо витрати перевищують виборг, то підприємство має збиток, тобто негативний фінансовий результат. Він ставить його в скрутне фінансове становище, що не виключає і банкрутство.

Прибуток класифікують за декількома ознаками, основними з яких є (Бланк, 2011):

- джерела формування;
- види діяльності;
- склад елементів, що формують прибуток.

Систематизація основних видів прибутку наведена на рис. 6.3.

Відповідно до наведеної класифікації розглянемо основні види прибутку.

Кінцевий фінансовий результат (*прибуток або збиток*) складається з фінансового результату від реалізації продукції (робіт, послуг), основних фондів та іншого майна підприємства і доходів від позареалізаційних операцій, зменшених на суму витрат за цими операціями.

Прибуток (збиток) від реалізації продукції (робіт, послуг) визначається як різниця між виручкою від реалізації в діючих цінах без ПДВ і акцизів та витратами на виробництво і реалізацію продукції (рис. 6.4). Підприємства, що здійснюють експортну діяльність, при визначенні прибутку з виручки від реалізації продукції виключають ще й експортні тарифи.

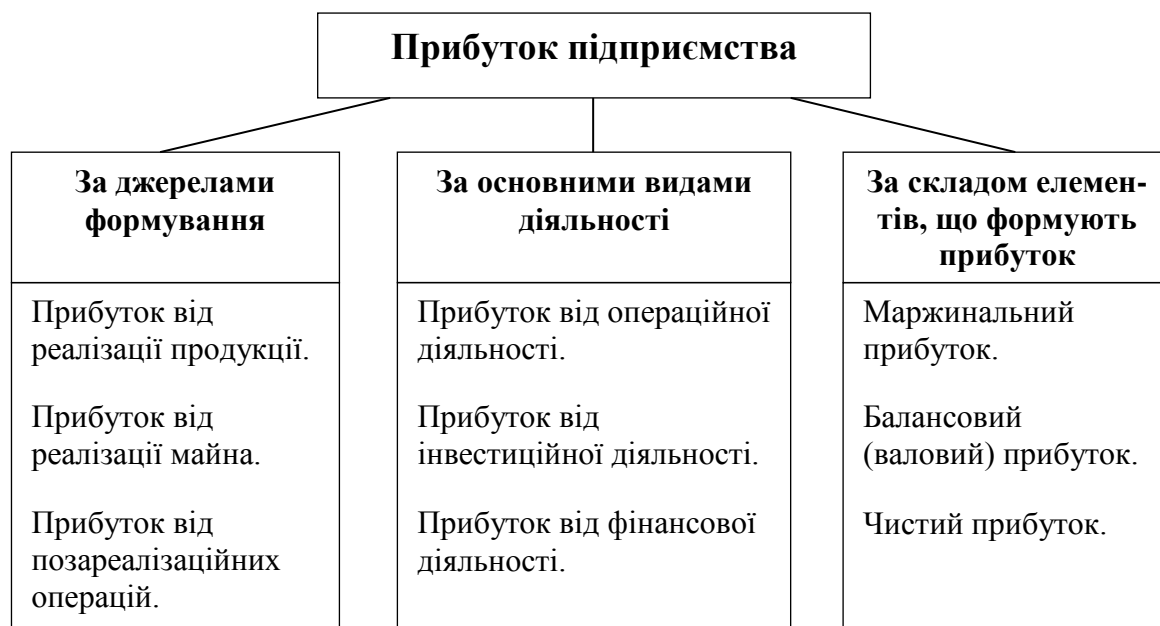


Рисунок 6.3 – Класифікація прибутку

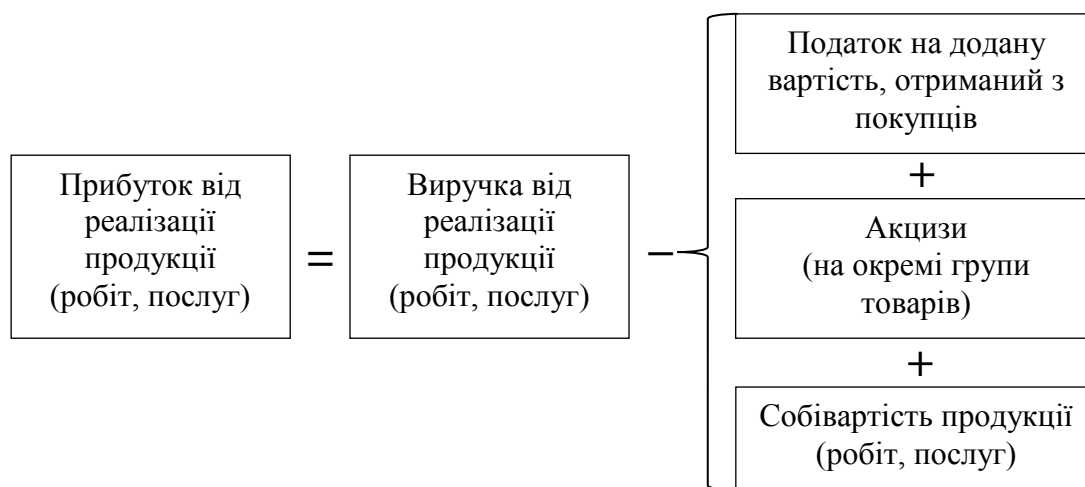


Рисунок 6.4 – Прибуток від реалізації продукції

Друга складова валового (загального) прибутку підприємства – **прибуток від реалізації основних засобів та іншого майна** (рис. 6.5).

Третя складова валового прибутку – **прибуток від позареалізаційних операцій**, тобто від операцій, безпосередньо не пов'язаних з основною діяльністю: здавання майна в оренду, доходи за цінними паперами підприємства, перевищення сум отриманих штрафів над сплаченими, прибуток від спільної діяльності, прибуток минулих років, виявлений у звітному році тощо.

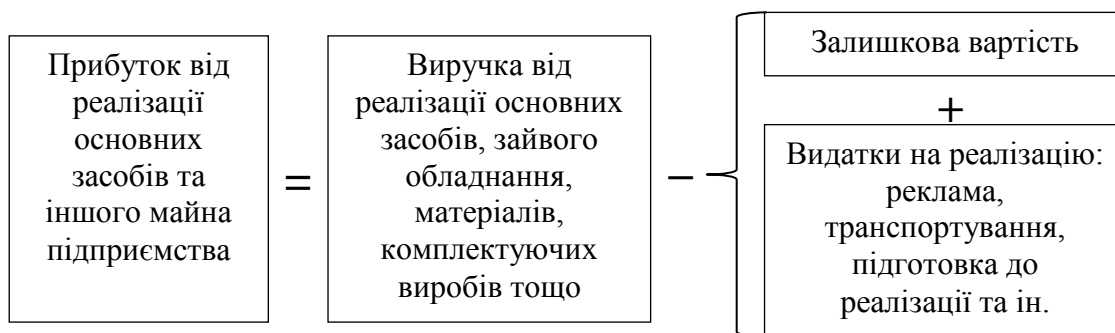


Рисунок 6.5 – Прибуток від реалізації основних засобів та іншого майна

Приклад 4

Визначимо балансовий прибуток, якщо відомо:

- вартість реалізованої енергетичної продукції з урахуванням ПДВ – 1200 тис. грн;
- собівартість реалізованої енергетичної продукції – 580 тис. грн;
- прибуток від реалізації зайвих основних фондів – 20 тис. грн;
- позареалізаційні доходи – 10 тис. грн;
- позареалізаційні витрати – 25 тис. грн.

Розв'язання

Балансовий прибуток визначаємо як суму трьох складових: прибутку від реалізації енергетичної продукції, прибутку від реалізації основних фондів і прибутку від позареалізаційних операцій.

Прибуток від реалізації продукції – це різниця між вартістю реалізованої продукції (без ПДВ) та її собівартістю:

$$1200 - \frac{1200 \cdot 16,67\%}{100\%} - 580 = 1000 - 580 = 420 \text{ тис. грн.}$$

Прибуток від позареалізаційних доходів знаходимо як різницю між позареалізаційними доходами і витратами: $10 - 25 = -15$ тис. грн.

Знак «мінус» говорить не про прибуток, а про позареалізаційні збитки.

Балансовий прибуток становитиме: $420 + 20 - 15 = 425$ тис. грн.

У процесі управління прибутком ключову роль приділяють формуванню прибутку від операційної діяльності. Під *операційною діяльністю* розуміють основний вид діяльності підприємства, для здійснення якого воно саме й створене (Бланк, 2011).

Безумовно, характер операційної діяльності визначається специфікою галузі, у якій працює дане підприємство. Для більшості енергетичних підприємств базою операційної діяльності є виробничо-комерційна або товарно-збутова діяльність.

Інвестиційна діяльність пов'язана із процесом обґрунтування і реалізації найбільш ефективних форм вкладення капіталу, спрямованих на розширення економічного потенціалу енергетичного підприємства. Резуль-

тати цієї діяльності відображені частково у прибутку від позареалізаційних операцій (у вигляді доходів від участі у спільних підприємствах або вкладення цінних паперів), а частково – у прибутку від реалізації майна.

Фінансова діяльність пов'язана із забезпеченням підприємства зовнішніми джерелами фінансування (залучення додаткового акціонерного капіталу, емісія облігацій та інших цінних паперів, залучення кредиту, а також обслуговування залученого капіталу шляхом виплати дивідендів і кредитів). Виходячи з того, що в цьому разі сформувавши прибуток прямо не можна, під прибутком від фінансової діяльності розуміють непрямий ефект від залучення капіталу із зовнішніх джерел на умовах більш вигідних, ніж середньоринкові.

Формування чистого прибутку подане на рис. 6.6.

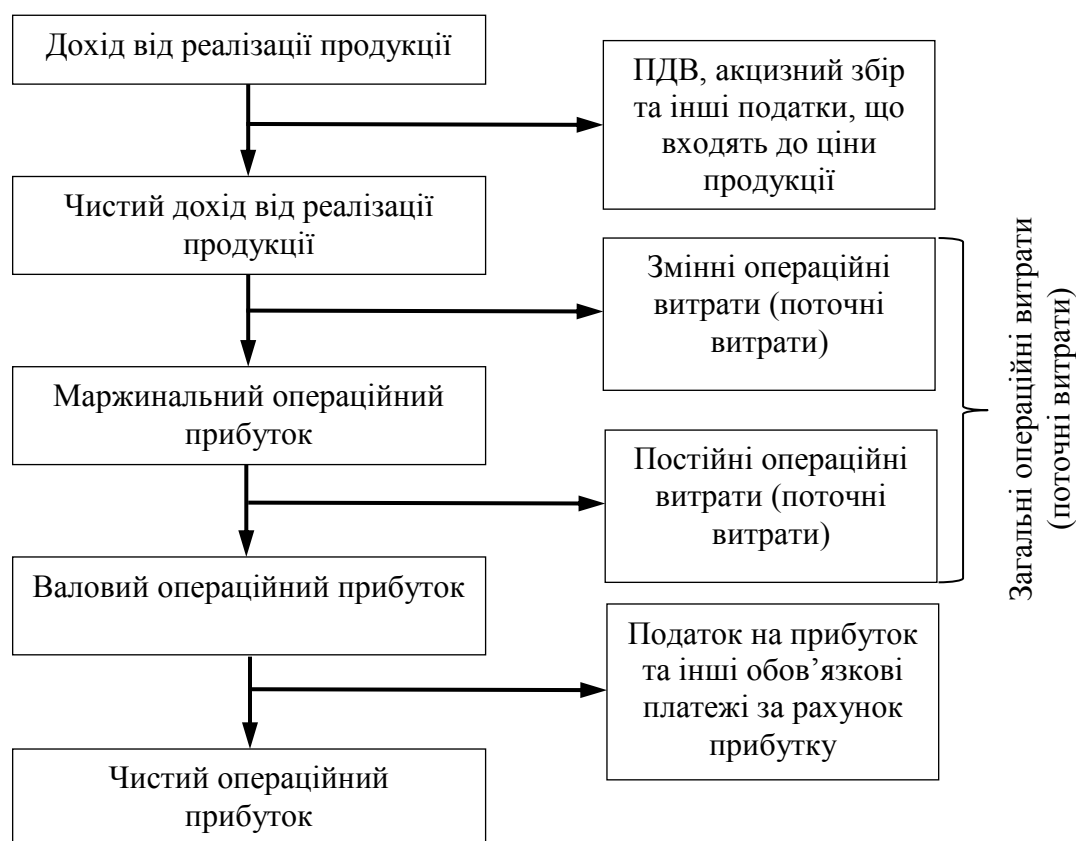


Рисунок 6.6 – Схема формування чистого прибутку підприємства

Маржинальний прибуток характеризує суму чистого доходу від операційної діяльності (валового доходу підприємства від цієї діяльності, зменшеного на суму непрямих податкових платежів) за відрахуванням суми змінних витрат. **Валовий прибуток** характеризує суму чистого доходу від операційної діяльності за відрахуванням усіх операційних витрат:

як постійних, так і змінних (балансовий прибуток відповідно становить різницю між усією сумою чистого доходу і всією сумою його поточних витрат). **Чистий прибуток** характеризує суму балансового (або валового) прибутку, зменшеного на суму податкових платежів за його рахунок.

Для підвищення ефективності роботи енергетичних підприємств першочергове значення має виявлення резервів збільшення обсягів виробництва і реалізації, зниження собівартості продукції (робіт, послуг), зростання прибутку.

Для визначення основних напрямків пошуку резервів збільшення прибутку фактори, що впливають на його одержання, класифікують за різними ознаками (рис. 6.7) (Економіка, 2012).

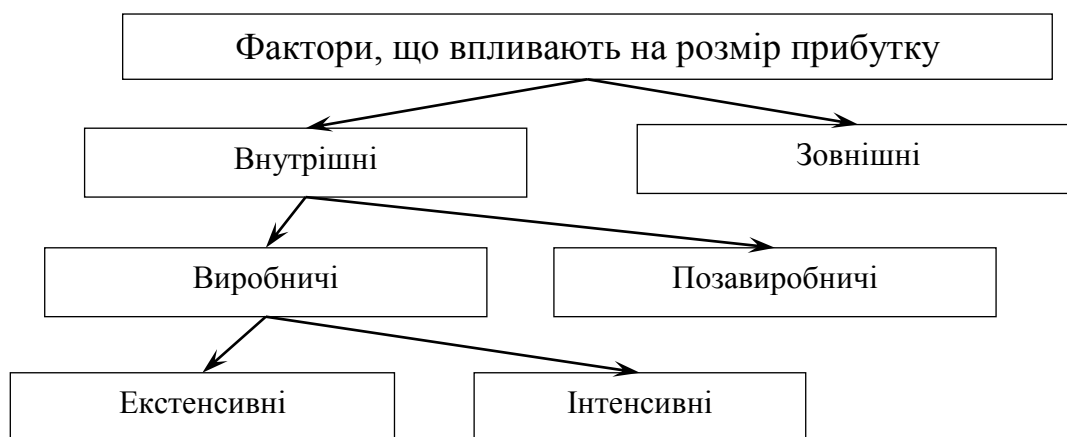


Рисунок 6.7 – Класифікація факторів, що впливають на величину прибутку

До **зовнішніх** факторів належать природні умови, державне регулювання цін, тарифів, відсотків, податкових ставок і пільг, штрафних санкцій та ін. Ці фактори не залежать від діяльності підприємств, але можуть значно впливати на розмір прибутку.

Внутрішні фактори поділяються на *виробничі* та *позавиробничі*. Виробничі фактори характеризують наявність і якісні показники використання засобів і предметів праці, трудових і фінансових ресурсів й, у свою чергу, можуть розподілятися на *екстенсивні* й *інтенсивні*. *Екстенсивні* фактори впливають на процес одержання прибутку через кількісні зміни: обсягу засобів і предметів праці, фінансових ресурсів, часу роботи устаткування, чисельності персоналу, фонду робочого часу й ін. *Інтенсивні* фактори впливають на процес одержання прибутку через якісні зміни: підвищення продуктивності устаткування і поліпшення його якостей, використання прогресивних видів матеріалів та удосконалення технології їх обробки, прискорення оборотності обігових коштів, підвищення кваліфікації і продуктивності праці персоналу, зниження трудомісткості та матеріаломі-

сткості продукції, удосконалення організації праці й більш ефективно використання фінансових ресурсів тощо.

До позавиробничих факторів належать, наприклад, постачальницько-збутова і природоохоронна діяльність, соціальні умови праці та побуту тощо.

Під час здійснення фінансово-господарської діяльності підприємства всі ці фактори перебувають у тісному взаємозв'язку і взаємозалежності. У промисловості до основних шляхів збільшення прибутку належать зростання реалізації і зниження собівартості продукції. **В енергетиці** можливості зростання реалізації продукції через її відомі технологічні особливості вкрай обмежені. Тому одним із найважливіших завдань енергетичних підприємств є збільшення прибутку за рахунок зниження собівартості генерування та передачі енергії.

Подробиці

Упродовж 2013 року 34,1 % вітчизняних підприємств були збитковими (у 2012 р. – 35,5 %). Найбільша кількість таких підприємств – у будівництві (39,8 %) та сфері послуг (тимчасове розміщування й організація харчування – 41,1 %, фінансова та страхова діяльність – 40,0 %, операції з нерухомим майном – 44,2 %, мистецтво, спорт, розваги та відпочинок – 45,7 %). У 2012 році показники збитковості зазначених галузей мали такий вигляд: будівництво – 37,9 %, тимчасове розміщування й організація харчування – 40,3 %, фінансова та страхова діяльність – 39,1 %, операції з нерухомим майном – 42,2 %, мистецтво, спорт, розваги та відпочинок – 42,8 % (Статистичний, 2014). Отже, як бачимо, галузева структура нерентабельних виробництв в Україні з часом не зазнає істотних змін.

Якщо прибуток виражається абсолютною сумою, то рентабельність – це відносний показник інтенсивності виробництва. Він характеризує рівень прибутковості щодо певної бази. Роботу підприємства можна вважати рентабельною, якщо суми виручки від реалізації продукції достатні не лише для покриття витрат на виробництво та реалізацію, а й для утворення прибутку.

Рентабельність може обчислюватися по-різному. Протягом останніх 25 років широко застосовувався показник рентабельності, що визначався як відношення прибутку до суми виробничих фондів (середньорічної вартості основних виробничих фондів – ОФ) і нормованих обігових коштів (середньорічної вартості залишку нормованих обігових коштів – НОС).

Цей показник рентабельності обчислюється за формулою

$$P = \frac{\Pi}{\text{ОФ} + \text{НОС}} \cdot 100 \%, \quad (6.5)$$

де P – рівень рентабельності виробництва, %; Π – сума валового прибутку, грн.

Приклад 5

Визначити рентабельність енергетичного виробництва, якщо вартість реалізованої продукції у звітному році – 980 тис. грн; собівартість реалізованої продукції – 800 тис. грн; прибуток від позареалізаційних операцій – 15 тис. грн; середньорічна вартість основних фондів – 850 тис. грн; оборотних фондів – 250 тис. грн.

Розв'язання

Прибуток від реалізації товарної продукції визначається як різниця між вартістю реалізованої продукції та її собівартістю:

$$980 - 800 = 180 \text{ тис. грн.}$$

Балансовий прибуток – як сума прибутку від реалізації товарної продукції і прибутку від позареалізаційних операцій:

$$180 + 15 = 195 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності виробництва визначається як відношення балансового прибутку до середньорічної вартості основних фондів та обігових коштів:

$$\frac{195}{850 + 250} \cdot 100 \% = 17,73 \%$$

Крім рентабельності виробництва, у процесі аналізу підприємницької діяльності підприємств широко використовується показник рентабельності продукції, обчислений як відношення прибутку від реалізації продукції до повної собівартості цієї продукції.

Застосування цього показника рентабельності найбільш раціональне при внутрішньогосподарських аналітичних розрахунках, під час контролю за прибутковістю (збитковістю) окремих видів виробів, упровадження у виробництво нових видів продукції та зняття з виробництва неефективних виробів.

З огляду на те, що прибуток пов'язаний як і з собівартістю продукції, так і з ціною, за якою продукція реалізується, рентабельність останньої може бути обчислена як відношення прибутку до вартості реалізованої продукції за вільними чи регульованими цінами.

Рентабельність продукції у двох її різновидах обчислюється за формулами

$$P = \frac{\Pi}{CB} \cdot 100 \% \quad \text{та} \quad P = \frac{\Pi}{РП} \cdot 100 \%, \quad (6.6)$$

де P – рентабельність продукції, %; Π – валовий прибуток підприємства, грн; CB – повна собівартість реалізованої продукції, грн; PII – обсяг реалізованої продукції у відповідних цінах (за мінусом ПДВ, акцизів), грн.

Приклад 6

Визначити рентабельність енергетичної продукції, якщо вартість реалізованої продукції у звітному періоді – 780 тис. грн; собівартість реалізованої продукції – 660 тис. грн.

Розв'язання

Прибуток визначається як різниця між вартістю реалізованої продукції та її собівартістю: $780 - 660 = 120$ тис. грн.

Рівень рентабельності продукції визначається як відношення прибутку до відповідно повної собівартості реалізованої продукції та обсягу реалізованої продукції:

- за собівартістю: $P = 120 / 660 \cdot 100 \% = 18,2 \%$;
- за обсягом реалізації: $P = 120 / 780 \cdot 100 \% = 15,3 \%$.

Показники рентабельності беруть активну участь у процесах аналізу фінансово-господарської діяльності підприємств, фінансовому плануванні, виробленні управлінських рішень, ухваленні рішень потенційними кредиторами й інвесторами.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. У чому полягає сутність категорії «ціна» в умовах ринкової економіки для підприємства?
2. Яким є порядок установлення ціни на рівні підприємства?
3. Охарактеризуйте види цін за рівнем формування.
4. Охарактеризуйте види цін за специфікою.
5. Охарактеризуйте види цін за ступенем впливу на них держави.
6. Охарактеризуйте сучасні основні тенденції та механізми формування цін на основні види паливно-енергетичних ресурсів: нафту, вугілля, природний газ.
7. Які підходи існують до встановлення цін на природний газ? Поясніть сутність кожного.
8. Розкрийте особливості формування цін на природний газ в Україні.
9. Охарактеризуйте суть та основні функції тарифів на електроенергію.
10. Які існують основні концепції формування тарифних ставок?
11. Охарактеризуйте показники для розрахунку тарифних ставок.
12. Охарактеризуйте види тарифів на електроенергію.

13. Розкрийте сутність тарифних систем.
14. Охарактеризуйте тарифи на електроенергію в Україні.
15. Розкрийте поняття прибутку, його складових.
16. Охарактеризуйте види прибутку.
17. Які фактори впливають на величину прибутку?
18. Що таке рентабельність? Охарактеризуйте її види.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Витрати на виробництво тепла котельнею за звітний рік становили 45328,8 тис. грн, витрати на транспортування тепла споживачу 15 % від витрат на виробництво. Виторг від реалізації продукції становив 58839,5 тис. грн. За рахунок проведення заходів з енергозбереження передбачається в плановому році зменшити витрати на виробництво тепла на 2 %, а витрати на транспортування скоротити до 12 %. Визначити зміну рентабельності виробництва тепла.

2. Визначити планову величину прибутку від реалізації продукції і рентабельність виробництва, якщо витрати на виробництво енергетичної продукції становили 64798 тис. грн, а витрати на реалізацію продукції – 14 % від витрат на виробництво. Виторг від реалізації продукції становив 88500,9 тис. грн. Вартість основних виробничих фондів становила 59,6 млн грн, вартість оборотних фондів – 24 % від вартості основних фондів.

3. Розрахувати додатковий дохід електричної компанії від впровадження тризонного тарифу за зонами доби та середній тариф, якщо обсяг енергоспоживання упродовж доби такий:

- 6.00–11.00 – 620 МВт·год;
- 11.00–17.00 – 500 МВт·год;
- 17.00–21.00 – 580 МВт·год;
- 21.00–6.00 – 300 МВт·год.

До впровадження тризонного тарифу єдиний тариф становив 0,36 грн/кВт·год, після впровадження тризонного тарифу оплата за спожиту електроенергію здійснюється з урахуванням таких коефіцієнтів: ніч – 0,6; день – 1; пік – 1,8.

4. Визначити рівень рентабельності до собівартості та рентабельність до собівартості за вирахуванням вартості використаного палива та енергії, допоміжних матеріалів за таких умов: вартість реалізованої продукції – 62 млн грн, собівартість товарної продукції – 54 млн грн, величина матеріальних витрат у собівартості продукції – 45 млн грн.

РОЗДІЛ 7

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ГОСПОДАРСЬКИХ ЗАХОДІВ В ЕНЕРГЕТИЦІ

- Поняття про ефект та ефективність
- Методичні підходи до вибору інструментарію техніко-економічного обґрунтування господарських рішень
 - Показники економічної ефективності
 - Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти
 - Особливості оцінки економічної ефективності витрат на природоохоронні заходи в енергетиці

7.1 Поняття про ефект та ефективність

Розвиток енергетичних об'єктів потребує прийняття обґрунтованих господарських рішень, що характеризуються високим рівнем технічної ефективності та соціально-економічної доцільності. У зв'язку з цим в економіці енергетики одним із ключових понять є *економічна ефективність господарських заходів*.

Господарськими заходами можуть вважатися:

- впровадження нової (наприклад, енергоефективної) техніки;
- інвестиційний проект;
- укладання комерційної угоди;
- реалізація будь-якого господарського рішення;
- здійснення природоохоронних заходів на енергетичному об'єкті;
- проведення соціальних заходів, спрямованих на підвищення добробуту людей, поліпшення інфраструктури, формування культурних цінностей та ін.

Спільними для всіх цих заходів є два моменти:

- ✓ *по-перше*, усі вони спрямовані на досягнення конкретного *результату* (соціального або економічного);
- ✓ *по-друге*, усі вони вимагають *витрат* коштів (або інших ресурсів).

Теорія ефективності чітко розмежовує поняття *ефекту* й *ефективності*, розуміючи під першим *результат* заходу, а під другим – *співвідношення ефекту і витрат*, що його викликали.

Ефект (від лат. effectus – виконання, дія) означає результат, наслідок яких-небудь причин, дій. Ефект може вимірюватися у матеріальному, соціальному, грошовому вираженні. Зокрема, ефект може оцінюватися обсягом додатково виробленої і спожитої продукції (тобто штуками, кубічними чи квадратними метрами, кВт·год, тоннами і т. д.), показниками поліпшення здоров'я населення (наприклад, зниженням захворюваності або смертності,

виробничого травматизму, підвищенням середньої тривалості життя) і т. д. У тому випадку, коли зазначені результати одержують грошову оцінку, говорять про економічний ефект.

Економічний ефект – виражений у вартісній (грошовій) формі результат яких-небудь дій (зокрема перелічених вище господарських заходів).

Примітка

Якщо згадані результати впливають не лише на суто виробничу сферу, але й обумовлюють зміни, пов'язані з впливом на здоров'я або умови життєдіяльності людини, прийнято говорити про *соціально-економічний ефект*. Якщо ці зміни стосуються природоохоронної сфери, використовують вираз *«еколого-економічний ефект»*.

Хоча за самим визначенням *результат* і *ефект* є спорідненими поняттями (ефект – певна форма результату), потреби економічної практики змушують у ряді випадків розмежовувати ці терміни. При цьому під умовним поняттям *«економічний результат»*, як правило, мають на увазі загальний («брутто») результат (зокрема виторг, дохід), а під поняттям *«економічний ефект»* – чистий («нетто») результат (зокрема прибуток). Принциповий взаємозв'язок між зазначеними двома поняттями може бути виражений формулою

$$E = P - B, \quad (7.1)$$

де E – величина умовного економічного ефекту; P – величина умовного економічного результату; B – повні витрати за заходом, що викликав ефект.

Залежно від рівня господарювання розглянуті показники можуть, зокрема, набувати такого змісту.

Рівень національної економіки, паливно-енергетичного комплексу:

P – приріст ВВП (країни, галузі) за певний період часу;

B – повні витрати за заходом, включаючи економічні збитки від забруднення довкілля;

E – приріст національного доходу (країни, галузі).

Рівень енергетичного підприємства:

P – загальний виторг підприємства за певний період часу;

B – вартість виробництва і реалізації продукції «плюс» податкові відрахування і платежі;

E – прибуток.

Якщо результати економічної діяльності перевищують витрати, говорять про позитивний ефект (зокрема підприємство отримує прибуток), у

протилежному разі – про негативний ефект (збиток) (Экономическая, 1999).

У ролі показника економічного ефекту залежно від цілей заходу і від рівня прийняття рішення можуть використовуватися:

- **на національному рівні:**

- приріст національного доходу;
- збільшення надходження валютних коштів у країну;
- збільшення обсягу податкових надходжень до бюджету;
- зниження зовнішнього (внутрішнього) боргу;
- зниження економічного збитку від забруднення навколишнього природного середовища тощо;

- **на територіальному рівні:**

- збільшення обсягу надходжень до бюджету;
- збільшення відрахувань, спрямованих на вирішення соціальних проблем;
- зростання доходів населення тощо;

- **на рівні енергетичного підприємства:**

- зростання прибутку;
- приріст заробітної плати працівників підприємства;
- економія заробітної плати унаслідок вивільнення працівників;
- заощадження сировини, енергії, матеріалів тощо.

Ефективність визначається відношенням результату (ефекту) до витрат, що забезпечили його одержання.

Ефективність розкриває характер причинно-наслідкових зв'язків енергетичного виробництва. Вона відбиває не сам результат, а те, якою ціною він був досягнутий. Тому ефективність найчастіше характеризується відносними показниками, що розраховуються на основі двох груп характеристик (параметрів) результату і витрат. Це, втім, не виключає розгляду у системі показників ефективності і самих абсолютних значень вихідних параметрів.

Економічна ефективність – це вид ефективності, що характеризує результативність діяльності економічних систем (підприємств, територій, національної економіки). Основною особливістю таких систем є варіативний характер засобів (витрат) досягнення цілей (результатів), а в ряді випадків і самих цілей (зокрема одержання прибутку).

У загальному вигляді принципова схема визначення показника ефективності може бути виражена формулою

$$e = \frac{E}{B}, \quad (7.2)$$

де e – показник економічної ефективності; E – величина економічного ефекту; B – витрати ресурсів (коштів, засобів виробництва, предметів праці, трудових факторів, часу, ін.) на забезпечення зазначеного економічного ефекту.

Приклад 1

Розрахуємо економічний ефект та ефективність господарського заходу із встановлення енергозберігаючих ламп у виробничому цеху, якщо витрати на встановлення ламп становлять 30 тис. грн, річна економія коштів на освітлення – 12 тис. грн. Термін служби однієї лампи в середньому становить 5 років.

Економічний результат за весь період використання ламп (5 років) без урахування фактора часу становитиме: $12 \cdot 5 = 60$ тис. грн; тобто економічний ефект становитиме: $E = 60 - 30 = 30$ тис. грн. Відповідно економічна ефективність заходу $e = 30 / 30 = 1$, або 100 %. Таким чином, захід характеризується високою економічною ефективністю і рекомендується до впровадження.

Хоча сам загальний теоретичний принцип має простий і однозначний вигляд, його практична реалізація може здійснюватися на основі різних методичних підходів. Їх вибір вимагає глибокого розуміння економічного змісту господарського заходу, ефективність якого передбачається оцінити.

7.2 Методичні підходи до вибору інструментарію техніко-економічного обґрунтування господарських рішень

Показники ефективності в енергетиці, як і в будь-якій іншій галузі національного господарства, розраховуються не для самих показників, а для техніко-економічного обґрунтування управлінських рішень. Тому для правильного вибору методів розрахунку ефективності необхідно перш за все проаналізувати особливості прийнятого рішення. Серед найбільш суттєвих моментів, що повинні враховуватися при зазначеному виборі, необхідно виділити:

- характер *цільової настанови* прийнятих рішень;
- *базу порівняння* отриманих оцінок економічної ефективності;
- необхідний *ступінь деталізації розрахунків*;
- місце розглянутого господарського заходу в *життєвому циклі* продукту;
- місце розглянутих ефектів і витрат щодо *сфери інтересів* економічних суб'єктів, що беруть участь у реалізації заходу.

Зупинимося докладніше на ключових моментах розглянутих особливостей.

Цільова настанова рішень, що приймаються. Яким чином характер ухвалених рішень може впливати на вибір методів техніко-економічного обґрунтування господарських рішень? Справа у тому, що від цільової настанови залежить вибір критерію оптимізації варіантів, що обираються. Для цієї оптимізації, власне, й аналізуються показники ефективності. Це, у свою чергу, обумовлює стратегію оптимізації й вибір розрахунку ефективності.

При всій різноманітності видів і форм господарських рішень реально можна говорити лише про дві основні системи критеріїв оптимізації, що принципово відрізняються, та про одну комбіновану, що поєднує у собі основні критерії перших двох систем:

- 1) максимізація *результату* при фіксованих витратах (ресурсах);
- 2) мінімізація *витрат* (ресурсів) при фіксованому результаті;
- 3) оптимізація (найчастіше максимізація) *співвідношення витрат і результатів*, як правило, із додатковим урахуванням інших показників ефективності (у тому числі й натуральних).

Примітка

Стосовно формули (7.2) зазначене означає, що найчастіше техніко-економічне обґрунтування господарських рішень зводиться до вибору варіантів, у яких змінюється або чисельник (при фіксованому знаменнику), або знаменник (при фіксованому чисельнику). Значно рідше доводиться мати справу із ситуацією, коли у порівнюваних варіантах відрізняються і чисельник, і знаменник. У цьому випадку підставою ухвалення рішення є відношення зазначених двох величин (хоча приймати рішення у цьому випадку набагато складніше).

Формально розглянуті ситуації можуть бути виражені відповідно алгоритмами:

- 1) $E_i \rightarrow \max$ при $B = \text{const}$ (фіксовані витрати);
- 2) $B_i \rightarrow \min$ при $E = \text{const}$ (фіксовані результати);
- 3) $\frac{E_i}{B_i} \rightarrow \max$, (7.3)

де i – номер можливого варіанта ухвалених рішень.

Розглянуті ситуації залежно від цільової настанови рішення умовно можуть бути названі інвестиційними, ресурсними і комбінованими.

Інвестиційні цільові настанови охоплюють ті випадки, коли метою господарського рішення є максимізація результату при використанні обмежених ресурсів. Найчастіше це пошук напрямків найвигіднішого вкладення коштів (капіталу). Основний критерій ухвалення рішень – максимізація прибутку («*гроші заради грошей*»). У цьому випадку доводиться мати

справу з відносно фіксованою сумою вихідного капіталу (ресурсів, коштів, витрат), які потрібно (або можна) вкласти «у справу».

Приклад 2

Найбільш характерними прикладами реалізації цільової настанови даного напрямку можна вважати такі ситуації.

- На енергетичному підприємстві утворився надлишок капіталу, який необхідно (можливо) пустити в діло. «Компасом» у пошуку найбільш перспективного напрямку вкладення капіталу може бути показник *«Обсяг можливого прибутку на кожний долар (гривню, карбованець) інвестованих коштів»*.

- На підприємстві знизилася рентабельність виробництва і реалізації енергетичної продукції. В умовах обмеженості коштів у фірми немає можливості здійснити комплексну масштабну трансформацію виробництва. Проте вона може мобілізувати деякий капітал на його обмежену модернізацію. Показник *«Економічний ефект»* може підказати пріоритетний напрямок (або пріоритетні напрямки) інвестування виділеного резерву коштів.

- На національному або регіональному рівні існує інвестиційний фонд підтримки інноваційних енергозберігаючих рішень (у тому числі на основі субсидування, дотацій або пільгового кредитування). Одним із критеріїв добору кандидатів на використання коштів фонду може бути *очікувана величина народногосподарського ефекту* від упровадження можливих результатів номінантів фонду. Необхідні розрахунки економічної ефективності можуть бути виконані незалежною групою експертів.

Ресурсні рішення ухвалюються в умовах, коли очікуваний результат (генеральна мета) уже заданий. Тому основне призначення таких рішень – *вибір засобів (ресурсів, коштів)*, що можуть забезпечити досягнення заданого (відносно фіксованого) *результату («ресурси заради результату»)*. Відповідно критерієм ухвалення рішень є мінімізація ресурсів при порівняльному результаті. Вихідними (у даному випадку такими, що мінімізуються) ресурсами можуть бути грошові кошти (капітал), матеріальні й енергетичні ресурси, трудові фактори (люди), час.

Приклад 3

Найбільш характерними прикладами, що ілюструють реалізацію цільових настанов розглянутого напрямку, можна вважати такі ситуації.

- На енергетичному підприємстві обрано пріоритетний напрямок інвестування вільного капіталу (наприклад, збільшення обсягів виробництва енергопродукції, створення тепличного господарства, виконання ремонтних робіт, надання транспортних послуг тощо). Після того як фахівці підприємства визначили місткість ринку й оптимальну потужність майбутнього виробництва, виникла проблема пошуку оптимального технологічного рі-

шення. Оптимальним може вважатися варіант, який, забезпечуючи основні параметри технічного завдання (у тому числі й необхідний рівень якості майбутньої продукції або послуг), буде реалізований з *мінімальними витратами*.

- Для реалізації державної або муніципальної програми оголошений тендер. Серед прикладів конкретних завдань програми можна назвати забезпечення енергоресурсами, постачання структур, що фінансуються з державного (муніципального) бюджету, будівництво об'єктів соціальної інфраструктури та ін. При порівняльних якісних показниках вирішальним моментом для добору компаній – переможців тендера є пропонована ними *вартість* здійснення робіт.

Комбіновані цільові настанови виникають тоді, коли варіанти, що є альтернативними (тобто такими, серед яких доводиться вибирати, ухвалюючи рішення), значно розрізняються параметрами як своїх результатних, так і витратних характеристик.

Хоча зовні ситуація відрізняється від двох розглянутих вище напрямків, у конкретних умовах, що стосуються цього напрямку, як правило, зберігається пріоритетна цільова орієнтація «інвестиційного» чи «ресурсного» характеру. Якщо це відбувається за першим сценарієм, процес обґрунтування рішення мало відрізняється від «інвестиційних» ситуацій, із тією лише різницею, що як критерій ухвалення рішення замість величини економічного ефекту ($E \rightarrow \max$ при $B = \text{const}$) використовується величина економічної ефективності ($E/B \rightarrow \max$).

Приклад 4

Підприємство здійснює пошук напрямків інвестування вільного капіталу. До розгляду пропонуються 3 варіанти вкладання коштів, що характеризуються такими показниками економічного ефекту та витрат: $E_1 = 250$ тис. грн, $E_2 = 320$ тис. грн, $E_3 = 380$ тис. грн; $B_1 = 180$ тис. грн, $B_2 = 240$ тис. грн, $B_3 = 320$ тис. грн. Критерієм вибору найкращого варіанта є максимальна величина *економічної ефективності* (тобто $E_i / B_i = e_i \rightarrow \max$). Отже, якщо $e_1 = 250 / 180 = 1,39$; $e_2 = 320 / 240 = 1,33$; $e_3 = 380 / 320 = 1,19$, то найкращим варіантом вкладання коштів при інших однакових умовах є перший варіант, оскільки його економічна ефективність є максимальною.

Значно складніше підготувати обґрунтування рішень при пріоритетності отримання певного результату («ресурсна» ситуація). Цілком ймовірно, основними критеріями ухвалення рішення в цьому випадку повинні бути неекономічні чинники, тобто конкретні технічні характеристики (продуктивність, кількість виконуваних функцій, інші технологічні або експлуатаційні показники). Величина ж *економічної ефективності* також

може (і повинна) бути використана, але лише як одна з багатьох рівноцінних при розгляді характеристик або як допоміжний показник.

Приклад 5

- Для вирішення конкретного виробничого завдання енергетичне підприємство змушене створити ремонтний цех. Крім того, що розглянуті варіанти мають різні технічні характеристики, вони також відрізняються своєю потужністю. Зокрема, можливості одного з варіантів перевищують потреби даного підприємства. Це дає змогу, крім вирішення виробничих завдань даного підприємства, виконувати замовлення «на сторону», отримуючи додатковий прибуток. У цьому випадку пріоритетними залишаються неекономічні (технічні) параметри, адже вони забезпечують якість основного виробництва, а отже, і основний розмір прибутку, одержуваного підприємством.

- До подібного ж класу ситуацій належить завдання: що краще придбати: дорогу, але якісну, чи дешеву, але менш досконалу річ (верстат, прес, автомобіль, трактор, літак)? Хоча у багатьох випадках економічний інструментарій дає можливість оцінити додаткові економічні переваги підвищеної якості, дуже часто такі оцінки або утруднені, або охоплюють неповний спектр усіх можливих ефектів. Тому улюблена фраза англійців «Я не занадто багатий, щоб купувати дешеві речі» тримається не стільки на точному розрахунку, скільки на інтуїтивному сприйнятті вікового досвіду. Ухвалення рішень у проаналізованому класі ситуацій дуже часто обумовлено індивідуальною перевагою або довірою, які надають керівники чи споживачі тій чи іншій фірмі. У згаданому випадку рішення приймаються на користь більш дорогого варіанта (що передбачає більш високу якість). Іноді ж на ухвалення рішень можуть впливати деякі особливості даної конкретної ситуації, які діють на користь більш дешевого варіанта. Наприклад, в існуючих виробничих умовах залишаються незатребуваними багато функцій даного виробу або через реальну потребу нетривалого терміну використання виробу менш значущим стає його довговічність.

Хоча, як ми переконалися раніше, показники економічної ефективності не завжди можуть повністю забезпечити однозначність у виборі аналізованого варіанта, вони значно підвищують рівень техніко-економічної обґрунтованості ухвалення рішень. Ця обґрунтованість виявляється тим вищою, чим повніше вдається врахувати, з одного боку, витрати на втілення у життя розглянутого варіанта, з іншого – усі ефекти (як позитивні, так і негативні) від його реалізації.

База порівняння показників ефективності. Ще одним важливим моментом теорії ефективності є відповідь на запитання, що робити з отриманими показниками ефективності. Як було зазначено раніше, показники не є самоціллю – вони повинні бути підставою для ухвалення управлінсь-

кого рішення. Щоб це відбулося, керівник, який ухвалює рішення, повинен мати *базу порівняння* – своєрідний шаблон, з яким би він зіставляв отримані показники. Якщо проаналізований показник умовно кращий, від встановленого шаблону, виникає підстава для ухвалення позитивного рішення, якщо гірший – доводиться говорити про передумови для негативного рішення.

Формування «базис порівняння» є невід’ємною проблемою всієї теорії ефективності. Аналіз вітчизняних і закордонних джерел дає можливість говорити, що для формування подібної «базис» можуть використовуватися такі показники:

- значення кращих із *проаналізованих варіантів* ухвалення рішень; у даному випадку можна сказати, що «шаблон» для порівняння перебуває серед найбільш отримуваних показників;
- значення кращих *вітчизняних та/чи зарубіжних варіантів*;
- значення *існуючого стану* (зокрема зразка, що використовується у даний момент);
- значення *умовного нормативу*, тобто затвердженого у масштабах національної економіки, галузі чи регіону підприємства стандартного показника економічної ефективності; саме подібний методичний підхід широко використовувався в умовах командної економіки Радянського Союзу.

Кожний із зазначених підходів має свої переваги і недоліки, а головне – свою специфічну сферу застосування.

Ефективність і життєвий цикл виробу. Будь-який вид продукції – лише ланка у ланцюзі з назвою «життєвий цикл виробу», що складається із таких основних стадій (рис. 7.1).

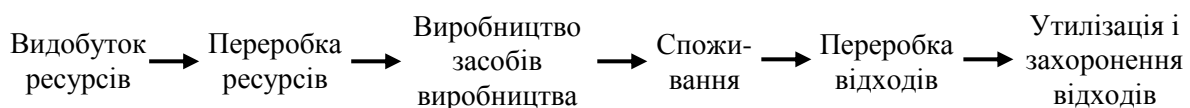


Рисунок 7.1 – Стадії життєвого циклу виробів

Планований захід може бути здійснений на будь-якій стадії розглянутого циклу. Викликані ним зміни пов’язані з цілим комплексом суспільних явищ (соціальних, економічних, екологічних ефектів). Найчастіше вони не обмежуються стадією, де було здійснено захід (умовно – поточна стадія), але поширюються й на інші етапи життєвого циклу. Частина зазначених ефектів реалізується на етапах, що слідують за стадією реалізації заходу (умовно – наступні стадії). Але є й такі ефекти (хоч на перший погляд це може здаватися дивним), що можуть виникати на попередніх стадіях, тобто тих, що відбуваються до етапу, де реалізується захід (умовно – попередні

стадії). Схематично постадійна картина реалізації ефектів від здійснюваного заходу показана на рис. 7.2.

Сумарна величина економічного ефекту $E_{\text{сум}}$ від реалізації передбаченого заходу упродовж усього життєвого циклу виробу має такий вигляд:

$$E_{\text{сум}} = E_{\text{поп}} + E_{\text{пот}} + E_{\text{н}}, \quad (7.4)$$

де $E_{\text{поп}}$ – сумарна величина економічних ефектів, що реалізуються на попередніх стадіях; $E_{\text{пот}}$ – сумарна величина економічних ефектів, що реалізуються на поточній стадії; $E_{\text{н}}$ – сумарна величина економічних ефектів, що реалізуються на наступних стадіях.

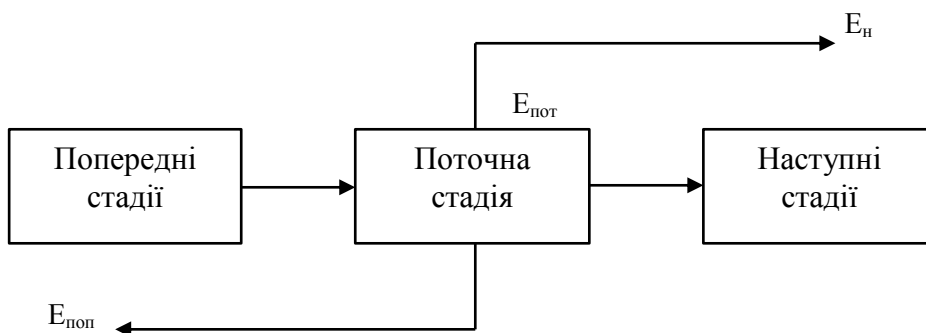


Рисунок 7.2 – Умовна схема постадійної реалізації ефектів заходу, що розглядається

Приклад 6

Завдяки удосконаленню конструкції турбіни вдалося скоротити її металомісткість у 1,3 раза, при цьому 70 % кольорових металів було замінено на кераміку, що забезпечило економію коштів у розмірі 72 тис. грн при виробництві турбіни та зменшення еколого-економічних збитків на стадіях виробництва металів у розмірі 58 тис. грн. Нова конструкція дає можливість знизити енергоємність експлуатації виробу на 20 %, економлячи до 18 млн грн/рік. Крім того, завдяки конструктивним рішенням вдалося домогтися повного розбирання виробу після завершення терміну його експлуатації, що дозволяє на 40 % зменшити кількість відходів, забезпечуючи економію у 40 тис. грн.

Укрупнена ідентифікація очікуваних ефектів за стадіями виробництва має такий вигляд:

- *поточна стадія* (зниження собівартості виготовлення виробу за рахунок зменшення витрат на матеріали) – ефект у розмірі 72 тис. грн;
- *попередні стадії* (зниження еколого-економічних збитків на стадіях виробництва металів (додаткова складова ефекту зумовлена зменшенням необхідності у виробництві важких металів) – ефект у розмірі 58 тис. грн;

- *наступні стадії* (зниження експлуатаційних витрат завдяки меншій потребі в енергоресурсах; зменшення витрат на утилізацію відходів; додатковий ефект від реалізації відходів) – ефект у розмірі 18 млн грн/рік упродовж терміну експлуатації турбіни та 40 тис. грн при утилізації відходів.

Описана картина схематично характеризує економічний простір реалізації економічних ефектів господарського заходу. Як правило, лише частина реально існуючих у межах національної економіки ефектів сприймається безпосередньо економічним суб'єктом, що здійснює даний захід. Вигоду або ж збитки від інших ефектів отримують можливість (або вимушену необхідність) сприймати інші господарські суб'єкти.

Необхідний ступінь деталізації розрахунків. Від функцій, що виконують показники економічної ефективності, залежить необхідний ступінь деталізації (точності) розрахунку. Управлінські рішення, що ухвалюються на рівні національної чи економіки регіону (області, району, міста) передбачають урахування усереднених оцінок, що само по собі обумовлює укрупнений (приблизний) характер розрахунку показників. Ухвалення ж рішень на рівні підприємства, навпаки, потребує детальних розрахунків, які б враховували якнайбільше подробиць і нюансів, пов'язаних із розглянутим заходом і умовами, в яких його передбачається реалізувати. Хоча і тут точність розрахунку повинна відповідати потребам управлінських завдань, а головне – вони повинні порівнюватися з обсягами інвестування, на які впливають ці рішення.

7.3 Показники економічної ефективності

Показники економічної ефективності умовно можна диференціювати на дві групи: *конкретні та узагальнювальні*.

Конкретні показники економічної ефективності характеризують окремі сторони економічного виробничого або комерційного процесу.

Узагальнювальні показники економічної ефективності характеризують результативність діяльності всієї економічної системи в цілому (підприємства, території, національної економіки). Приклади деяких узагальнювальних і конкретних показників подані у табл. 7.1.

Узагальнювальні показники є підставою для ухвалення рішень на рівні системи в цілому. Ці рішення спрямовані на удосконалення або трансформацію згаданих суб'єктів. В одних випадках необхідно обґрунтувати вибір ресурсів для досягнення конкретних цілей, в інших – вибір напрямків діяльності економічної системи (інвестування коштів). *Конкретні* показники дають можливість обґрунтувати рішення з удосконалення окремих компонентів виробничих процесів.

Таблиця 7.1 – Система показників ефективності виробництва (діяльності) первинних суб'єктів господарювання (Економіка, 2009)

Узагальнювальні показники	Показники ефективності використання		
	праці (персоналу)	виробничих фондів	фінансових коштів
<ul style="list-style-type: none"> Рівень задоволення потреб ринку. Виробництво чистої продукції на одиницю витрат ресурсів. Прибуток на одиницю загальних витрат. Рентабельність виробництва. Витрати на одиницю товарної продукції. Частка приросту продукції за рахунок інтенсифікації виробництва. Народногосподарський ефект використання продукції. 	<ul style="list-style-type: none"> Темпи зростання продуктивності праці. Частка приросту продукції за рахунок зростання продуктивності праці. Коефіцієнт використання корисного фонду робочого часу. Трудомісткість одиниці продукції. Зарплатомісткість одиниці продукції. 	<ul style="list-style-type: none"> Загальна фондвідача (за обсягом продукції). Фондовідача активної частини основних фондів. Рентабельність основних фондів. Фондомісткість одиниці продукції. Матеріаломісткість одиниці продукції. Коефіцієнт використання найважливіших видів сировини й матеріалів. 	<ul style="list-style-type: none"> Оборотність обігових коштів. Рентабельність обігових коштів. Відносне вивільнення обігових коштів. Питомі капітальні вкладення (на одиницю приросту потужності або продукції). Рентабельність інвестицій. Строк окупності вкладених інвестицій.

Конкретні показники є основою для розрахунку узагальнювальних. У цьому розумінні узагальнювальні показники є метою виконання розрахунків, а конкретні – їх засобом.

Підготовка до розрахунку економічної ефективності передбачає вирішення двох взаємозалежних завдань. По-перше, необхідно визначити, яким чином різні натуральні (негрошові) параметри можуть бути переведені у вартісні оцінки (доходи або витрати), що характеризують конкретні показники ефективності. По-друге, необхідно поєднати окремі конкретні вартісні оцінки, які відрізняються економічним змістом, часовим інтервалом, місцем у життєвому циклі виробу, відношенням до економічних інтересів суб'єкта господарювання в єдиних показниках ефективності, що характеризують дану економічну систему в цілому.

При оцінці економічної ефективності спеціаліст повинен добре відчувати технічні параметри, зміна яких може матеріалізуватися у значеннях економічного ефекту.

Зокрема, при впровадженні нової техніки серед основних таких параметрів необхідно виділити:

- при виготовленні техніки:

- матеріаломісткість виробленої продукції;
- енергоємність виробничих процесів;
- трудомісткість виготовлення;
- технологічні показники (наприклад, питома вага стандартних або запозичених деталей тощо);
- *при експлуатації техніки:*
 - видаткові показники (витрата матеріалів, енергії, палива на одиницю роботи);
 - обмеження за умовами експлуатації (граничний діапазон температур, стійкість до корозії, сезонність роботи, обмеження до матеріалів, що використовуються, ін.);
 - продуктивність (швидкість, вантажопідйомність, ін.);
 - довговічність, надійність;
 - ремонтпридатність;
 - ергономічність.

Економічний аналіз дозволяє виявити, як зміна кожного з технічних чи соціальних параметрів може впливати на вартісні *дохідні* або *витратні* характеристики.

Нагадаємо, що на величину *дохідних* характеристик це може впливати через три основні групи факторів:

- зміна *продуктивності* (кількості виробленої і реалізованої за одиницю часу енергопродукції);
- зміна *якості* продукції (ціни реалізації одиниці продукції);
- зміна *часового періоду* реалізації заходу (терміну дії заходу, упродовж якого можна отримувати прибуток).

На величину *витратних* характеристик це може впливати через дві групи факторів:

- зміна *капітальних вкладень*;
- зміна *поточних витрат*.

Розрахунок конкретних оцінок (доходів і витрат) за кожним із параметрів, що характеризують окремі сторони роботи устаткування (з кожної причини, що викликала той чи інший ефект), дозволяє перейти до визначення узагальнювальних показників ефективності.

Сумарне значення ефектів (E) і витрат (B) може бути виражене формулами:

$$E = \sum_{i=1}^n E_i, \quad (7.5)$$

де E_i – значення конкретного ефекту за кожної i -ї причини (параметра), що викликала появу ефекту;

$$B = \sum_{i=1}^n B_i . \quad (7.6)$$

де B_i – значення конкретного виду витрат з i -ї причини (параметра), що викликала появу ефекту.

Для розрахунку узагальнювальних показників використовується вже розглянута вище формула (7.2).

Приклад 7

Модернізація системи водопостачання енергетичного підприємства забезпечила отримання річної економії коштів на воду у розмірі $E_1 = 68$ тис. грн та на електроенергію у розмірі $E_2 = 150$ тис. грн. Капітальні витрати на модернізацію становили $B_1 = 2$ млн грн, щорічні поточні – $B_2 = 8,4$ тис. грн. Термін реалізації проекту $T = 7$ років. Розрахуємо економічну ефективність заходу:

$$e = (E_1 + E_2) \cdot T / (B_1 + B_2 \cdot T) = (68 + 150) \cdot 7 / (2000 + 8,4 \cdot 7) = 0,7412$$

або 74,12 %, тобто захід є економічно ефективним.

В економічній теорії виділяють дві групи узагальнювальних показників: *абсолютні* і *порівняльні*.

Абсолютні показники ефективності визначаються як результат безпосереднього ділення ефекту на витрати, що його викликали.

При розрахунках за вищенаведеною формулою використовуються такі варіанти обліку витрат:

- *повні витрати* (капітальні і поточні витрати) за весь період реалізації заходу;

- *капітальні вкладення* (інвестиції) на реалізацію заходу.

У вигляді зазначеного **ефекту** найчастіше виступають:

- *річна величина ефекту* – у результаті розрахунків за формулою одержується відомий показник – частка від величини витрат, якій відповідає величина прибутку, що *реалізується упродовж року*; у Радянському Союзі існувало навіть нормативне значення цього показника, затверджене для різних умов у межах 0,12–0,15;

- *повна величина ефекту* (за весь період реалізації заходу) – підсумком розрахунків, зокрема, є показник «*віддачі капіталу*», що широко використовується, тобто величина прибутку, який отримується на кожну одиницю вкладених витрат (гривня прибутку на гривню витрат).

Примітка

Зазначене багато в чому пояснює наявність в економічній теорії значної кількості оцінок, що називаються *показниками ефективності*, які, здавалося б, формально до них не належать. Такими, зокрема, є показники

продуктивності, ресурсомісткості, рентабельності, чинники використання основних і оборотних фондів тощо.

При уважному аналізі можна переконатися, що їх поєднує те, що всі вони отримані на основі одного й того самого методичного підходу, а точніше, однієї й тієї самої універсальної формули (аналога формули (7.2)):

$$\text{Показник} = \frac{\text{Результат}}{\text{Витрати (ресурси)}}$$

в якій чисельник або знаменник зведені до одиничного значення (хоча іноді сама ця формула або розрахунок за нею можуть залишатися неначе «за кадром»).

Розглянемо:

- *показники, зведені до одиниці ресурсів:*
 - показник *продуктивності* показує значення *результатів на одиницю витрат праці* (на 1 працівника) *або часу*;
 - показник *рентабельності* – величина *результату (прибутку) на одиницю основних і оборотних фондів*;
 - показник *фондовіддачі* – величина *результату* (наприклад, валової чи реалізованої продукції) *на одиницю основних фондів*;
 - коефіцієнт *оборотності обігових коштів* – величина *результату* (обсягу реалізованої продукції) *на одиницю обігових коштів*; у даному випадку показник можна інтерпретувати як кількість оборотів, що зроблять обігові кошти за розглянутий період, або – як вартісний обсяг реалізації продукції на одиницю обігових коштів (середній залишок обігових коштів);
- *показники, зведені до одиниці результату:*
 - різні показники *ресурсомісткості* (трудомісткості, матеріаломісткості, енергоємності, фондомісткості) отримання *одиниці результату* (виробленої або реалізованої продукції);
 - показники *збиткоємності, або природомісткості* отримання *одиниці результату* (зокрема, збитки від порушення природного середовища або витрати природних ресурсів на одиницю ВВП чи певного виробленого ресурсу).

За своїм економічним змістом усі зазначені показники є різними формами абсолютних показників економічної ефективності.

Однією з форм показника абсолютної економічної ефективності є **термін (строк) окупності витрат (капітальних вкладень)**. Він характеризує період, упродовж якого витрати на реалізацію заходу повністю повертаються за рахунок одержуваного ефекту. Термін окупності ($T_{ок}$) визначається оберненим співвідношенням витрат і річного ефекту:

$$T_{ок} = \frac{B}{E_{річ}}, \quad (7.7)$$

де B – витрати на реалізацію заходу упродовж усього періоду його дії; як варіанти може використовуватися величина повних витрат або лише капітальних вкладень, грн; $E_{річ}$ – величина чистого річного економічного ефекту, грн/рік.

Модернізація основних фондів (збільшення капітальних вкладень) часто надає можливість знизити величину поточних (експлуатаційних) витрат. Наприклад, модернізація енергетичних котлів дозволяє значно скоротити витрату палива при тій самій кількості виробленого тепла; а застосування ізоляційних покриттів – знизити енерговитрати на опалення будинку. У цьому випадку прийнято говорити про *термін окупності додаткових капітальних вкладень за варіантами* ($T_{к.в}$) за умови досягнення тотожно корисного результату при застосуванні кожного варіанта:

$$T_{к.в} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}, \quad (7.8)$$

де K_1 і K_2 – відповідно капітальні вкладення порівнюваного (з індексом 2) і базового (з індексом 1) варіантів; C_1 і C_2 – відповідно поточні витрати порівнюваного і базового варіантів за умови, що $K_2 > K_1$ і $C_1 > C_2$.

Приклад 8

Необхідно обґрунтувати доцільність розроблення і впровадження приладів для контролю якості ущільнювачів насосів.

Впровадження приладів знижує витрати при контролі на кожний ущільнювач із 5,43 до 1,56 грн. Вартість приладу становить 4200 грн. Обсяг річної програми – 300 ущільнювачів. Контролю підлягає 80 % готової продукції.

Економічний ефект полягає у зниженні витрат на контроль якості ущільнювачів. Річна програма контрольованих ущільнювачів становить

$$N_{річ} = 300 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 240 \text{ шт.}$$

Річна величина економічного ефекту

$$E_{річ} = 240 \cdot 5,43 - 1,56 = 928,8 \text{ грн.}$$

Розрахунковий термін (строк) окупності дорівнює

$$T_{ок.р} = \frac{\Delta K}{E_{річ}} = \frac{4200}{928,8} \approx 4,52 \text{ року.}$$

Таким чином, розрахунковий строк окупності додаткових капітальних вкладень становить менше 5 років. Його порівняння із попередньо встановленим *нормативним терміном окупності* (T_n) дозволяє визначитися з ефективним управлінським рішенням. У свою чергу, нормативний термін окупності встановлюється на рівні галузі або окремих підприємств енергетичного комплексу залежно від їх специфіки, цілей розвитку, конкретних умов господарювання у поточний період часу.

Порівняльні показники ефективності отримують унаслідок зіставлення (порівняння) абсолютних показників двох або більше варіантів реалізованих заходів. Практично розрахунок показників може бути поданий так.

При постійних витратах:

$$E_{\text{пор. е}} = E_2 - E_1, \quad (7.9)$$

де E_2 і E_1 – значення економічних ефектів відповідно у порівнюваному (з індексом 2) і базовому (з індексом 1) варіантах.

Якщо $E_{\text{пор. е}} > 0$ ($E_2 > E_1$), перевагу отримує порівнюваний варіант, якщо $E_{\text{пор. е}} < 0$ ($E_2 < E_1$), кращим треба визнати базовий варіант.

При постійному результаті:

$$E_{\text{пор. в}} = B_2 - B_1, \quad (7.10)$$

де B_2 і B_1 – значення витрат на реалізацію відповідно порівнюваного (з індексом 2) і базового (з індексом 1) варіантів.

Якщо $E_{\text{пор. в}} < 0$ ($B_2 < B_1$), перевагу отримує порівнюваний варіант, якщо $E_{\text{пор. в}} > 0$ ($B_2 > B_1$), кращим може вважатися базовий варіант.

У найпростішому випадку (незмінний характер поточних витрат і однаковий період реалізації заходу) формула (7.10) може бути записана у такому вигляді:

$$\begin{aligned} E_{\text{пор. в}} &= (K_2 + C_2 \cdot T_{\text{н}}) - (K_1 + C_1 \cdot T_{\text{н}}) = \\ &= (K_2 - K_1) - T_{\text{н}} \cdot (C_1 - C_2). \end{aligned} \quad (7.11)$$

Приклад 9

Визначимо порівняльну ефективність двох варіантів реконструкції ремонтного цеху підприємства, якщо капітальні витрати за першим варіантом $K_1 = 3,5$ млн грн, за другим – $K_2 = 4,0$ млн грн. Поточні щорічні витрати за першим варіантом – $C_1 = 370$ тис. грн, за другим – $C_2 = 320$ тис. грн. Термін реалізації заходів $T = 7$ років.

Відповідно до формули (7.11):

$$E_{\text{порів. в}} = (4000 - 3500) + 7 \cdot (320 - 370) = 150 \text{ тис. грн,}$$

тобто перевагу необхідно надати першому варіанту.

Для укрупнених розрахунків формула (7.11) може використовуватися у тих випадках, якщо у розглянутих варіантах дещо відрізняються технічні параметри (наприклад, продуктивність або термін служби устаткування). У цьому разі витратні показники в одному з варіантів (як правило, базовому)

зводяться до порівняльного вигляду за допомогою коригувальних коефіцієнтів:

$$E_{\text{пор. в}} = B_2 - B_1 \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_T, \quad (7.12)$$

де $K_{\text{пр}}$ – коригувальний коефіцієнт, що враховує розбіжність показників продуктивності устаткування;

$$K_{\text{пр}} = \frac{A_2}{A_1}, \quad (7.13)$$

де A_2 і A_1 – показники продуктивності відповідно порівнюваного і базового устаткування; K_T – коригувальний коефіцієнт, що враховує розбіжність термінів служби устаткування;

$$K_T = \frac{T_2}{T_1}, \quad (7.14)$$

де T_2 і T_1 – показники терміну служби відповідно порівнюваного й базового устаткування.

Приклад 10

Визначимо порівняльну ефективність двох варіантів впровадження нової техніки на підприємстві, якщо капітальні витрати за першим варіантом $K_1 = 5,2$ млн грн, за другим $K_2 = 7,5$ млн грн. Річна продуктивність нової техніки за варіантами: $A_1 = 80$ тис. од.; $A_2 = 150$ тис. од. Показники терміну служби за варіантами: $T_1 = 12$ років; $T_2 = 8$ років.

Відповідно до формули (7.12):

$$E_{\text{порів.в}} = 7500 - 5200 \cdot (150 / 80) \cdot (8 / 12) = 1000 \text{ тис. грн,}$$

тобто перевагу необхідно надати першому варіанту.

Показники економічної ефективності є найважливішими інструментами реалізації економічної політики на рівні підприємств, регіонів, національної економіки. На рівні підприємств вони є ключовим засобом техніко-економічного обґрунтування управлінських рішень з організації інвестиційної діяльності, оптимізації витрати ресурсів, удосконалення цінової політики. На рівні регіонів і національної економіки показники економічної ефективності покликані бути основою обґрунтування інвестиційної політики, управління системою кредитування, удосконалення оподаткування.

7.4 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти

Відповідно до галузевих методик визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97 економічний результат капітальних вкладень в енергетичні об'єкти складається з доходу, що отримується від виробництва, передачі й розподілу енергії, а також від зниження витрат, обумовленого скороченням енергетичних витрат, підвищенням надійності енергопостачання споживачів, зменшенням експлуатаційних витрат.

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є позитивне значення ефекту, розрахованого за формулою (7.1). На основі поняття економічного ефекту побудована система показників і критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти, що розподіляються на *інтегральні* та *елементарні*.

Інтегральні показники враховують сумарні дисконтовані (приведені до року, що передував початку будівництва) прибутки і витрати за весь розрахунковий період, елементарні – за його окремі роки (без дисконтування).

До *інтегральних* показників належать:

- інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект) – Net present value (NPV);
- внутрішня норма рентабельності – Internal rate of return (IRR);
- період повернення капіталу – Payback period (PP);
- рентабельність за доходами – Results costs ratio (RCR).

До *елементарних* показників належать:

- рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) – Profitability index (PI);
- термін окупності інвестицій – Payback period (PP) (Визначення, 1995; Определение, 1997).

Примітка

Зазначені інтегральні й елементарні показники ефективності широко застосовуються у міжнародній фінансово-економічній практиці з використанням їх назв та аббревіатур у наведеному вище англійському перекладі.

Для обчислення критеріальних показників ефективності на кожен рік розрахункового періоду визначаються: балансовий прибуток, поточний річний чистий прибуток і чистий грошовий потік.

Балансовий (оподатковуваний) прибуток за рік t $\Pi_{\text{б}t}$ (на прикладі енергосистем та електричних мереж) є різницею доходів і поточних річних витрат, а також амортизаційних відрахувань:

$$\Pi_{\text{б}t} = D_t - B_{\text{et}} - B_{\text{в}t\text{р}t} - A_{\text{pt}}, \quad (7.15)$$

де D_t – надходження за передачу електроенергії та інші доходи (від продажу цінних паперів, здачі в оренду приміщень і т. ін.); B_{et} – витрати на експлуатацію мережі; $B_{\text{в}t\text{р}t}$ – вартість втрат електроенергії; A_{pt} – амортизаційні відрахування на реновацію.

Поточний річний чистий прибуток Π_{pt} дорівнює балансовому прибутку за вирахуванням податку на прибуток і оплати відсотків за кредитом:

$$\Pi_{\text{pt}} = \Pi_{\text{б}t} - H_{\text{пт}} - B_{\text{к}pt}, \quad (7.16)$$

де $H_{\text{пт}}$ – податок на прибуток; $B_{\text{к}pt}$ – оплата відсотків за кредитом.

Чистий грошовий потік $\Pi_{\text{ч}t}$ дорівнює алгебраїчній сумі усіх (як щорічних, так і одноразових) доходів (включаючи ліквідну вартість) і витрат за рік t без урахування амортизаційних відрахувань:

$$\Pi_{\text{ч}t} = \Pi_{\text{pt}} + A_{\text{pt}} + L_t - K_t, \quad (7.17)$$

де K_t – капітальні вкладення в році t ; L_t – ліквідаційна (залишкова) вартість.

Приклад 11

Розрахуємо балансовий (оподатковуваний), поточний річний чистий прибуток та чистий грошовий потік енергетичного підприємства, виходячи з таких даних звітного року: надходження за передачу електроенергії та інші доходи $D_t = 78,8$ млн грн; витрати на експлуатацію мережі $B_{\text{et}} = 52,4$ млн грн; вартість втрат електроенергії $B_{\text{в}t\text{р}t}$ становить 10 % від витрат на експлуатацію; амортизаційні відрахування на реновацію $A_{\text{pt}} = 12,8$ млн грн; податок на прибуток $H_{\text{пт}} = 25\%$ від оподаткованого прибутку; ліквідаційна (залишкова) вартість основних фондів підприємства $L_t = 1,8$ млн грн; капітальні вкладення у звітному році $K_t = 4,5$ млн грн.

Балансовий (оподатковуваний) прибуток за звітний рік дорівнює:

$$\Pi_{\text{б}t} = 78,8 - 52,4 - 0,10 \cdot 52,4 - 12,8 = 8,36 \text{ млн грн.}$$

Поточний річний чистий прибуток дорівнює:

$$\Pi_{\text{pt}} = 8,36 - 0,25 \cdot 8,36 = 6,27 \text{ млн грн.}$$

Чистий грошовий потік дорівнює:

$$\Pi_{\text{ч}t} = 6,27 + 12,8 + 1,8 - 4,5 = 16,37 \text{ млн грн.}$$

Інтегральні показники. Одним з основних показників ефективності капітальних вкладень є *інтегральний дисконтований чистий прибуток* (інтегральний ефект) $P_{де}$, що дорівнює сумі дисконтованих чистих грошових потоків за розрахунковий період:

$$P_{де} = \sum_{t=1}^T P_{чt} / (1 + E)^t, \quad (7.18)$$

де E – норма дисконту; T – період реалізації проекту.

Ця сума визначає загальний (інтегральний) чистий прибуток, на який може розраховувати інвестор за період будівництва й експлуатації об'єкта.

Показник інтегрального ефекту рекомендується використовувати як основний критеріальний показник для завдань, у яких будівництво енергетичних об'єктів проводиться більше одного року або за чергами та (або) поточні показники змінюються упродовж розрахункового періоду.

$P_{де}$ використовується як критерій загальної і порівняльної ефективності інвестицій. Критерієм загальної ефективності інвестицій є додатне значення $P_{де} : P_{де} > 0$. При зіставленні альтернативних варіантів інвестиційних проектів критерієм порівняльної ефективності є умова: $P_{де} \rightarrow \max$. $P_{де}$ може застосовуватися для будь-яких задач.

Для статичних задач (у яких інвестиції здійснюються за один рік, а поточні показники не змінюються упродовж розрахункового періоду) формула (7.18) спрощується:

$$P_{де} = (P_{pt} + A_{pt}) / E - K. \quad (7.19)$$

Цей показник рекомендується застосовувати як основний критеріальний показник у задачах, в яких будівництво енергетичних об'єктів ведеться не більше одного року та поточні показники постійні упродовж усього розрахункового періоду.

Внутрішня норма рентабельності є нормою дисконту ($E = e$), за якої інтегральний ефект перетворюється на нуль:

$$P_{де} = \sum_{t=1}^T P_{чt} / (1 + e)^t = 0. \quad (7.20)$$

Числове значення ВНР відповідає граничному розміру норми дисконту E , при якому проект є вигідним. У загальному випадку ВНР характеризує рівень рентабельності інвестицій: проект прийнятний, якщо ВНР вище за мінімальну (фактичну або очікувану) процентну ставку капіталу в країні.

Подробиці

Для знаходження ВНР при ручному розрахунку рекомендується скласти таблицю прибутків і витрат та на її основі визначити чисті грошові потоки $P_{чt}$ за роками розрахункового періоду. Далі необхідно знайти суму цих потоків, дисконтованих за допомогою загальноприйнятої норми E . Якщо отримана сума додатна, то норму дисконтування збільшують до того часу, поки ця сума не стане від'ємною. Остання норма дисконтування приблизно дорівнює ВНР (інтервал останньої ітерації не повинен перевищувати 1–2 %). При розрахунках за допомогою комп'ютерної програми ВНР визначається автоматично.

ВНР використовується як критерій загальної ефективності інвестицій, умовою якої є нерівність.

$$e > E. \quad (7.21)$$

Як критерій порівняльної ефективності ВНР самостійно не застосовується, проте при порівнянні варіантів із близькими значеннями інтегрального ефекту більш прийнятним є варіант із найбільшою ВНР.

Критерій $e > E$ за визначенням завжди адекватний критерію $\Pi_{де} > 0$, проте величина ВНР надає додаткову інформацію про те, до яких меж можна збільшувати E , зберігаючи при цьому ефективність інвестицій. Це дозволяє оцінити надійність результатів розрахунків при можливих відхиленнях фактичних значень E від розрахункових.

Для визначення ВНР не потрібно задавати як початкову інформацію норму дисконту E , тому показник ВНР особливо зручний в умовах нестійкої економіки або при розрахунках на далеку перспективу, коли норма дисконту E неоднозначна. У зазначених випадках ВНР порівнюється із зоною можливих (прогнозованих) значень E .

Період повернення капіталу T_n дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна (наростаючим підсумком) сума чистих грошових потоків переходить із від'ємної зони у додатну, і може бути визначений із такого рівняння:

$$\Pi_{де} = \sum_{t=1}^{T_n} P_{чt} / (1 + E)^t. \quad (7.22)$$

Період повернення капіталу можна застосовувати як додатковий критерій ефективності разом з іншими. Він дає інформацію про те, коли кошти, що інвестуються, можуть бути використані для нових вкладень (розширеного відтворення).

Критерієм загальної ефективності є:

$$T_n < T, \quad (7.23)$$

тобто якщо вкладений капітал повертається до завершення розрахункового періоду T , інвестиції можна вважати ефективними.

Використання цього критерію для оцінки порівняльної ефективності декількох варіантів не завжди дає коректні результати, оскільки не враховуються можливі відмінності в прибутку за варіантами за межами періоду повернення.

Рентабельністю за доходами R_d є відношення суми дисконтованих доходів та ліквідаційної вартості до суми дисконтованих витрат (що враховуються при визначенні чистих грошових потоків):

$$R_d = \frac{\sum_{t=1}^T (D_t + L_t) / (1 + E)^t}{\sum_{t=1}^T (B_{ct} + B_{крt} + B_{впрt} + H_{пт} + K_t) / (1 + E)^t}. \quad (7.24)$$

Якщо показник $P_{де}$ характеризує абсолютну величину інтегрального чистого прибутку за розрахунковий період (тобто різницю дисконтованої суми прибутків і витрат у грошовому вираженні), то R_d дозволяє оцінити прибутки у відносних одиницях (тобто відношення прибутків до витрат).

Рентабельність за доходами R_d може використовуватися як додатковий показник у будь-яких задачах для оцінювання загальної ефективності, критерієм яких є умова:

$$R_d > 1. \quad (7.25)$$

Якщо величина R_d близька до одиниці, рекомендується додатково перевірити стійкість результатів розрахунку при можливому відхиленні початкової інформації від розрахункових даних.

Приклад 12

Енергетична компанія має намір модернізувати електричну мережу. Для цього вона повинна обрати оптимальний варіант модернізації з двох можливих інвестиційних проектів. Дані, що характеризують доходи та витрати за цими проектами, наведені у табл. 7.2. Норма дисконту становить $E = 0,1$.

Розрахуємо показники оцінки ефективності інвестицій за проектами та на їх основі оберемо оптимальний варіант реалізації проекту. Виходячи з умови, термін реалізації першого проекту становить 5 років, другого – 6 років.

Таблиця 7.2 – Характеристика інвестиційних проектів

Показник, млн дол. США	Роки					
	1	2	3	4	5	6
<i>Проект 1</i>						
Інвестиційні витрати	6	2	0	0	0	0
Доходи	0	1	3	5	3	0
<i>Проект 2</i>						
Інвестиційні витрати	4	2	0	0	0	0
Доходи	0	2	4	2	1	0,5

Отже, чиста поточна вартість за проектами становитиме:

$$\begin{aligned}
 P_{де1} &= \sum_{t=1}^5 \Pi_{чt} / (1 + 0,1)^t = (0 - 6) / (1 + 0,1)^1 + (1 - 2) / (1 + 0,1)^2 + (3 - 0) / \\
 &(1 + 0,1)^3 + (5 - 0) / (1 + 0,1)^4 + (3 - 0) / (1 + 0,1)^5 = 1,251 \text{ млн дол. США,} \\
 P_{де2} &= \sum_{t=1}^6 \Pi_{чt} / (1 + 0,1)^t = (0 - 4) / (1 + 0,1)^1 + (2 - 2) / (1 + 0,1)^2 + (4 - 0) / \\
 &(1 + 0,1)^3 + (2 - 0) / (1 + 0,1)^4 + (1 - 0) / (1 + 0,1)^5 + (0,5 - 0) / (1 + 0,1)^6 = \\
 &= 1,638 \text{ млн дол. США.}
 \end{aligned}$$

Для визначення внутрішньої норми рентабельності виконаємо розрахунки $P_{де}$ за проектами, використовуючи різні значення E (табл. 7.3).

Таблиця 7.3 – Чиста поточна вартість інвестиційних проектів при різних значеннях E

Значення показника E	Чиста поточна вартість проекту, млн дол. США	
	Проект 1	Проект 2
0,10	1,251	1,638
0,15	0,349	1,009
0,17	0,051	0,797
0,173	0,009	0,769
0,17364	≈ 0	0,761
0,175	-0,019	0,747
0,25	-0,873	0,126
0,26	-0,964	0,058
0,26901	-1,041	≈ 0
0,30	-1,283	-0,183

Отже, відповідно до табличних розрахунків внутрішня норма рентабельності за першим проектом дорівнює $e_1 = 0,17364$, за другим – $e_2 = 0,26901$.

Обчислимо період повернення капіталу за проектами, розрахувавши кумулятивну суму чистих грошових потоків (табл. 7.4).

Таблиця 7.4 – Кумулятивна сума чистих грошових потоків за інвестиційними проектами

Рік	Кумулятивна сума чистих грошових потоків, млн дол. США	
	Проект 1	Проект 2
1	-5,454	-3,636
2	-6,281	-3,636
3	-4,027	-0,631
4	-0,612	0,735
5	1,251	1,356
6	-	1,638

Згідно з розрахунками перший проект окуповується у 5-му році (математичний розв'язок рівняння (7.22) дає значення 4,33 року), другий – у четвертому році (3,92 року).

Рентабельність за доходами відповідно до формули (7.24) за проектами становить: $R_{o1} = 8,358 / 7,107 = 1,176$; $R_{o2} = 6,927 / 5,289 = 1,309$.

Зведемо розраховані узагальнювальні показники до таблиці 7.5.

Таблиця 7.5 – Узагальнювальні показники економічної ефективності за інвестиційними проектами

Показник	Проект 1	Проект 2
Чиста поточна вартість (P_{oe}), млн дол. США	1,251	1,638
Внутрішня норма рентабельності (e)	0,17364	0,26901
Період повернення капіталу (T_n), років	4,33	3,92
Рентабельність за доходами (R_o)	1,176	1,309

Порівняння показників обох інвестиційних проектів дозволяє зробити такі висновки:

1) P_{oe} обох проектів має додатне значення, тобто обидва проекти є ефективними та принесуть прибутки при їх реалізації у сумі відповідно 1,251 млн дол. США (проект 1) та 1,638 млн дол. США (проект 2). При виборі оптимального варіанта серед двох запропонованих проектів найбільш ефективним є проект 2, оскільки він характеризується найбільшою величиною P_{oe} ;

2) розраховані значення e за проектами перевищують мінімальну ставку $E = 0,1$, що свідчить про доцільність їх реалізації. Проте більш ефективним є проект 2, оскільки його внутрішня норма дохідності є вищою;

3) за показником T_n обидва проекти є ефективними, оскільки період повернення капіталу менший за терміни їх реалізації. Однак більш ефективним є проект 2, оскільки T_n за цим проектом є найменшим;

4) за першим і за другим проектами R_o становить більше одиниці, тому обидва проекти є ефективними щодо їх реалізації. Проте оптимальним

варіантом подальшого розвитку компанії є проект 2, оскільки він має вище значення рентабельності за доходами.

Таким чином, усі показники ефективності засвідчують перевагу другого проекту над першим, отже, доцільним є реалізація саме цього проекту.

Елементарні показники. *Рентабельність інвестицій* R_i (проста норма прибутку) є відношенням поточного річного прибутку (без вирахування амортизаційних відрахувань і з додаванням ліквідної або залишкової вартості) до капітальних вкладень, в результаті яких цей прибуток отримано:

$$R_t = (\Pi_{pt} + A_{pt} + Л_t) / K. \quad (7.26)$$

Формула (7.26) застосовується до статичних задач, коли інвестиції K здійснюються упродовж одного року, а поточний прибуток Π_{pt} не змінюється упродовж розрахункового періоду. В цьому випадку R_i дорівнює ВНР, тобто $e = R_i$. R_i характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку. Цей показник рекомендується як критерій загальної ефективності (умова $R_i > E$) для статичних задач.

У динамічних задачах R_{it} (у році t) може за необхідності використовуватися для характеристики зміни рентабельності за роками розрахункового періоду, особливо для його характерних років (періоду освоєння проектної потужності, нормальної експлуатації). У цьому випадку в (7.26) R_{it} і Π_{pt} означають відповідно рентабельність і поточний прибуток за рік t , а K – суму капітальних вкладень за роки, попередні до t (без дисконтування).

Термін окупності $T_{ок}$ у статичних задачах дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій R_i , при цьому $T_{ок} = T_n$.

$$T_{ок} = 1 / R_i. \quad (7.27)$$

$T_{ок}$ рекомендується використовувати як критерій загальної ефективності у статичних задачах для характеристики часу повернення капіталу. Оскільки для цих задач розрахунковий період $T_p = 1 / E$, критерій ефективності тотожний критерію $R_i > E$: $1 / T_{ок} > 1 / T_p$ або $T_{ок} < T_p$.

Приклад 13

На основі даних прикладу 11 розрахуємо рентабельність інвестицій і термін їх окупності за умови, що показники діяльності підприємства стабільні упродовж розрахункового періоду часу.

Рентабельність інвестицій: $R_i = (6,27 + 12,8 + 1,8) / 4,5 = 4,64$;

Термін окупності: $T_{ок} = 1 / 4,64 = 0,21$ року або 2,6 місяця.

Таким чином, капітальні вкладення є високоефективними та швидко окупуюються.

Під час виконання техніко-економічних розрахунків не рекомендується автоматично приймати рішення про вигідність інвестицій і вибір найкращого варіанта; необхідно враховувати точність і достовірність початкової інформації, а також додаткові чинники, які не могли бути враховані кількісно в розрахунках.

7.5 Особливості оцінки економічної ефективності витрат на природоохоронні заходи в енергетиці

Важливою складовою техніко-економічного обґрунтування господарських заходів в енергетиці є оцінювання ефективності витрат на природоохоронні заходи в цій галузі. Це пов'язано з тим, що енергетичні підприємства є основними забруднювачами навколишнього природного середовища серед стаціонарних джерел забруднення. Зокрема, в Україні їх частка в загальному забрудненні довкілля становить близько 35–45 %.

Подробиці

На сучасному етапі ПЕК є одним з основних забруднювачів навколишнього природного середовища. На частку ПЕК припадає більш ніж 50 % забруднень атмосфери, близько 30 % загального відведення стоків у природні водойми, до 30 % твердих відходів.

Зі шкідливих викидів в атмосферу галузями ПЕК тверді частинки становлять понад 20–25 %, газоподібні – 70–80 %, із них 30 % становить двоокис сірки, до 10 % – двоокис азоту та 23 % – вуглеводні.

Основними забруднювачами повітряного басейну є стаціонарна електроенергетика та котельні. На частку підприємств електроенергетики та тепlopостачання припадає близько 76 % забруднень повітряного басейну серед галузей ПЕК, у тому числі 96 % – золою та сірчистим ангідридом, 88 % – окислами азоту, причому близько 50 % усіх забруднень припадає на котельні. Відповідно до експертних оцінок середній коефіцієнт корисної дії зололовлювання на котельних становить не більше ніж 60 %, на 30–40 % котелень взагалі відсутнє золоочищення. Очищення димових газів від окислів сірки та азоту на теплових електростанціях не застосовується. Питомі викиди окислів сірки у 3 рази перевищують зарубіжні показники, окислів азоту – у 1,5–2 рази. Узагальнювальна характеристика забруднення атмосфери підприємствами ПЕК подана в табл. 7.6.

Галузями ПЕК споживається значна кількість води, з якої 93 % скидається назад у водойми. Із скинутих вод 99,3 % – нормативно чисті та очищені стоки та 0,7 % – забруднені. Основними споживачами води є стаціонарна електроенергетика та теплоспоживання. На частку цієї галузі припадає 95 % споживання свіжої води серед інших галузей ПЕК. Результатом скидання стічних вод електростанцій та котелень у природні водойми є мінералізація й теплові забруднення.

Сучасні очисні споруди теплоелектростанцій забезпечують очищення лише 95–98 % стічних вод, 18,5 % від усіх забруднених стоків ПЕК припадає на електро- та теплоенергетику. У той самий час 75 % потреб електро- та теплоенергетики у водних ресурсах покривається за рахунок оборотних водосистем (Мельник та ін., 2006).

Таблиця 7.6 – Узагальнювальні відносні характеристики шкідливих викидів в атмосферу підприємствами ПЕК (у відсотках від викидів усіх галузей України) (Інноваційне, 2004)

Джерела викидів	Усього	У тому числі					
		Тверді	рідкі та газоподібні	із них			
				SO ₂	NO _x	CO	інші
Усі галузі України	100	22	78	29	8	33	8
Галузі ПЕК	40	8	32	20	46	4,8	2,6
Теплоенергетика	29	6,8	22,2	17,6	4,3	0,2	0,1
У тому числі ТЕС, ТЕЦ та котельні	26,5	6,8	9,9	6,2	3,6	0,1	0,1
	2,5	0,2	2,3	1,4	0,7	0,1	-
Вугільна промисловість	9,5	1,2	8,3	2,4	0,2	4,2	1,5
Нафтогазова промисловість	1,5	-	1,5	-	0,1	0,4	1,2
Інші галузі	60	14	46	9	3,4	28,2	5,4

Розглянемо особливості оцінки економічної ефективності природоохоронних заходів в енергетиці.

Витрати на природоохоронні заходи в енергетиці зіставляються з кінцевим комплексним соціально-економічним ефектом, який досягається в результаті їх реалізації.

Економічний ефект полягає в економії або запобіганні втратам живої й упередженої праці (при проектованому порівняно зі сформованим станом навколишнього середовища) у матеріальному виробництві (приріст чистої продукції або прибутку) і невиробничій сфері (економія витрат із надання послуг), в особистому споживанні трудящих (скорочення витрат власних коштів, обумовлених забрудненням навколишнього середовища).

Соціальні результати (скорочення захворюваності населення, поліпшення умов праці й відпочинку, створення умов для розвитку культури та ін.) не завжди можуть бути виражені у грошовій формі. Тому поряд із суто економічним ефектом додаються економічні наслідки соціального ефекту, виражені у грошовій формі. Сумарна величина економічних результатів та економічних наслідків соціальних ефектів називається **повним (загальним) економічним ефектом**. Розрізняють також **додаткові показники економічної ефективності**, що визначаються як співвідношення первинних ефектів у натуральному вираженні (скорочення викидів шкідливих

речовин, зменшення обсягів скидів неочищених стічних вод та ін.) до витрат, що їх забезпечують.

Показником *загальної (абсолютної) економічної ефективності E_z усієї величини природоохоронних витрат* є відношення річного обсягу повного економічного ефекту (тобто суми економічних ефектів i -го виду від запобігання або зменшення витрат на j -му енергетичному об'єкті)

$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij}$ до еталонних витрат, що викликали цей ефект (тобто до суми річ-

них експлуатаційних витрат $S_{річ}$ і капітальних вкладень в об'єкти природоохоронного призначення K , приведених до річної розмірності за допомогою нормативного терміну окупності T_n). Отже,

$$E_z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij} / (S_{річ} + \frac{K}{T_n}). \quad (7.28)$$

Загальна (абсолютна) економічна ефективність капітальних вкладень у природоохоронні заходи E_k може бути розрахована за формулою

$$E_k = (\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij} - S_{річ}) / K. \quad (7.29)$$

Приклад 14

Визначимо абсолютну ефективність усіх природоохоронних витрат та капітальних вкладень у систему оборотного водопостачання енергетичного підприємства, якщо капітальні витрати становили 4,8 млн грн, щорічні поточні – 26 тис. грн, економічні ефекти від зниження забруднення води та її економії становлять 48 і 85 тис. грн/рік. Нормативний термін окупності витрат $T_n = 10$ років.

Абсолютна економічна ефективність усієї величини природоохоронних витрат становить $E_z = (48 + 85) / (4800 / 10 + 26) = 0,2628$, або 26,28 %.

Абсолютна економічна ефективність капітальних вкладень становить $E_k = (48 + 85 - 26) / 4800 = 0,0223$, або 2,23 %.

Показником *порівняльної економічної ефективності заходів щодо охорони навколишнього середовища* в енергетиці є *мінімум приведених витрат* з урахуванням приведення витрат, різних за часом здійснення, за нормативним терміном окупності T_n . Зворотна величина останнього – *нормативний коефіцієнт приведення витрат E_n* – показує, яка частина капітальних вкладень має обов'язково окуповуватися за 1 рік.

Приклад 15

Використовуючи приведені витрати, визначити порівняльну ефективність двох альтернативних за результатами природоохоронних заходів, якщо капітальні витрати за першим заходом становлять $K_1 = 1,2$ млн грн, за другим – $K_2 = 800$ тис. грн. Поточні витрати за варіантами: $C_1 = 120$ тис. грн, $C_2 = 215$ тис. грн. Нормативний коефіцієнт приведення витрат: $E_n = 0,1$.

Приведені витрати за варіантами заходів:

$$B_{np1} = 1200 \cdot 0,1 + 120 = 240 \text{ тис. грн};$$

$$B_{np2} = 800 \cdot 0,1 + 215 = 295 \text{ тис. грн}.$$

Відповідно до критерію мінімуму приведених витрат кращим є перший варіант.

При розроблені планів показники загальної економічної ефективності природоохоронних заходів порівнюються із відповідними галузевими нормативами і нормативами передових підприємств.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Що є об'єктом оцінювання економічної ефективності?
2. Розкрийте поняття і взаємозв'язок ефекту і результату.
3. Що може використовуватися як показник ефекту на різних рівнях господарювання?
4. Розкрийте поняття ефективності й економічної ефективності.
5. Які фактори впливають на вибір методичного інструментарію оцінювання ефективності?
6. Як цільова настанова ухвалення рішень може впливати на вибір методів розрахунку ефективності?
7. Охарактеризуйте, яким чином враховуються показники ефективності при прийнятті рішень «інвестиційної» спрямованості.
8. У чому полягає специфіка урахування показників ефективності при прийнятті рішень «ресурсної» спрямованості?
9. Як обчислюється економічна ефективність в умовах прийняття рішень «комбінованої» спрямованості?
10. Що може використовуватися як база порівняння показників ефективності?
11. Яким чином ефекти поточних стадій життєвого циклу виробу можуть впливати на ефекти «попередніх» і «наступних» стадій?
12. Від чого залежить ступінь деталізації розрахунків ефективності?
13. У чому полягають функції конкретних та узагальнювальних показників ефективності?
14. Розкрийте поняття абсолютних показників економічної ефективності.

15. Охарактеризуйте строк окупності витрат як форму показника ефективності.
16. Розкрийте поняття порівняльних показників ефективності.
17. Назвіть інтегральні та елементарні показники економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти.
18. Як визначаються балансовий прибуток, поточний річний чистий прибуток і чистий грошовий потік?
19. Охарактеризуйте процедуру розрахунку інтегрального дисконтованого чистого прибутку та його критеріальні значення.
20. Що таке внутрішня норма рентабельності? Як оцінити економічну ефективність капітальних вкладень за допомогою цього показника?
21. Охарактеризуйте застосування періоду повернення капіталу як показника та критерію ефективності.
22. Розкрийте сутність показника рентабельності за доходами та особливості його застосування.
23. Охарактеризуйте порядок розрахунку елементарних показників ефективності.
24. Що входить до повного економічного ефекту?
25. Як здійснюється оцінка економічної ефективності витрат на природоохоронні заходи в енергетиці?
26. Охарактеризуйте показник загальної (абсолютної) економічної ефективності капітальних вкладень у природоохоронні заходи.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Визначити абсолютну (загальну) економічну ефективність капітальних вкладень для знову споруджуваного енергетичного підприємства, виходячи з таких даних: річний випуск продукції за планом у гуртових цінах підприємства – 6200 млн грн, за собівартістю – 5600 млн грн, кошторисна вартість будівництва (капітальні витрати на його здійснення) – 2600 млн грн.
2. Визначити найкращий варіант впровадження заходу при таких показниках капітальних вкладень і собівартості річного випуску продукції, тис. грн:

Показник	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Капітальні вкладення	10700	11200	14510
Собівартість продукції	20800	19780	18720

Річний випуск продукції за всіма варіантами однаковий. Галузевий нормативний строк окупності додаткових капітальних вкладень дорівнює 15 рокам.

3. Визначити питомі капітальні вкладення з урахуванням терміну будівництва енергетичного об'єкта. Кошторисна вартість будівництва – 1200 млн грн. Термін будівництва – 5 років. Розподіл капітальних вкладень за роками такий: $K_1 = 100$, $K_2 = 500$, $K_3 = 300$, $K_4 = 200$, $K_5 = 100$ млн грн. Випуск продукції становить 5840 тис. МВт на рік.

4. Визначити найбільш ефективний варіант будівництва енергетичного підприємства:

Роки будівництва	Капітальні вкладення, млн грн				
	1-й рік	2-й рік	3-й рік	4-й рік	5-й рік
Варіант 1	110	120	130	140	150
Варіант 2	120	130	150	140	110
Варіант 3	115	145	125	135	130

РОЗДІЛ 8

СИСТЕМА ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

- Органи державного регулювання енергетичною галуззю України
- Методи державного регулювання енергетики
- Енергетичний баланс країни як інструмент державного регулювання
- Шляхи економії паливно-енергетичних ресурсів. Державна політика енергозбереження в Україні

8.1 Органи державного регулювання енергетичною галуззю України

За роки незалежності в Україні створені основні елементи системи державного управління енергетичною сферою, визначені їх основні функції й повноваження органів управління, схема їх взаємодії. Відповідно до зміни ринкових умов система перебуває у процесі постійної трансформації. Це виявляється в перманентних змінах її структури, перерозподілі функцій між державними органами, пошуку більш дієвих важелів державної регуляторної політики, що позначається на ефективності системи в цілому.

Аналіз чинних нормативно-правових актів, що регулюють діяльність органів державної влади в енергетичній сфері (рис. 8.1), дозволяє сформулювати їх основні повноваження та функції таким чином (НАК, 2014; Основні, 2014; Система, 2001; Положення, 2011; Про Державне, 2013; Про затвердження, 2011; Про Раду, 2014; Про створення, 2014; Про утворення, 2014).

Верховна Рада України здійснює законодавче регулювання і контроль за діяльністю органів державної влади та посадових осіб щодо виконання ними функцій і завдань в енергетичній сфері; ухвалює засади внутрішньої та зовнішньої політики держави в енергетичній сфері; затверджує державний бюджет, в якому передбачає кошти на забезпечення роботи та розвиток галузей ПЕК; схвалює загальнодержавні програми економічного, науково-технічного розвитку, охорони довкілля; затверджує рішення про одержання Україною від іноземних держав, банків і міжнародних фінансових організацій позик для розвитку ПЕК, здійснює контроль за їх використанням; проводить парламентські слухання з питань енергетичної політики тощо.

Комітет Верховної Ради з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки готує законопроекти, що регулюють діяльність та розвиток енергетики.

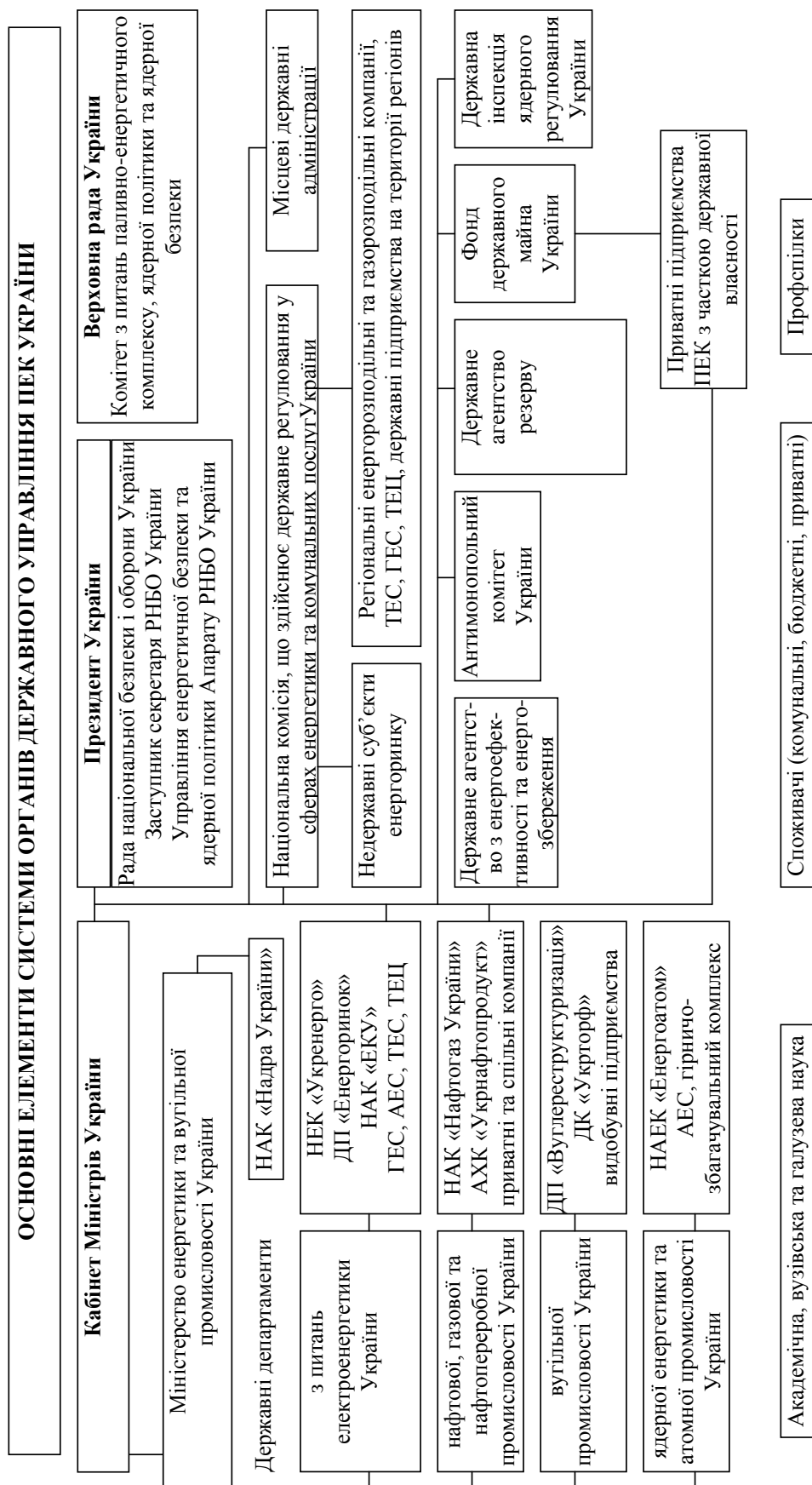


Рисунок 8.1 – Система органів державного управління ПЕК України

Президент України, у межах своїх повноважень, здійснює керівництво в енергетичній сфері; створює, реорганізує та ліквідує органи виконавчої влади, визначає їх функції, основні завдання; видає укази і розпорядження, що стосуються функціонування та розвитку ПЕК; звертається із щорічними (позачерговими) посланнями до Верховної Ради про внутрішнє і зовнішнє становище України, в т.ч. в енергетичній сфері; призначає (за поданням прем'єр-міністра) та звільняє з посад керівників міністерств, державних комітетів, інших центральних органів виконавчої влади, що здійснюють повноваження в енергетичній і суміжних сферах; призначає та звільняє з посад (за згодою Верховної Ради) голову Антимонопольного комітету України, голову Фонду державного майна України.

Рада національної безпеки і оборони України, яку очолює голова держави, координує та контролює діяльність органів виконавчої влади в енергетичній сфері. РНБО України подає главі держави пропозиції щодо: визначення стратегічних національних інтересів України в енергетичній сфері, концептуальних підходів та напрямів забезпечення енергетичної безпеки; утворення, реорганізації та ліквідації органів виконавчої влади в енергетичній сфері; оперативних заходів із запобігання та локалізації загроз національним інтересам України в енергетичній сфері.

Інформаційно-аналітичне та організаційне забезпечення діяльності Ради національної безпеки і оборони України в енергетичній сфері здійснює Апарат РНБО України, у структурі якого є профільний підрозділ – **управління енергетичної безпеки та ядерної політики**, функціонально підпорядковане заступнику Секретаря РНБО України.

Кабінет Міністрів України забезпечує економічну самостійність України, здійснення внутрішньої та зовнішньої політики, виконання Конституції і законів України, актів Президента України в енергетичній сфері; забезпечує проведення фінансової, цінової, інвестиційної та податкової політики у сферах енергетики, охорони природи, екологічної безпеки та природокористування; розробляє та здійснює загальнодержавні програми економічного й науково-технічного розвитку; розробляє проект державного бюджету та забезпечує його виконання за статтями, пов'язаними з функціонуванням і розвитком ПЕК.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України, є центральним органом виконавчої влади зі спеціальним статусом, підконтрольним і підзвітним Президентові України. Основними завданнями НКРЕКП є:

– участь у формуванні та забезпеченні реалізації державної політики щодо розвитку та функціонування оптового ринку електроенергії, ринків газу, нафти та нафтопродуктів, у сфері теплопостачання;

- державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій, сприяння конкуренції, забезпечення проведення цінової і тарифної політики в електроенергетиці та нафтогазовому комплексі;
- забезпечення ефективності функціонування товарних ринків, координація діяльності державних органів щодо регулювання ринків енергоносіїв, захист прав споживачів;
- видача ліцензій на здійснення діяльності в електроенергетиці та нафтогазовому комплексі, контроль за додержанням ліцензійних умов.

Державна інспекція ядерного регулювання України є центральним органом виконавчої влади, який є головним з формування та реалізації державної політики у сфері безпеки використання ядерної енергії. Державна інспекція повинна виконувати такі функції:

- визначення критеріїв, вимог і умов щодо безпеки під час використання ядерної енергії, видача дозволів і ліцензій на проведення діяльності у цій сфері;
- здійснення державного нагляду за додержанням законодавства, норм, правил і стандартів з ядерної та радіаційної безпеки;
- виконання інших функцій національного регулюючого органу з ядерної та радіаційної безпеки.

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України є головним органом у системі центральних органів виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в ПЕК. Основними завданнями Міністерства є:

- державне управління паливно-енергетичним комплексом;
- забезпечення реалізації державної політики в ПЕК;
- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- розроблення пропозицій щодо вдосконалення економічних важелів стимулювання розвитку ПЕК тощо.

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України: розробляє прогнози, концепції та цільові програми розвитку ПЕК; контролює використання бюджетних коштів на підприємствах ПЕК; розробляє пропозиції щодо вдосконалення механізму ціноутворення в ПЕК; забезпечує реалізацію державної політики у сфері енергозбереження тощо.

Функції з управління галузями ПЕК та об'єктами державної власності, що належать до сфери його управління, Міністерство здійснює через **Державні департаменти** – з питань електроенергетики; нафтової, газової та нафтопереробної промисловості; вугільної промисловості; ядерної енергетики та атомної промисловості. Основними формами організації об'єктів державної власності в ПЕК є акціонерні компанії й державні підприємства; базовими серед них є НАК «Нафтогаз України», Національна

атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом», НАК «Надра України» і НАК «Енергетична компанія України» (НАК «ЕКУ»).

НАК «Нафтогаз України» створена з метою: забезпечення ефективного функціонування й розвитку нафтогазового комплексу; підвищення рівня енергетичної безпеки держави; більш повного задоволення потреб промислових і побутових споживачів у сировині та паливно-енергетичних ресурсах; отримання прибутку шляхом провадження підприємницької діяльності.

НАЕК «Енергоатом» є державним підприємством, що виконує такі основні завдання:

- погодження з відповідними органами тарифу на електроенергію, що виробляється на АЕС, здійснення її продажу на енергоринку;
- закупівля ядерного палива; створення системи поводження з відпрацьованим ядерним паливом і радіоактивними відходами;
- створення системи перепідготовки й підвищення кваліфікації персоналу АЕС;
- забезпечення дотримання норм міжнародних договорів з питань ядерної та цивільно-правової відповідальності за ядерну шкоду;
- будівництво, реконструкція та зняття з експлуатації енергоблоків АЕС тощо.

НАК «Надра України» створена з метою підвищення ефективності управління підприємствами в галузі геології та розвідки надр, поліпшення забезпечення потреб України в корисних копалинах. Основними завданнями Компанії є:

- організація й проведення пошукових і геологорозвідувальних робіт в Україні та за її межами;
- здійснення переробки окремих видів корисних копалин;
- сприяння залученню інвестицій у розвиток розвідки, розроблення та промислової експлуатації родовищ тощо.

Місія **НАК «Енергетична компанія України»** полягає у виконанні завдань Уряду України щодо вітчизняного електроенергетичного комплексу щодо забезпечення ефективного і збалансованого електро- й теплопостачання споживачів, оновлення й нарощування енергетичних потужностей з одночасним зменшенням техногенного навантаження на довкілля, здійснення подальших реформ у вітчизняному електроенергетичному комплексі та приєднання ОЕС України до європейської енергосистеми. Основними завданнями Компанії є надійне й ефективне функціонування, розвиток електроенергетичного комплексу для забезпечення економічної та енергетичної безпеки держави, більш повне задоволення потреб споживачів в електричній і тепловій енергії, ефективне управління державним майном, залучення інвестицій та отримання прибутку.

Національні енергетичні компанії мають право вносити до Кабінету Міністрів та інших центральних органів виконавчої влади пропозиції щодо підвищення ефективності функціонування галузей ПЕК, проекти нормативно-правових актів з цих питань.

Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України є центральним органом влади, діяльність якого спрямовується та координується Кабінетом Міністрів. Основними завданнями Державного агентства є:

- визначення основних напрямів, нормативів та проведення єдиної державної політики у сфері енергозабезпечення, розроблення механізму її реалізації;
- участь у розробленні загальнодержавної енергетичної програми та програм розвитку галузей ПЕК, контроль за їх реалізацією в частині енергозбереження;
- організація і проведення державної експертизи з енергозбереження тощо.

Перелічені державні структури здійснюють свою діяльність у ПЕК разом з іншими органами державної влади України: Міністерством економічного розвитку і торгівлі, Міністерством екології та природних ресурсів, Державною службою України з надзвичайних ситуацій, Міністерством соціальної політики, Антимонопольним комітетом, Фондом державного майна, Державним агентством резерву України, правоохоронними органами, місцевими державними адміністраціями та органами місцевого самоврядування.

8.2 Методи державного регулювання енергетики

Державна регулятивна політика в енергетичній сфері України поєднує методи прямого і непрямого регулювання (Система, 2001) і здійснюється з урахуванням двох *важливих обставин*:

- а) світової тенденції поступової лібералізації внутрішніх ринків енергоносіїв та обмеження адміністративного втручання держави у діяльність суб'єктів енергоринків;
- б) існування в умовах розбудови ринкової економіки нерозвиненого конкурентного середовища, недосконалих механізмів підприємницької діяльності, неповної (і суперечливої) законодавчої бази, що зумовлює необхідність активного регулювання економічних відносин з боку держави.

До **методів прямого регулювання** державою діяльності суб'єктів енергоринків належать ліцензування окремих видів діяльності, контроль за дотриманням технічних та екологічних стандартів, вимог безпеки функціонування енергетичних об'єктів, регулювання умов конкуренції на енерго-

ринку. *Методи непрямого впливу* спрямовані на зміну параметрів ринкового середовища і охоплюють регулювання цін, тарифів, рівнів податків і мита, кредитних ставок тощо.

Істотний вплив на функціонування та розвиток ПЕК справляють **важелі загального макроекономічного регулювання** (обмінний курс гривні, облікові ставки та резервні вимоги Національного банку України, курси цінних паперів на фондовому ринку), а також **зовнішні чинники** – механізми ціноутворення на світових ринках енергоносіїв, форми міжнародних розрахунків, механізми та умови доступу до міжнародних кредитних ресурсів тощо.

Регулювання шляхом ліцензування зобов'язує суб'єктів господарювання дотримуватися певних умов і правил діяльності (ліцензійних умов). Розробляючи ліцензійні умови та контролюючи їх дотримання, державний регулюючий орган має можливість суттєво впливати на поведінку ліцензіата, включаючи дотримання ним технічних, екологічних та інших вимог, що визначають рівень: безпеки енергетичних об'єктів; охорони праці на підприємствах ПЕК; відтворення ресурсної бази.

Цінове регулювання є важливою складовою державного регулювання, але сфера його застосування в ПЕК помітно вужча, ніж сфера ліцензування (табл. 8.1). Головними завданнями цінового регулювання енергоринків є: упередження необґрунтованого завищення цін і тарифів на паливо та енергію підприємствами-монополістами; захист прав споживачів енергетичної продукції; недопущення перехресного субсидування одних видів діяльності в енергетиці за рахунок інших.

Таблиця 8.1 – Система державного регулювання окремих галузей ПЕК

Галузь	Вид діяльності	Вид регулювання	Підприємства, діяльність яких регулюється	Державний регулюючий орган
1	2	3	4	5
Електроенергетика	виробництво електроенергії	ліцензування	енергогенеруючі компанії	НКРЕКП
	передача електроенергії магістральними та розподільними мережами	ліцензування встановлення тарифів	НЕК «Укренерго», регіональні енергорозподільні компанії	
	оптове постачання електроенергії	ліцензування формування оптової ціни енергоринку	ДП «Енергоринок»	

Продовження таблиці 8.1

1	2	3	4	5
	постачання електроенергії за регульованим тарифом	ліцензування встановлення тарифів на електроенергію для населення	регіональні енергорозподільні компанії	
	постачання електроенергії за нерегульованим тарифом	ліцензування	постачальники електроенергії за нерегульованим тарифом	
Електроенергетика	проектування ядерних установок, сховищ для захоронення радіоактивних відходів	ліцензування	проектні організації, що займаються цією діяльністю	МЕПРУ
	перевезення радіоактивних матеріалів	ліцензування	підприємства, що займаються цією діяльністю	
	видобування уранових руд	ліцензування	підприємства з видобування уранових руд	
	переробка уранових руд	ліцензування	підприємства з переробки уранових руд	
	переробка, зберігання та захоронення радіоактивних відходів	ліцензування	підприємства, що займаються цією діяльністю	
	підготовка персоналу для експлуатації ядерних установок	ліцензування	навчально-тренувальні центри АЕС	
	розроблення проектів забезпечення фізичного захисту ядерних установок і ядерних матеріалів	ліцензування	установи, що займаються цією діяльністю	
Електроенергетика	проектування технічних засобів охорони та захисту інформації щодо фізичного захисту ядерних установок і ядерних матеріалів	ліцензування	установи, що займаються цією діяльністю	МЕПРУ
	монтаж, налагодження, технічне обслуговування, ремонт інженерно-технічних засобів охорони та захисту інформації щодо фізичного захисту ядерних установок та ядерних матеріалів	ліцензування	підприємства, що займаються цією діяльністю	

Продовження таблиці 8.1

1	2	3	4	5
	підготовка, перепідготовка та підвищення кваліфікації фахівців з фізичного захисту ядерних установок та ядерних матеріалів	ліцензування	установи, що займаються цією діяльністю	
Нафтогазовий комплекс	транспортування нафти, нафтопродуктів магістральними трубопроводами, транспортування природного та нафтового газу трубопроводами та його розподіл	ліцензування встановлення тарифів на транспортування трубопроводами нафти, нафтопродуктів, природного та нафтового газу	підприємства, що експлуатують магістральні та розподільні трубопроводи	НКРЕКП
	роздрібна реалізація нафтопродуктів	патентування	підприємства з роздрібною реалізацією нафтопродуктів	місцеві податкові органи
	постачання природного газу за регульованим тарифом	ліцензування встановлення тарифів на природний газ для населення	регіональні та міські підприємства з газопостачання	НКРЕКП
	постачання природного газу за нерегульованим тарифом	ліцензування	постачальники газу за нерегульованим тарифом	
	пошук (розвідка) корисних копалин	ліцензування	підприємства, що займаються цією діяльністю	
	зберігання природного газу в обсягах, що перевищують рівень, визначений ліцензійними умовами	ліцензування	підприємства, що займаються цією діяльністю	МЕПРУ
	реалізація скрапленого газу	встановлення тарифів на скраплений газ для населення	регіональні та міські підприємства з газопостачання	місцеві державні адміністрації

Податкове регулювання, крім виконання фіскальних функцій, повинно сприяти ефективному функціонуванню та розвитку енергоринків, у т. ч. підвищенню конкурентоспроможності підприємств, стимулюванню енергозбереження, інвестиційної та інноваційної діяльності суб'єктів господарювання. Податкові регулятори використовуються також і для опе-

ративного регулювання структури виробництва та споживання в ПЕК, однак при цьому вони повинні залишатися відносно стабільними й забезпечувати незмінність основних «правил гри» на енергоринку.

Митне регулювання виконує схожі з податковим фіскальні функції. Водночас воно має особливе завдання регулювання структури імпорту з метою: стимулювання імпорту дефіцитних для України видів ресурсів (сирої нафти, природного газу, ядерного палива, сучасного енергетичного обладнання, новітніх технологій); обмеження імпорту товарів, виробництво яких (у достатніх обсягах) можливе на вітчизняних підприємствах, – продуктів нафтопереробки, окремих сортів вугілля, більшості видів енергетичного обладнання.

Важливим важелем державного регулювання енергетичної сфери є також **формування та реалізація державних програм розвитку ПЕК або окремих його галузей.**

В умовах становлення ринку енергоносіїв завдання держави полягає у створенні таких економічних і правових засад, які б сприяли розвитку конкуренції та враховували (і узгоджували) інтереси всіх його учасників, у тому числі споживачів.

Таким чином, на сучасному етапі державна регулятивна політика у сфері енергетики повинна концентруватися на:

- вдосконаленні системи регулювання діяльності природних монополій (включаючи регулювання цін і тарифів);
- встановленні нормативних та організаційних засад діяльності ПЕК;
- поступовому обмеженні регулювання цін і тарифів на товари (послуги) інших суб'єктів господарювання, у т. ч. монопольних утворень, що не мають природного характеру.

8.3 Енергетичний баланс країни як інструмент державного регулювання¹

Оптимальний паливно-енергетичний баланс є однією з важливих умов ефективного функціонування та розвитку будь-якої країни. Економічна ефективність, життєздатність і конкурентоспроможність галузей ПЕК прямо залежать від об'єктивних споживчих властивостей та якостей енергоносіїв і кінцевих продуктів, наявного наукового рівня й технологічного потенціалу держави. Розроблення єдиного енергетичного балансу і створення різноманітних сценаріїв перспективного ПЕБ може слугувати осно-

¹ Розділ містить результати досліджень, проведених за фундаментальною темою «Еколого-економічні механізми реалізації потенціалу енерго- та ресурсозбереження національної економіки» (№ держ. реєстр. 0114U001764).

вою для ухвалення економічних та політичних рішень, визначення стратегічних і галузевих орієнтирів енергетичної політики країни. Достовірний ПЕБ як інструмент державного регулювання дає можливість уникнути структурних та цінових диспропорцій на внутрішньому ринку енергоресурсів, створити ефективний механізм управління формуванням і використанням резервів національного господарства.

У цілому, **енергетичний баланс** визначається як *відповідність між сумарною підведеною енергією, з одного боку, і кількістю використаної енергії (за видами споживання) – з іншого*. При складанні енергетичних балансів повинні враховуватися потоки усіх видів енергії й енергетичних ресурсів за стадіями їх видобутку, перероблення, перетворення, розподілу, зберігання та кінцевого використання, включаючи можливі непродуктивні втрати енергії. Енергетичні баланси складаються на рівні національного господарства (*єдиний енергетичний баланс*), окремих регіонів і територій, галузей, підприємств.

Необхідність розроблення енергетичного балансу визначається такими **факторами** (Инновационное, 2004):

- 1) широкою взаємозамінністю різних видів енергії і палива у споживачів;
- 2) взаємозамінністю енергогенеруючих установок різних типів;
- 3) взаємозамінністю різних видів транспортування енергії;
- 4) можливістю використовувати різні види енергетичних ресурсів енергогенеруючими установками;
- 5) різними рівнями втрат та інших техніко-економічних показників різних варіантів одержання і використання енергоресурсів.

Основним завданням при розробленні енергетичного балансу є знаходження шляхів найбільш доцільного й узгодженого розвитку всіх ланок енергетичного комплексу. При складанні енергетичного балансу встановлюються обсяги видобутку, перероблення, розподілу і споживання усіх видів енергетичних ресурсів, вироблення і споживання усіх видів енергії. Водночас формується склад енергогенеруючих установок за основними типами та обираються доцільні енергоносії для енергоспоживчих процесів за галузями національного господарства.

*Розроблення балансу розпочинається з формування складу його **видаткової частини**, в якій визначаються пропорції розвитку різних типів енергетичних установок для задоволення певних енергоспоживчих процесів. В той самий час повинен бути встановлений і кількісний рівень розвитку енергоспоживчих процесів. Він визначається наміченим рівнем розвитку національної економіки. Наступним етапом є формування раціональних меж застосування різних видів енергії (електроенергії, пари, гарячої води) і палива (газу, рідкого, твердого палива) для енергоспоживчих процесів. З*

цією метою здійснюється порівняння можливостей та економічності використання різних видів енергоносіїв для потреб певних енергоспоживчих процесів. Лише за умов обґрунтованого вирішення цих завдань можна визначити раціональну потребу в електричній, тепловій енергії, рідкому, газоподібному і твердому паливі для безпосереднього використання в установках споживачів.

Для раціоналізації потреб енергоспоживачів усі **енергоспоживчі процеси відповідно до їх призначення** поділяють на три основні групи:

- а) *технологічні* (у промисловості та сільському господарстві);
- б) *транспортні*, пов'язані з переміщенням матеріалів, вантажів, людей;
- в) *господарсько-побутові*.

У той самий час **за цільовим призначенням і потенціалом енергії, яка використовується у споживача**, у складі кожної групи можна виділити такі основні види процесів:

- 1) *силові*, що передбачають витрачання механічної енергії для оброблення матеріалів та їх переміщення;
- 2) *високотемпературні*, що витрачають теплову енергію при температурах більше 400–500°C;
- 3) *середньотемпературні*, що споживають теплову енергію при температурах 100–350 °C і можуть задовольнятися парою (пральні, хімчистки);
- 4) *низькотемпературні*, що відбуваються при температурах нижче 100–150 °C (як правило, можуть задовольнятися гарячою водою), – гаряче водопостачання, опалення, вентиляція; у деяких випадках можливе застосування електроенергії, у децентралізованому секторі – твердого палива;
- 5) *електрофізичні*, що використовують електроенергію для безпосереднього впливу на оброблюваний предмет (враховуючи електронні процеси);
- б) *освітлення* – процес, який винятково базується на застосуванні електроенергії, хоча технічно можливе використання й інших видів енергії.

Для визначення загальної потреби у кожному виді енергії й палива необхідно спочатку встановити потребу в кожному виді енергії, яка генерується установками, що не допускають застосування інших видів енергії за технічними умовами або через очевидну економічну недоцільність. Вибір виду енергії для інших споживачів здійснюється на основі економічного розрахунку. За базу визначення потреби в енергії береться (кінцева) енергія. Під терміном **«корисна енергія»** розуміють *кількість енергії, теоретично необхідну для здійснення тих чи інших енергетичних процесів або*

одержувану на стадії перероблення, перетворення, транспортування і збереження енергетичних ресурсів (Прузнер и др., 1982).

Необхідність застосування такого підходу пов'язана з можливими розбіжностями у ККД енергоспоживчих установок η при їх роботі на різних видах енергії і палива. Кількість підведеної енергії буде змінюватися при застосуванні різних енергоресурсів, у той час як кількість корисної енергії залишиться постійною, оскільки кількість підведеної енергії Q_{nid} пов'язана з корисною $Q_{кор}$ співвідношенням $Q_{nid} = Q_{кор} / \eta$.

Сформовані у видатковій частині балансу раціональні обсяги споживання усіх видів енергії і палива дозволяють оцінити потребу в енергогенеруючих установках різних типів (електростанції, котельні, установки безпосередньої витрати палива) і перейти до розроблення прихідної частини балансу.

Прихідна частина енергетичного балансу визначає пропорції виробництва різних видів енергетичних ресурсів та їх використання у різних типах енергетичних установок. Зокрема, має бути вирішене питання про оптимальне співвідношення виробництва енергії на ГЕС і ТЕС, а також визначені раціональні види палива для ТЕС і установок безпосереднього використання палива. Між прихідною і видатковою частинами енергобалансу існують тісний зв'язок і залежність (табл. 8.2).

Таблиця 8.2 – Принципова схема енергетичного балансу

Енергоспоживчі процеси							Енергетичні установки	Види енергоресурсів, що витрачаються						
освітлювальні	силові	високотемпературні	середньотемпературні	низькотемпературні	хімічні	електротехнологічні		разом	гідроенергія	тверде паливо	нафта, газ	побічні ресурси	ядерне паливо	разом
+	+	+	+	+	+	+		1 Електро- станції	+	+	+	+	+	
	+		+	+	+			2 Котельні		+	+	+		
	+	+						3 Установки безпосеред- нього спожи- вання палива		+	+	+		
								Разом						

Подробиці

З огляду на те, що техніко-економічні показники видобутку, перетворення, передачі і використання різних енергоресурсів у різних споживачів неоднакові, необхідно обрати оптимальний варіант енергобалансу, що забезпечує мінімум народногосподарських витрат на його реалізацію. Обґрунтоване вирішення цього завдання може бути отримане при використанні математичних методів із застосуванням ЕОМ. У зв'язку з цим розглянемо математичний метод оптимізації ПЕБ (транспортну задачу математичного програмування) на прикладі найпростішої лінійної моделі. На практиці вона одержала назву *скороченої моделі паливно-енергетичного балансу* та може бути сформульована так.

Необхідно визначити обсяг постачань енергоресурсів x_{ij} виду i споживачу j для всіх споживачів $j = 1, \dots, n$ усіх енергоресурсів $i = 1, \dots, m$, за яких досягається мінімум приведених витрат на видобуток, переробку, транспортування і використання всіх енергетичних ресурсів, тобто $\min \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n z_{ij} x_{ij} \eta_{ij}$ за умови забезпечення заданої потреби в корисній енергії всіх споживачів $\sum_{i=1}^m \eta_{ij} x_{ij} = Q_j$, ($j = 1, \dots, n$), а також при дотриманні наявних обмежень на обсяг використання енергоресурсів кожного виду:

$\sum_{j=1}^n x_{ij} \leq B_i$, ($i = 1, \dots, m$), де

$z_{ij} = z_{ij}^{год} + z_{ij}^{mp} + z_{ij}^{роз} + z_{ij}^{сук}$ – питомі приведені витрати на видобуток, транспортування, розподіл та використання енергоресурсу i у споживача j ; η_{ij} – коефіцієнт корисного використання ресурсу i у споживача j , $\eta_{ij} = Q_{ij} / x_{ij}$, Q_{ij} – корисне споживання ресурсу i споживачем j ; Q_j – корисне споживання енергії споживачем j ; B_i – обсяг можливого використання ресурсу i .

Необхідно зазначити, що при використанні традиційних методів розрахунку балансу намагаються скласти на рівні узгодження потреб і можливостей, наближеному до оптимального. Це в першу чергу стосується планових і прогнозних балансів.

Розглянемо особливості формування сучасного паливно-енергетичного балансу України і тенденції його зміни.

У структурі ПЕБ України за минулі роки найбільший обсяг припадав на природний газ – 36–45 % в загальному споживанні порівняно із середньоєвропейським показником близько 22 %; обсяг споживання нафти і нафтопродуктів становив близько 20 %, вугілля – 18–35 %, урану – близько 20%, гідроресурсів та інших відновлювальних джерел – близько 4 %. Рівень енергозалежності України є середньоєвропейським (частка імпорту в постачанні ПЕР у державу становить близько 50 %), але він характеризується високою монопольною залежністю від імпорту нафти і газу (близько

70 %) та ядерного палива (100 %) з Росії. Труднощі з нарощуванням власного видобутку вугілля, нафти, газу і несприятливий баланс енергоспоживання (значна частка газу) загострюють проблему енергетичної залежності (Про схвалення, 2013).

Подробиці

Споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів в Україні у 2011 році мало такий вигляд: природного газу – 36,9 %, вугілля – 32,7 %, нафти – 9,7 %, атомної енергії – 18,7 %, біомаси – 1,24 %, електроенергії, виробленої великими гідроелектростанціями, – 0,76 %. Отже, основним енергоносієм в країні залишався газ, на другому місці – вугілля. Водночас тенденцією останніх декількох років є зниження використання газу та збільшення – вугілля. Так, згідно з енергетичним балансом України 2010 року частка газу становила 42 %, вугілля – 28,2 % (Гелетуха, 2013).

Відповідно до оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року за базовим сценарієм прогнозуються такі зміни у споживанні основних енергоресурсів до 2030 року (порівняно з 2010 роком):

- споживання електроенергії збільшиться на 55 % і становитиме за прогнозними даними 253,5 млрд кВт·год, експортні можливості статимуть нових 5,5 млрд кВт·год;

- споживання вугільної продукції збільшиться на 27 % – до 75,6 млн т, при цьому експорт зросте у 3,3 раза до 20,5 млн т, а імпорт знизиться у 1,86 раза – до 6,5 млн т;

- споживання природного газу зменшиться більш ніж на 10 % – до 46,6 млрд м³, водночас імпорт газу скоротиться у 7,32 раза – до 5 млрд м³ при зростанні власного видобутку більш ніж удвічі – до 44,4 млрд м³;

- споживання нафти для внутрішніх потреб збільшиться на 30 % – до 14,3 млн т зі зростанням на 25 % обсягів її власного видобутку, при цьому імпорт нафти зросте більш ніж на 30 % – із 7,5 до 9,8 млн т.

Збільшення попиту вимагатиме відповідного збільшення виробництва й поставок енергетичних ресурсів (табл. 8.3) (Про схвалення, 2013).

Таблиця 8.3 – Прогнозний паливно-енергетичний баланс України на період до 2030 р., млн т ум. п. (Про схвалення, 2013)

Стаття балансу	2010 (факт)	2020			2030		
		I	II	III	I	II	III
1	2	3	4	5	6	7	8
Розподіл ресурсів, усього	231,8	252,0	251,8	228,9	289,6	286,6	239
I Споживання в Україні, усього, у тому числі:	190,7	221,0	212,8	200,6	265,5	238,1	213,3
1.1 Вугілля	48,3	60,9	58,5	55,5	74,4	61,2	56,1
1.2 Нафта	17,9	23,0	23,6	21,1	33,9	29,6	24,5

Продовження таблиці 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8
1.3 Природний газ	66,1	61,4	58,9	59,6	61,4	57,3	54,6
1.4 Електроенергія, вироблена без витрат органічного палива	39,0	48,1	46,5	43,0	61,1	58,1	50,4
1.5 Теплова енергія, вироблена на АЕС	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
1.6 Теплова енергія довкілля	0,1	1,8	1,8	1,5	8,0	8,0	6,6
1.7 Енергія з інших джерел	20,7	28,2	25,2	21,9	28,6	25,8	23
1.8 Сальдо з електроенергії (експорт-імпорт)	1,6	2,7	2,0	2,4	2,2	2,2	2,2
2 Експорт паливно-енергетичних ресурсів з України	13,1	6,3	10,0	6,1	7,3	18,5	5,8
3 Залишки у сховищах та складах на кінець року	28,0	24,7	29,0	22,2	16,8	30,0	19,9
Імпорт енергоресурсів	70,9	59,9	57,7	55,7	37,2	34,1	45,1

I – оптимістичний; II – базовий; III – песимістичний сценарії.

За результатами реалізації оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року показники енергобалансу повинні якісно змінитися, забезпечивши:

- повне задоволення зростаючого попиту на електроенергію за рахунок термінової модернізації ТЕС, продовження терміну експлуатації АЕС, значних інвестицій у модернізацію і розширення електромережевого господарства країни, а після 2018 року – за рахунок введення нових генеруючих потужностей та скорочення питомих витрат;
- збільшення видобутку газу до 40–45 млрд м³ на рік і вихід на забезпечення 90 % споживання власного газу за умови доопрацювання порядку видачі ліцензій, угод про розподіл продукції, оподаткування і активної роботи для залучення інвесторів;
- повне задоволення попиту на вугілля шляхом збільшення економічно ефективного видобутку енергетичного вугілля обсягом до 75 млн т на рік (та коксівного до 40 млн т на рік) за умови максимальної приватизації й підвищення ефективності роботи шахт, а також подальшого закриття неприватизованих збиткових шахт;

- істотне скорочення державних витрат за умови припинення субсидування галузей з одночасним підвищенням ефективності роботи підприємств ПЕК;
- впровадження комплексних програм підвищення енергоефективності для зниження питомого споживання енергоресурсів в економіці на 30–35 % до 2030 року, що істотно зменшить навантаження на економіку, підвищить енергетичну незалежність держави і конкурентоспроможність її ВВП.

Залучення необхідних інвестицій (близько 200 млрд дол. США) в ПЕК потребуватиме розроблення програм реформування галузей, створення конкурентних ринків, підвищення цін на енергоресурси з метою створення привабливих умов для залучення в галузь приватних інвесторів, посилення системи контролю над монополіями, а також доопрацювання і довгострокової стабілізації нормативно-правового поля (Про схвалення, 2013).

У разі реалізації сприятливих сценаріїв Україна суттєво знизить свою енергетичну залежність від найголовніших сучасних країн-постачальників енергоресурсів, забезпечивши стабільне економічне зростання. При цьому потреба в імпорті газу залишатиметься значною – від 36 до 54 % загального обсягу споживання. З метою диверсифікації імпорту Стратегією передбачається мінімізація частки закупівлі газу в одного постачальника до 35 % від обсягів імпорتنих поставок. Проте найбільш збалансоване співвідношення темпів економічного зростання країни та обсягів споживання паливно-енергетичних ресурсів може бути досягнуто за рахунок підвищення ефективності використання енергії у національному виробництві.

8.4 Шляхи економії паливно-енергетичних ресурсів. Державна політика енергозбереження в Україні²

Процеси економічного зростання в Україні, раціоналізації її енергетичного балансу потребують значного технічного і технологічного переозброєння, структурних змін у господарських комплексах країни, зменшення залежності від імпорту ПЕР, зниження фондомісткості, ресурсо- та енергоємності продукції. Одним із головних напрямків подолання енергетичної кризи, забезпечення оздоровлення економіки України та стійкого зростання ВВП є *енергозбереження* – дієвий шлях значної економії паливно-енергетичних ресурсів, що являє собою діяльність (організаційну, наукову, практичну, інформаційну), спрямовану на раціональне використання та економне витрачання первинної й перетвореної енергії і природних

² Розділ містить результати досліджень, проведених за фундаментальною темою «Еколого-економічні механізми реалізації потенціалу енерго- та ресурсозбереження національної економіки» (№ держ. реєстр. 0114U001764).

енергетичних ресурсів у національному господарстві та яка реалізується з використанням технічних, економічних і правових методів (Про енергозбереження, 2013).

Об'єктивна необхідність енергозбереження в Україні визначається значною залежністю від імпорту ПЕР, зменшенням запасів органічного палива, збільшенням капіталоємності енергетики, зменшенням витрат на заощадженні ПЕР порівняно з їх видобутком, можливістю зменшення шкідливого впливу енергетичних об'єктів на довкілля. До *суб'єктивного фактора* необхідно віднести сформовану в минулі десятиріччя неприпустимо велику енергоємність народногосподарських комплексів. Насамперед це стосується чорної та кольорової металургії, хімії, нафтохімії, нафтопереробної та будівельної промисловості, окремих підгалузей машинобудування (Забезпечення, 2003; Ковалко та ін., 1998; Про схвалення, 2013).

У серпні 1994 року Верховна Рада України прийняла закон «Про енергозбереження», метою якого є регулювання відносин між суб'єктами господарської діяльності, а також між ними й державою у галузях видобутку, переробки, транспортування, збереження й використання ПЕР, створення зацікавленості підприємств та громадян у збереженні енергії, впровадженні енергозберігаючих технологій, встановлення відповідальності юридичних та фізичних осіб за енергозбереження.

Згідно із Законом України «Про енергозбереження» 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, виробленням і використанням ПЕР;
- обов'язковість енергетичної експертизи;
- вирішення проблем енергозбереження у поєднанні з реалізацією енергетичної програми України, а також на основі широкого міждержавного співробітництва тощо.

Проведення державної політики у сфері енергозбереження в Україні сьогодні здійснюють Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження (Держенергоефективності) України, утворене згідно з Указом Президента України від 13 квітня 2011 р. № 462/2011, та низка відповідних державних органів (рис. 8.2).

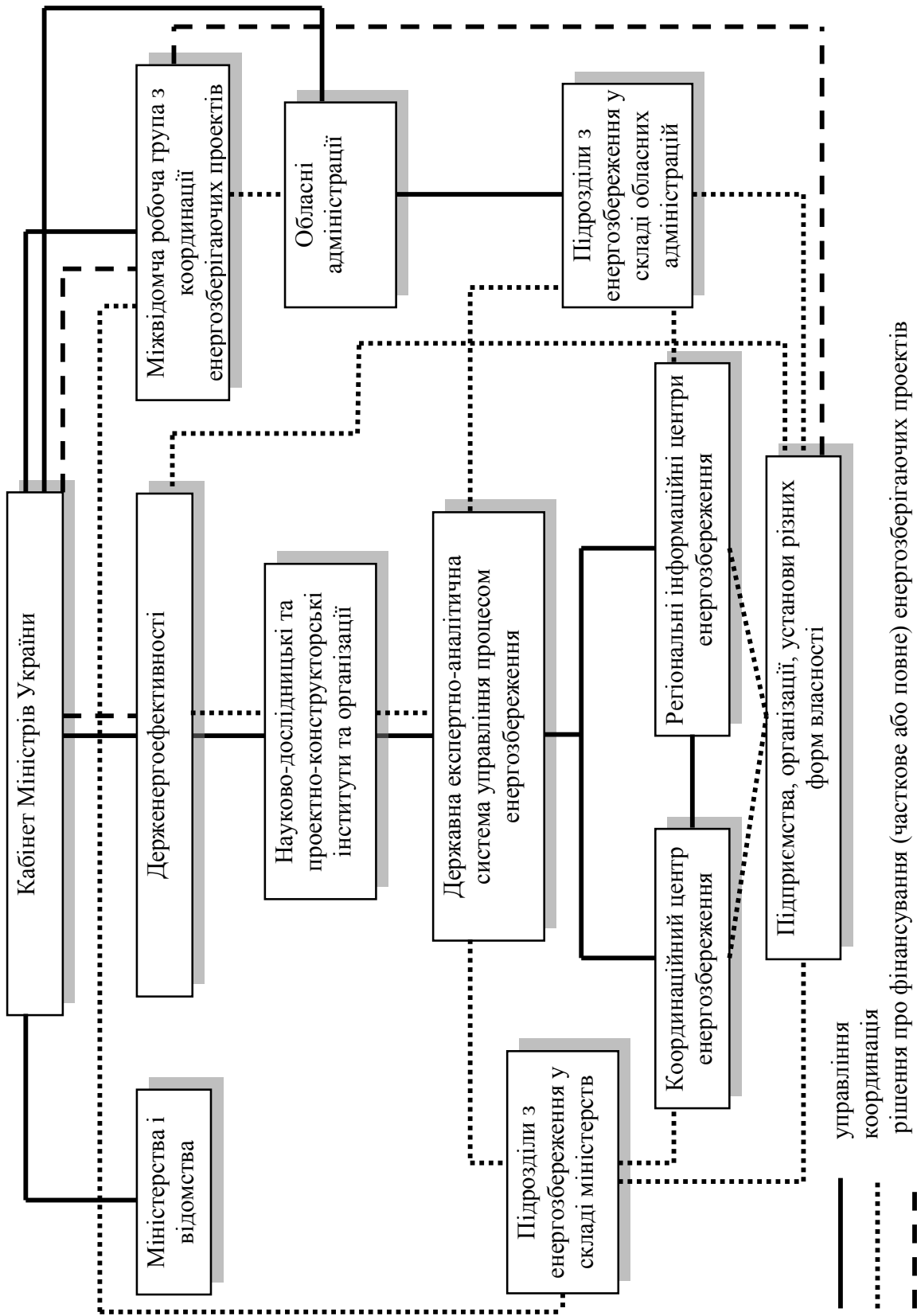


Рисунок 8.2 – Структура органів державного управління у сфері енергозбереження (Мельник та ін., 2006)

Державне управління енергозбереженням в Україні передбачає взаємодію трьох основних напрямів:

- державного регулювання на основі нормативно-правової бази (ціни, тарифи, сертифікація, експертиза, ліцензування, пільги, стандарти та нормативи);
- функціонального управління, яке виконується апаратом Держенергоефективності України;
- регіонального управління та контролю за виконанням законів, використання нормативної бази, а також організації роботи з енергозбереження.

Державне управління здійснюється через відповідну систему елементів управління: розроблення та проведення політики ціноутворення; сертифікацію обладнання та приладів; енергетичну експертизу проектів; ліцензування роботи консалтингових та аудиторських фірм; інвестиційну та інноваційну діяльність; вирішення питання з надання податкових і кредитних пільг; розроблення стандартів енергоспоживання. Система державного управління енергозбереженням є сукупністю загальнодержавних, галузевих та регіональних органів управління, а також підприємств і організацій, що здійснюють державну енергозберігаючу політику.

У своїй діяльності Держенергоефективності України спирається на спеціально створені регіональні й галузеві органи управління енергозбереженням, державну експертизу з енергозбереження, а також на відділи (відповідальні за впровадження заходів) з енергозбереження на підприємствах та в організаціях. Агентство тісно співпрацює з існуючими науково-виробничими структурами з енергозбереження на «місцях».

Основою для проведення сучасної енергозберігаючої політики в Україні є Державна цільова економічна програма енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010–2015 роки, Енергетична стратегія України на період до 2030 року, Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року та ін. (Про затвердження, 2011; Про Національний, 2014; Про схвалення, 2013). Крім того, нормативно-правову базу енергозбереження в Україні додатково становлять 6 законів, що стосуються енергозбереження, а також понад 50 підзаконних актів.

Державна цільова економічна програма енергоефективності на 2010–2015 роки була затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 1.03.2010 року № 243. Ця програма тісно пов'язана з Енергетичною стратегією України на період до 2030 року і передбачає створення умов для наближення енергоємності ВВП України до рівня розвинених країн і стандартів ЄС, а також підвищення ефективності використання ПЕР і посилення конкурентоспроможності національної економіки. У квітні 2011

року до програми були внесені зміни, метою яких стало сприяння розвитку виробництва енергоносіїв із відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива.

Подробиці

Основними цілями Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010–2015 роки є:

- зменшити енергоємність ВВП України на 20 % до 2016 року;
- збільшити частку енергоносіїв у паливно-енергетичному балансі України, отриманих із відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива до 10 %;
- підвищити рівень теплозабезпечення населення та зменшити обсяг використання природного газу для виробництва теплової енергії, необхідної для опалення житлового фонду, на 60 %, будівель бюджетних установ – на 35 %;
- зменшити на 50 % обсяг видатків державного бюджету на фінансування енергозабезпечення бюджетних установ;
- зменшити на 25 % споживання імпортованого природного газу;
- скоротити на 15–20 % обсяг викидів забруднювальних речовин;
- створити привабливі умови для залучення інвестицій в енергоефективність та енергозбереження;
- популяризувати ощадливе споживання паливно-енергетичних ресурсів замість нормування та штрафів.

Очікуваними результатами виконання Програми до 2016 року повинні стати:

1 Удосконалення системи стандартизації у сфері енергоефективності і відновлюваної енергетики (планується розробити 140 стандартів).

2 Зменшення обсягу технологічних витрат і втрат енергоресурсів у результаті модернізації та реконструкції обладнання, впровадження сучасних енергоефективних технологій (зменшення обсягу споживання енергоресурсів у результаті проведення: санації житлових будинків та будівель бюджетних установ – 1,07 млн т ум. п., модернізації газотранспортної системи – 0,9 млн т ум. п., модернізації устаткування теплових електростанцій і теплоелектроцентралей – 0,87 млн т ум. п., модернізації об'єктів комунального господарства – 4,56 млн т ум. п.).

3 Оптимізація структури енергетичного балансу держави, зокрема заміщення традиційних видів палива іншими видами, насамперед отриманими з альтернативних джерел енергії, та вторинними енергетичними ресурсами (обсяг заміщення споживання первинних енергоресурсів у результаті впровадження когенераційних технологій – 10,6 млн т ум. п.; обсяг заміщення споживання первинних енергоресурсів у результаті впровадження технологій, що передбачають використання теплових насосів, електричного теплоаккумуляційного обігріву та гарячого водопостачання – 4,2 млн т ум. п.; обсяг заміщення споживання первинних енергоресурсів у результаті

впровадження технологій, що передбачають використання енергії сонця та геотермальної енергії, – 1,98 млн т ум. п.) (Про затвердження, 2011).

У жовтні 2014 року Кабінетом Міністрів України було ухвалено Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року, спрямований на подальшу підтримку і розвиток цього сектору економіки. У ньому, за узгодженням з оновленою Енергетичною стратегією України на період до 2030 року, передбачається збільшення частки відновлюваних джерел енергії у загальному балансі встановлених потужностей до рівня близько 20 % до 2020 року та зниження електроємності ВВП приблизно на 40 % на тлі прогнозованого зростання попиту на електроенергію (Про Національний, 2014; Про схвалення, 2013). Поряд із цим відповідно до Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 р., яку Україна повинна виконати як Сторона Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, у Плані передбачено досягти у 2020 році рівня 11 % енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, в загальній структурі енергоспоживання держави. Зазначені орієнтири є цілком реальними, враховуючи, що, за оцінками вчених Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України, сьогодні річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в країні сягає 68,6 млн тонн нафтового еквівалента, що становить близько 50 % її загального енергоспоживання (Про Національний, 2014).

Відповідно до оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року у сфері енергозбереження планується досягти за базовим сценарієм зниження показника енергоємності ВВП на 54 % у 2030 році порівняно з 2010 роком, або в середньому на 3,9 % на рік (із 0,2 до 0,09 кг ум.п./грн ВВП), електроємності – на 44 % (з 0,17 (2009 р.) до 0,11 кВт·год/грн), газоємності ВВП – на 68 % (із 0,06 до 0,02 м³/грн). Зниження показників енергоємності ВВП наблизить Україну до показників розвинених східноєвропейських країн (Про схвалення, 2013).

Треба зазначити, що, починаючи з 1994 року, коли був прийнятий Закон України «Про енергозбереження», реалізація державної енергозберігаючої політики в Україні відбувалася вкрай повільно. У 1996 році була розроблена Комплексна державна програма енергозбереження на період до 2010 року, однак досягнення її планових показників, навіть з урахуванням їх коригування у 2000 році, не було забезпечене повною мірою. Аналогічна ситуація склалася з виконанням Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010–2015 роки, Енергетичної стратегії України на період до 2030 року та іншими пов'язаними з ними державними програмами і планами, які доводиться уточнювати з плином часу внаслідок уповільнення темпів зниження енергоємності ВВП України на початку XXI століття.

Аналіз причин невиконання державних планів засвідчує, що основними з них є:

- недосконалість нормативно-правової бази у сфері енергоефективності та енергозбереження, відсутність окремих стандартів і нормативів, неефективність функціонування природних монополій;
- надмірна зношеність основних фондів, низькі темпи їх оновлення, недостатній рівень мотивації власників підприємств щодо оновлення таких фондів за рахунок власних або кредитних коштів та відсутність у них відповідних зобов'язань;
- недосконалість механізму утворення цін і тарифів на енергоносії, що призводить до перехресного субсидування, а також невідповідність тарифів і цін на енергоресурси до видатків на їх виробництво, що ускладнює модернізацію енергетичних об'єктів;
- наявність і подальше збільшення обсягу заборгованості з оплати спожитих паливно-енергетичних ресурсів;
- значні понаднормативні втрати енергоресурсів при їх передачі та споживанні;
- недостатній рівень впровадження новітніх технологій, спрямованих на підвищення ефективності використання ПЕР, альтернативних і відновлюваних джерел енергії;
- відсутність цілісної інноваційної інфраструктури, необхідної для зниження енергоємності ВВП до рівня розвинених держав світу;
- обмежений доступ юридичних і фізичних осіб до кредитних ресурсів;
- неефективність системи енергетичного менеджменту у виробничій та невиробничій сферах, відсутність відповідних автоматизованих систем;
- обмеженість стимулів до зниження споживання енергоресурсів через недостатній рівень оснащення інженерних мереж приладами обліку паливно-енергетичних та інших ресурсів;
- відсутність енергетичного балансу і відповідної системи моніторингу його показників (Про затвердження, 2011; Про схвалення, 2013).

З урахуванням зазначених причин сьогодні для успішної реалізації енергозберігаючої політики в Україні необхідно й надалі розвивати інституційні засади енергозбереження, вдосконалювати нормативно-правову базу енергозбереження, формувати розуміння економічної й соціальної значущості енергозбереження, широко залучати всі соціальні групи до процесів прийняття рішень і реалізації самої політики енергозбереження.

Разом із використанням власних та позикових коштів підприємств і організацій, коштів фондів енергозбереження і бюджетів різних рівнів, іноземних кредитів та інвестицій можна було б ширше залучати до заходів з енергозбереження кошти споживачів енергоресурсів, застосовуючи гнучкі

механізми їх акумулювання й використання. Серед інших форм отримання інвестиційних коштів є випуск енергозберігаючих облігації та продаж квот на викиди парникових газів.

Значну увагу необхідно приділити подальшому розгортанню в Україні діяльності енергозберігаючих сервісних компаній як ефективних економіко-фінансових засобів виконання енергозберігаючих заходів і проектів.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Охарактеризуйте склад державних органів регулювання ПЕК України. Визначте сферу повноважень та функції кожного з них.

2. У чому полягають особливості методів прямого впливу та непрямого регулювання ПЕК державою?

3. Як здійснюється державне регулювання окремих галузей ПЕК України?

4. Розкрийте суть економічних методів регулювання ПЕК.

5. Розкрийте поняття та призначення енергетичного балансу.

6. Охарактеризуйте фактори, що визначають необхідність розроблення енергетичного балансу.

7. Які особливості розроблення видаткової частини енергетичного балансу?

8. Як класифікуються енергоспоживчі процеси за їх цільовим призначенням та потенціалом енергії, що використовується у споживача?

9. Як формується прихідна частина енергетичного балансу?

10. Охарактеризуйте лінійну скорочену модель паливно-енергетичного балансу.

11. Обґрунтуйте необхідність здійснення енергозберігаючої політики в Україні.

12. Визначте основні положення Закону України «Про енергозбереження».

13. Охарактеризуйте систему органів державного управління енергозбереженням в Україні.

14. Визначте основні положення Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010–2015 роки, Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року, Енергетичної стратегії України на період до 2030 року.

15. Які можна виділити проблеми реалізації енергозберігаючої політики в Україні та шляхи їх вирішення?

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Керівництво теплоелектростанції, що здійснює енергопостачання окремим районам міста, вирішило провести реконструкцію основного енергетичного устаткування, яке перебуває в аварійному стані. Оскільки власні кошти у достатньому для проведення реконструкції обсязі відсутні, керівництво підприємства вирішило взяти кредит у банку. За попередніми розрахунками виконання робіт з реконструкції, виплати за кредитом та інші поточні витрати збільшать собівартість вироблення тепла на 12 %, що може бути компенсоване за рахунок зростання відповідного тарифу. Куди повинно звернутися підприємство для затвердження нових підвищених тарифів на тепло?

2. Нафтогазова компанія має намір розширити мережу автозаправних станцій, побудувавши дві нові станції на околицях міста. Обґрунтуйте процедуру отримання дозволів на будівництво й функціонування цих об'єктів.

4. Визначити потребу енергетичного підприємства у закупівлі енергетичних ресурсів для виробництва продукції, якщо випуск продукції за 1 рік становить 85 млн грн, коефіцієнт енергоємності продукції – 0,72; у кінці попереднього року закуплено та не використано енергоресурсів на суму 6 млн грн.

5. Проаналізувати структуру енергетичного балансу країни в окремі роки та визначити тенденції її зміни, виходячи з таких даних, млн т ум. п.:

ПЕР	2000 р.	2005 р.	2010 р.
Вугілля	79,7	82,2	92,3
Нафта	22,9	21,9	20,3
Газ	91,1	95,9	97,3
Теплоенергія	46,6	44,2	50,9
Електроенергія	62,8	65,0	68,4
Інші види	4,8	6,6	7,9
Разом			

6. Поточна потреба країни в енергоресурсах становить 210 млн т ум. п., що на 63 % задовольняється за рахунок їх власного видобутку, решта надходить від двох іноземних постачальників (їх частки в обсязі постачання ПЕР відповідно 36 та 64 %). У майбутньому прогнозується зростання загальної потреби в енергоресурсах на 8,7 %, при цьому величина власного видобутку ПЕР залишиться незмінною. Обґрунтувати доцільність впровадження енергозберігаючих заходів у національному господарстві та розрахувати величину необхідної економії енергоресурсів за умов: 1) незмінного обсягу імпорту ПЕР; 2) скорочення обсягів постачання ПЕР другим іноземним постачальником на 12 %.

РОЗДІЛ 9

ОСНОВИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО РИНКУ

- Поняття енергоринку, його учасники та принципи організації
- Досвід побудови і функціонування енергоринків Західної Європи та України
- Системи договірних відносин на оптовому ринку електроенергії

9.1. Поняття енергоринку, його учасники та принципи організації

У загальному розумінні поняття «енергетичний ринок» можна трактувати як *місце зустрічі продавця енергії та її покупця*. Проте якщо заглибитися у визначення терміна «енергетичний ринок», можна виділити широке й вузьке значення цього поняття.

У широкому розумінні **енергетичний ринок** включає сукупність осіб та організацій, які придбають товари та послуги, енергію з метою виробництва та споживання останньої. Таким чином, енергетичний ринок у широкому розумінні включає таких учасників ринку, як підприємства-виробувачі паливно-енергетичних ресурсів, організації, що переробляють ці ресурси, постачальники кінцевої енергії, споживачі енергії, а також підприємства, що виготовляють товари й надають послуги, що забезпечують процес виробництва енергії (наприклад, основні фонди енергетики тощо).

У вузькому розумінні **енергетичний ринок** є сукупністю осіб та організацій, які придбають енергію з метою її споживання. Зауважимо, що таке трактування терміна «енергетичний ринок» не включає як учасників ринку галузі енергетичної інфраструктури. Проте «споживання енергії» в цьому визначенні не означає лише кінцеве споживання енергії як такої, а також передбачає споживання одного виду енергії з метою перетворення її в інші види. Отже, учасниками енергетичного ринку у вузькому розумінні є споживачі кінцевої енергії, підприємства-виробувачі паливно-енергетичних ресурсів, виробники та перетворювачі енергії, постачальники кінцевої енергії.

У цілому з урахуванням факту регулювання енергетичного ринку державою **учасниками енергетичного ринку** є підприємства та організації, що видобувають, збагачують, переробляють паливно-енергетичні ресурси, виробники електричної й теплової енергії із традиційних і альтернативних джерел, перетворювачі, транспортувальники, розподільники виробленої енергії, споживачі енергії – підприємства, організації, установи, а також індивідуальні споживачі – фізичні особи, державні органи управління енергоринком, профспілки (рис. 9.1).

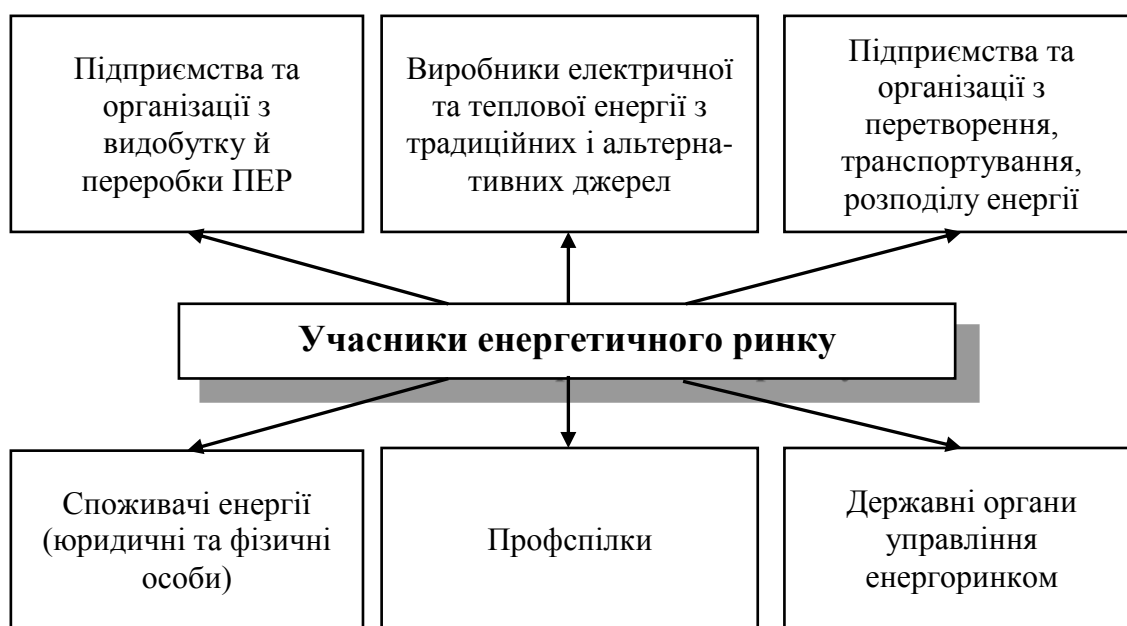


Рисунок 9.1 – Групи учасників енергетичного ринку

Енергетичний ринок України складається з таких *основних ринків*:

1) **ринку нафти й газу**, на якому з боку пропозиції сьогодні працюють майже 250 великих підприємств із кількістю працівників понад 230 тис. осіб. Серед них: акціонерні товариства «Укрнафта», «Укргазвидобування», «Чорноморнафтогаз», «Укртрансгаз», «Укртранснафта», 6 нафтопереробних заводів. Керівництво господарською діяльністю державних підприємств нафтогазового комплексу здійснює НАК «Нафтогаз України» (Мельник та ін., 2006; Нафтогазова, 2014);

2) **ринку вугілля**, учасниками якого з боку пропозиції є 145 шахт (станом на 2013 р. з них 91 – державні) і 6 розрізів, близько 60 збагачувальних фабрик, 3 шахтобудівні комбінати, 17 заводів вугільного машинобудування, 20 галузевих інститутів, гірничорятувальна служба, спеціалізовані об'єднання і виробництва з ремонту, налагодження й обслуговування гірничо-шахтного устаткування, вирішення екологічних проблем, геологічної розвідки, залізничного та автомобільного транспорту, торгівлі, об'єкти соціальної сфери тощо. Шахтний фонд України з часом скорочується: на травень 2008 р. він налічував 160 шахт, із них 140 – державні; у 1991 р. нараховувалося 276 шахт (Мельник та ін., 2006; Вугільна, 2014; Інтегрований, 2014);

3) **ринку електроенергії**, який є оптовим і має єдиного покупця і розподільника, – ДП «Енергоринок». З боку пропозиції на ринку працюють 8 регіональних електроенергетичних систем, що поєднані між собою системоутворюючими лініями електропередач. Розподіл електроенергії у системі здійснюють 24 обласні акціонерні електропостачальні компанії

(обленерго) та компанії АР Крим, міст Києва та Севастополя. Більшу частину електроенергії станом на 2013 рік – 49,0 % – виробляли 14 ТЕС та 97 ТЕЦ (62,9 % від загальної встановленої потужності електростанцій у країні), 4 АЕС (25,4 % від загальної встановленої потужності) виробляли 43,1 %, 8 ГЕС і 3 ГАЕС (10,1 % загальної встановленої потужності) – близько 7,3 % (Мельник та ін., 2006; Електроенергетика, 2014; Интегрированный, 2014; Звіт, 2014).

Інші види енергії з альтернативних джерел поки що не відіграють значної ролі в енергопостачанні України.

Більшість енергетичних ринків є сферою природних монополій, а, отже, ефективність їх функціонування значною мірою залежить від державного регулювання, яке має спиратися на певні принципи. Формування загальних принципів організації ринкового середовища в енергетиці розглянемо на прикладі ринку електроенергії.

Основними чинниками, що визначають принципи організації ринкового середовища в електроенергетиці, є (Дорофеев и др., 2000):

- наявність оптового і споживчого (роздрібного) ринків електроенергії;
- принципова можливість існування різноманітних функціональних структур оптового ринку, обумовлених характером вертикальної і горизонтальної інтеграції його суб'єктів;
- залежність статусу учасників ринку, принципів його організації і ступеня конкуренції від глибини інтеграції окремих підрозділів електроенергетичного сектору (генерація, передача, розподіл).

У той самий час підходи до формування енергоринку залежать від значної кількості різноманітних чинників: загального рівня розвитку ринкових відносин в економіці країни, стану цих відносин безпосередньо в електроенергетиці, регіональних особливостей розвитку економіки та їх енергетичної інфраструктури, кількості і потужності електростанцій, характеру використовуваного палива і ступеня забезпеченості держави власними паливними ресурсами.

Розрізняють оптовий і роздрібний енергоринок. У загальному випадку під *оптовим енергоринком* розуміють *ринок обміну енергією і потужністю між їх виробниками, перепродавцями, енергопостачальними організаціями й окремими великими споживачами, що є організаційно і технологічно пов'язаною єдністю постачальників, покупців, посередників і організацій, які надають послуги із технологічної і комерційної взаємодії* (Замулко та ін., 2001). Оптовий ринок може ґрунтуватися на різноманітних формах вертикальної і горизонтальної інтеграції. Діяльність енергоринку визначається системою економічних взаємовідносин між його учасниками, в ос-

нові яких лежить конкуренція продавців і можливість вільного вибору покупцями постачальників електричної енергії.

Роздрібний ринок електричної енергії – це організаційно і технологічно об'єднані групи генеруючих, передавальних, розподільних енергетичних організацій і споживачів. Характер відносин на роздрібному ринку може бути диференційований за рівнем напруги, характером навантаження, за географічними або адміністративно-територіальними ознаками, за надійністю електропостачання, за часом доби, днями тижня, сезонами року.

Світовий досвід ринкових перетворень в енергетиці свідчить, що незалежно від конкретної структури ринку принципи його формування повинні задовольняти загальні вимоги:

- ієрархічний принцип побудови технологічного управління й економічної координації;
- зберігання єдиного енергетичного простору і системи оперативно-диспетчерського управління;
- забезпечення умов для «прозорості» функціонування ринку і чесної конкуренції між його суб'єктами;
- застосування заходів антимонопольного законодавства до учасників ринку, що є природними монополістами;
- придатність структурних перетворень в енергетичній галузі (Замулко та ін., 2001; Мельник та ін., 2006).

Світовий досвід формування ринкових відносин в енергетичному секторі є відносно обмеженим. У зв'язку з цим у кожній країні при створенні енергоринку наведені вище загальні принципи одержали свою конкретну реалізацію з урахуванням специфіки економічної і соціально-політичної ситуації. Щодо енергетики України, то розроблення принципів організації ринкового середовища сьогодні повинне бути орієнтоване на деякий перехідний період, враховуючи недосконалість ринкових методів управління в економіці країни в цілому. При цьому важливими моментами є придатність ринкових перетворень у галузі, а також повільність цінового входження у сферу конкурентності при оптовій і роздрібній купівлі-продажу електричної енергії і потужності.

Функціонування енергоринку базується на взаємодії його учасників, що безпосередньо реалізують комерційні операції купівлі-продажу електричної енергії і потужності. Як правило, зазначені акти здійснюються або на основі довгострокових договорів, що укладаються учасниками ринку на визначений період, або у реальному часі (так званий спот-ринок) на основі щоденних добових заявок, у яких зазначають погодинні значення об'ємно-цінових показників пропозиції і попиту на електроенергію. На оптовому ринку купівля електроенергії здійснюється за вільними цінами, а відпуск покупцям повинен проводитися з мереж ОЕС за єдиною ціною і на

однакових умовах незалежно від статусу покупця, відомчої або галузевої належності, територіального розташування. На стадії формування енергоринку ці розрахунки повинні вестися відповідно до методики, розробленої органом, що здійснює контроль над діяльністю ринку.

Взаємозв'язок між двома формами ринкових відносин (терміновими й оперативними договорами) реалізується шляхом фінансових взаєморозрахунків між усіма суб'єктами договорів за фактично відпущений товар з урахуванням договірних і фактичних погодинних цін на розрахунковому часовому інтервалі.

Необхідно виділити два моменти, що особливо неоднозначно вирішуються при формуванні енергоринку. Перший з них пов'язаний із можливістю створення, крім загальнонаціонального, регіональних енергоринків, наприклад, на рівні об'єднання декількох обленерго. Проте і при цьому функціонування регіональних енергоринків, хоча в оперативному плані здійснюється незалежно, повинно мати на меті досягнення максимальної ефективності роботи ринку в цілому. Інший момент стосується можливості укладання кожним комерційним учасником ринку прямих договорів про постачання електроенергії будь-якій кількості споживачів. Обмеженням може бути лише технологічна неможливість виконання договору, що повинно оцінюватися відповідною службою диспетчерського управління (при цьому враховується, що постачальники повинні надавати визначений об'єм резервної потужності в оперативне розпорядження органу диспетчерського управління).

Для здійснення лібералізації енергоринку повинні бути вирішені такі питання (Замулко та ін., 2001):

- забезпечення достатнього рівня конкуренції між постачальниками потужності й електричної енергії;
- можливість розширення учасників ринку як за рахунок притягнення нових споживачів, так і незалежних постачальників електроенергії;
- можливість укладення договорів на постачання електроенергії різноманітної терміновості: від довгострокових угод до оперативних постачань за добовими погодинними заявками;
- гарантія відкритого доступу (без будь-яких обмежень) до єдиної транспортної мережі, що повинна розглядатися як природний монополіст;
- створення об'єктивної й економічно обґрунтованої методики добору джерел генерації для покриття графіка навантаження ринку, що повинно забезпечувати мінімально можливу відпускну ціну електроенергії на оптовому ринку;
- наявність інформаційної мережі ринку, що охоплює всіх його учасників і забезпечує обмін інформацією у реальному часі;

- оптимізація режимів роботи постачальників електроенергії, включаючи стадії її генерації, передачі і розподілу;
- формування системи тарифів на продавану електроенергію з об'єктивним урахуванням інвестиційної, транспортної, інфраструктурної і екологічної складових;
- повномасштабне впровадження систем комерційного обліку електроенергії і потужності, що забезпечує обов'язковість взаєморозрахунків між усіма суб'єктами господарської діяльності ринку за фактично реалізований товар із прив'язкою до умов виконання договірних зобов'язань і оперативних угод;
- жорстка ієрархічна координація диспетчерського управління всіма технологічними процесами і координація комерційної діяльності учасників ринку;
- створення механізмів компенсації упущеного прибутку постачальників, виключених із графіка покриття навантаження або обмежених в обсягах постачання на часових інтервалах через обмежену пропускну спроможність транспортних мереж енергоринку;
- надання реальної незалежності органу, що здійснює контроль над діяльністю ринку, тощо.

9.2 Досвід побудови і функціонування енергоринків Західної Європи та України

Енергоринки Західної Європи. Результати ринкових перетворень і лібералізації енергопостачання в Європі стають усе більш суттєвими. Збільшується ефективність виробництва і розподілу енергії, знижуються ціни, скорочується їх різниця в країнах-членах ЄС, зменшується питома екологічна емісія, збільшується споживання газу як заміника вугілля. Проте більш низькі ціни на енергію можуть знизити стимули до її більш ефективного використання. Особливо це стосується великих споживачів. Цього можна уникнути, якщо буде зростати співробітництво енергосервісних компаній, промислових підприємств і енергетичних компаній, що намагаються утримати важливих споживачів. Крім того, практично в кожній країні енергетичні компанії стали вишукувати будь-які можливості ведення своєї діяльності за межами традиційного ринку за допомогою глобалізації.

Директиви ЄС стосовно енергетичного ринку підштовхують урядові структури до зняття обмежень у питаннях виробництва енергії (скасовуючи статус монополії), скорочуючи тим самим ринки, захищені від конкуренції. Нове ринкове середовище заохочує найбільш ефективні і найменш екологічно небезпечні технології генерації (Овсиенко, 2005; Мельник та ін., 2006).

Удосконалюючи технологічний процес, можна підвищити загальну ефективність енергетики й одночасно скоротити викиди у навколишнє середовище. Це досягається за рахунок зниження втрат ресурсів завдяки більш раціональному їх використанню (як результату зниження витрат, викликаному конкуренцією), зменшенню загальної резервної потужності (як результату заохочення транснаціональних взаємозв'язків).

Подальша диференціація погодинних тарифів є одним із загальновідомих шляхів, використовуваних розподільними і торговими компаніями з метою регулювання споживання. Вже сьогодні цей шлях активно застосовується у Великобританії, Швеції, Фінляндії. Все більшого поширення набувають «зелені» тарифи. Проте їх поширення залежить від прибутків на душу населення і глибини розуміння споживачами екологічних проблем (Овсиенко, 2005).

Сьогодні всі країни ЄС умовно можна розділити на дві групи: країни, де процес лібералізації енергетичної галузі відбувається успішно, і група країн з уповільненою лібералізацією, які відкривають свої ринки на рівнях і тарифах, що відповідають мінімуму, обумовленому директивою ЄС. Друга група є досить численною (понад 40 % загального споживання ЄС), відособлена територіально і, безсумнівно, здійснює розслаблюючий вплив на лібералізовані держави.

Незважаючи на загальну тенденцію до приватизації, в енергетичній промисловості деяких європейських держав ще є високий відсоток підприємств, які перебувають у державній власності або непрямо контролюються державою. Наприклад, Франція поки що зберігає державну монополію, Португалія розділила державну енергетичну компанію EOP на 14 окремих підрозділів, та їх продаж приватним інвесторам відбувається при збереженні державою контролю над 50,6 % акцій (Замулко та ін., 2001).

У більшості країн із розвинутою ринковою економікою застосовуються певні форми контролю або регулювання. Регулювання, здійснюване незалежним регулювальним органом, дозволяє зрівняти права всіх секторів енергетичної промисловості, споживачів і держави. Таке регулювання здійснюється у межах визначених правових рамок. Правові форми необхідні для визначення функцій усіх суб'єктів ринку, встановлення прав і обов'язків регулювального органу, створення бази для принципів управлінських рішень.

Регулювальний орган повинен бути незалежним. Він повинен забезпечити сторони можливістю рівноправно брати участь в обговореннях і прийнятті рішень. Ця система повинна бути відкритою, щоб сторони могли пересвідчитися, що всі рішення приймаються об'єктивно, на основі адекватного аналізу. Для успішного здійснення своєї діяльності регулювальний

орган повинен мати повну і своєчасну інформацію. Найпростіше це питання вирішується, якщо існують стандарти, що визначають потік такої інформації. Більшість цих даних повинні бути доступні для масового користування.

Досвід реформ електроенергетичного сектору країн Центрально-Східної та Південної Європи свідчить, що більшість із них (Чехія, Угорщина, Польща, Румунія й ін.) йшли шляхом дезінтеграції електроенергетичних холдингів і поетапної та досить тривалої приватизації генеруючих і дистрибуційних компаній. Як показав досвід цих та інших країн, у ході приватизації енергетичних компаній значною проблемою була нагромаджена дебіторсько-кредиторська заборгованість, яка істотно погіршувала інвестиційну привабливість об'єктів. Для вирішення цієї проблеми країнами Європи зокрема застосовувалися такі інструменти, як створення палат боргових розрахунків (Естонський національний борговий фонд) та банків для реструктуризації кредитів (Словенське агентство з відновлення банків). Литва пішла шляхом трансформації заборгованості одних компаній в акціонерний капітал інших, Румунія – шляхом списання боргів, а Польща та Чехія реалізували певні програми з розпорядження безнадійними боргами (Єрмілов, 2007).

При всій відмінності моделей галузі та шляхів її реформування в Європі, США й інших регіонах світу здійснюються схожі кроки щодо лібералізації електроенергетики: розмежування природно монопольних (передача електроенергії, оперативно-диспетчерське управління) і потенційно конкурентних (генерація, збут) видів діяльності, демонополізація галузі з паралельним розвитком антимонопольного регулювання, введення для незалежних постачальників електроенергії недискримінаційного доступу до інфраструктури. Отже, радикальні перетворення в електроенергетиці стали світовою тенденцією. Однак світовий досвід свідчить також про зниження останнім часом ефективності енергетичних реформ, яке пов'язане із властивою вільним ринкам потенційною можливістю виникнення дисбалансу між корпоративними інтересами учасників ринків та національними інтересами енергетичної безпеки держав, що доцільно враховувати при реформуванні енергоринку України.

Основи функціонування оптового ринку електроенергії в Україні. Основою електроенергетики України є ОЕС, яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних держав, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона об'єднує енергогенеруючі потужності та розподільні мережі регіонів України, сполучені між собою системними лініями електропередачі. Оперативно-технологічне управління ОЕС, управління режимами енергосистеми, а також забезпечення надійності й умов паралельної роботи з енерго-

системами інших країн здійснюється централізованим державним підприємством НЕК «Укренерго» (рис. 9.2).

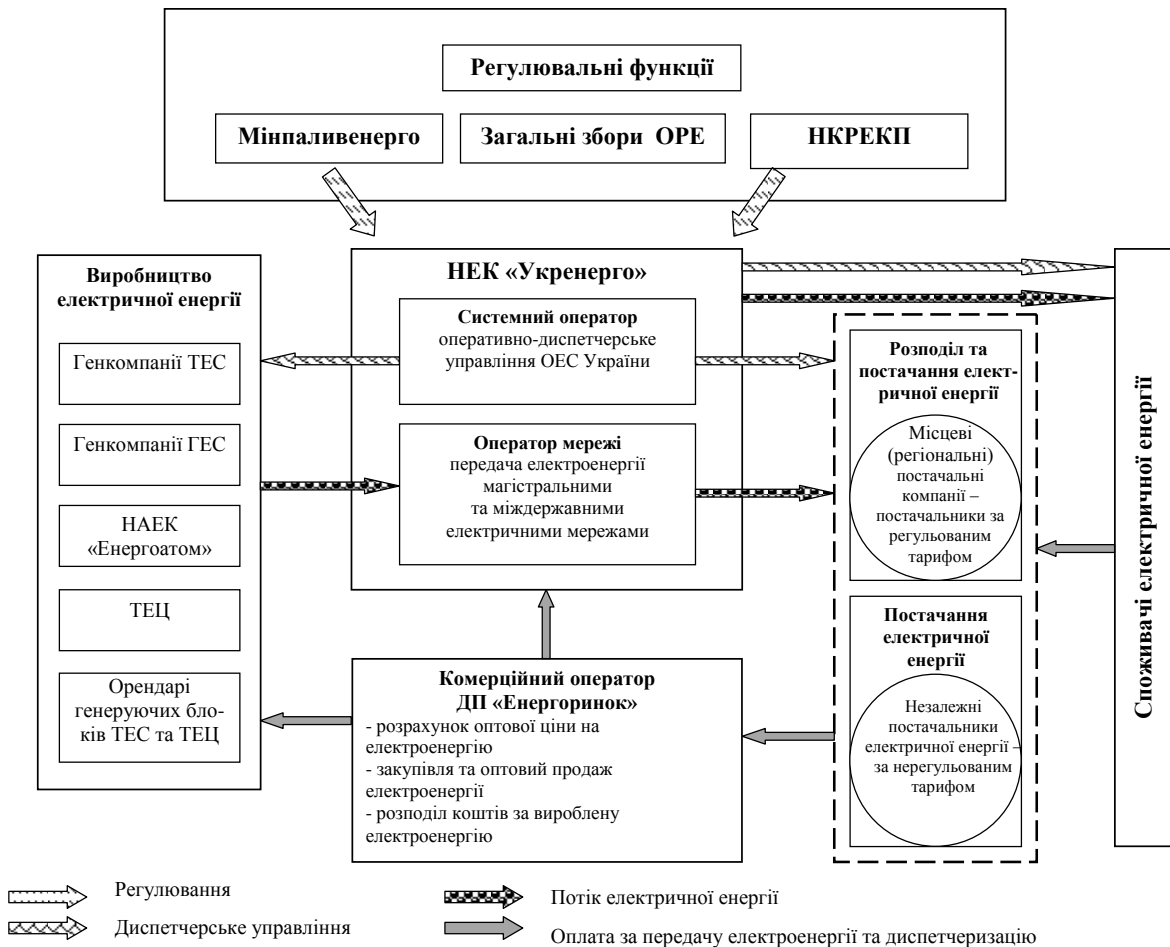


Рисунок 9.2 – Схема взаємодії НЕК «Укренерго» в ОРЕ (Організація, 2010)

В Україні вже більше п'ятнадцяти років функціонує ОРЕ, який є впорядкованою системою здійснення операцій купівлі-продажу електричної енергії. Державне регулювання енергетичного ринку здійснює НКРЕКП, головними завданнями якої є: ліцензування та регулювання діяльності суб'єктів природних монополій; забезпечення проведення цінової і тарифної політики, захист прав споживачів, впровадження правил користування електричною енергією.

Основними завданнями функціонування ОРЕ є:

- забезпечення потреб споживачів України в електричній енергії за мінімально можливою ціною на принципах конкуренції між енергогенеруючими компаніями і між постачальниками;
- забезпечення фінансової стабільності і прибутковості галузі;
- створення конкурентоспроможної української енергетики і, як наслідок, – умов для залучення потенційних інвесторів (Ринок, 2008).

Оптовий ринок почав функціонувати за схемою ринку «єдиного покупця» у 1996 р. Протягом тривалого часу робота ОРЕ характеризувалася нестабільністю, що було пов'язано, у першу чергу, з проблемами неплатежів і накопиченою заборгованістю за відпущену електроенергію. Однак, починаючи з 2000 року, спостерігається тенденція до покращання розрахунків. Схема діючого ринку ОРЕ наведена на рис. 9.3.



Рисунок 9.3 – Принципова схема діючого ринку електроенергії України (Ринок, 2008)

З роками назріла необхідність переходу від моделі «єдиного покупця» до ефективнішої і орієнтованої на потреби споживачів моделі ринку електроенергії. У зв'язку з цим урядом країни протягом 2000-х років вживалися заходи щодо реформування енергетичної галузі. З 1.01.2014 р. набув чинності Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», який визначив у найближчій перспективі – з 1.01.2014 р. до 1.07.2017 р. – заходи щодо переходу вітчизняного ринку електроенергії до нової моделі (Про засади, 2014; Ринок, 2014).

Відповідно до Закону реформа ринку електроенергії буде здійснюватися поступово. З 2014 року запроваджується *перехідний період*, метою якого є створення передумов для впровадження нової моделі ринку, забезпечення її подальшого ефективного функціонування. Протягом перехідного періоду також будуть запроваджені нові складові ринку, сумісні з ді-

ючою моделлю, механізми роботи яких залишаться і у цільовій моделі. Зокрема, буде запроваджено *ринку допоміжних послуг* – як механізм придбання системним оператором послуг для забезпечення регулювання частоти та активної потужності, підтримання балансу потужності й енергії в об'єднаній енергетичній системі України. Також будуть запроваджені нові правила розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж відповідно до вимог Регламенту 1228/2003 ЄС про правила доступу до пропускної спроможності мереж транскордонного обміну електроенергією. На роздрібному ринку впроваджується поняття «*кваліфікований споживач електроенергії*», посилюються обов'язки електропостачальників щодо якості обслуговування споживачів (Звіт, 2014; Ринок, 2014). Крім того, буде створено *фонд урегулювання вартісного дисбалансу*, що є державною спеціалізованою некомерційною установою, діяльність якої спрямована на створення конкурентного середовища на ринку електричної енергії.

Подробиці

Основними функціями фонду врегулювання вартісного дисбалансу, термін дії якого встановлюється до 1 січня 2030 року, є:

- надання суб'єктам ринку та отримання від суб'єктів ринку послуг з вирівнювання умов для конкуренції;

- отримання коштів від суб'єктів ринку, яким він надає послуги з вирівнювання умов для конкуренції, та подальше їх спрямування суб'єктам ринку, які надають йому послуги з вирівнювання умов для конкуренції.

Обов'язкове споживання суб'єктами енергоринку послуг з вирівнювання умов для конкуренції є способом державного регулювання діяльності на ринку електричної енергії суб'єктів природних монополій, суміжних ринків, осіб, які займають домінуюче (монопольне) положення на ринку електричної енергії, та електропостачальників, що здійснюють імпорт електричної енергії, для недопущення їх необґрунтованого, неконтрольованого впливу на ціноутворення на ринку електричної енергії.

Метою надання та споживання суб'єктами ринку послуг із вирівнювання умов для конкуренції є підтримка державою свободи конкуренції на ринку електричної енергії з уніфікацією таких умов конкуренції для всіх суб'єктів ринку в умовах різної початкової технічної, технологічної та ринкової позиції, яку займали такі суб'єкти до впровадження повномасштабного ринку електричної енергії (Про засади, 2014).

З 1 липня 2017 року планується запровадження **повномасштабного ринку електричної енергії**, який буде складатися з:

- 1) *ринку двосторонніх договорів* (купівля-продаж електроенергії шляхом укладання безпосередньо між учасниками двосторонніх договорів на умовах, що є предметом домовленостей сторін);

2) **ринку «на добу наперед»** (купівля-продаж електроенергії через організовані торги на наступну добу шляхом укладення угод з оператором ринку);

3) **балансуючого ринку** (купівля-продаж електричної енергії системним оператором шляхом відбору пропозицій (заявок) від учасників балансування та купівля-продаж небалансів);

4) **ринку допоміжних послуг** (придбання системним оператором послуг щодо регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України (із забезпеченням відповідних резервів потужності) та підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України);

5) **роздрібного ринку електричної енергії** (ринок постачання електроенергії до кінцевого споживача, який матиме право вільно обирати постачальника: незалежного або гарантованого) (Звіт, 2014).

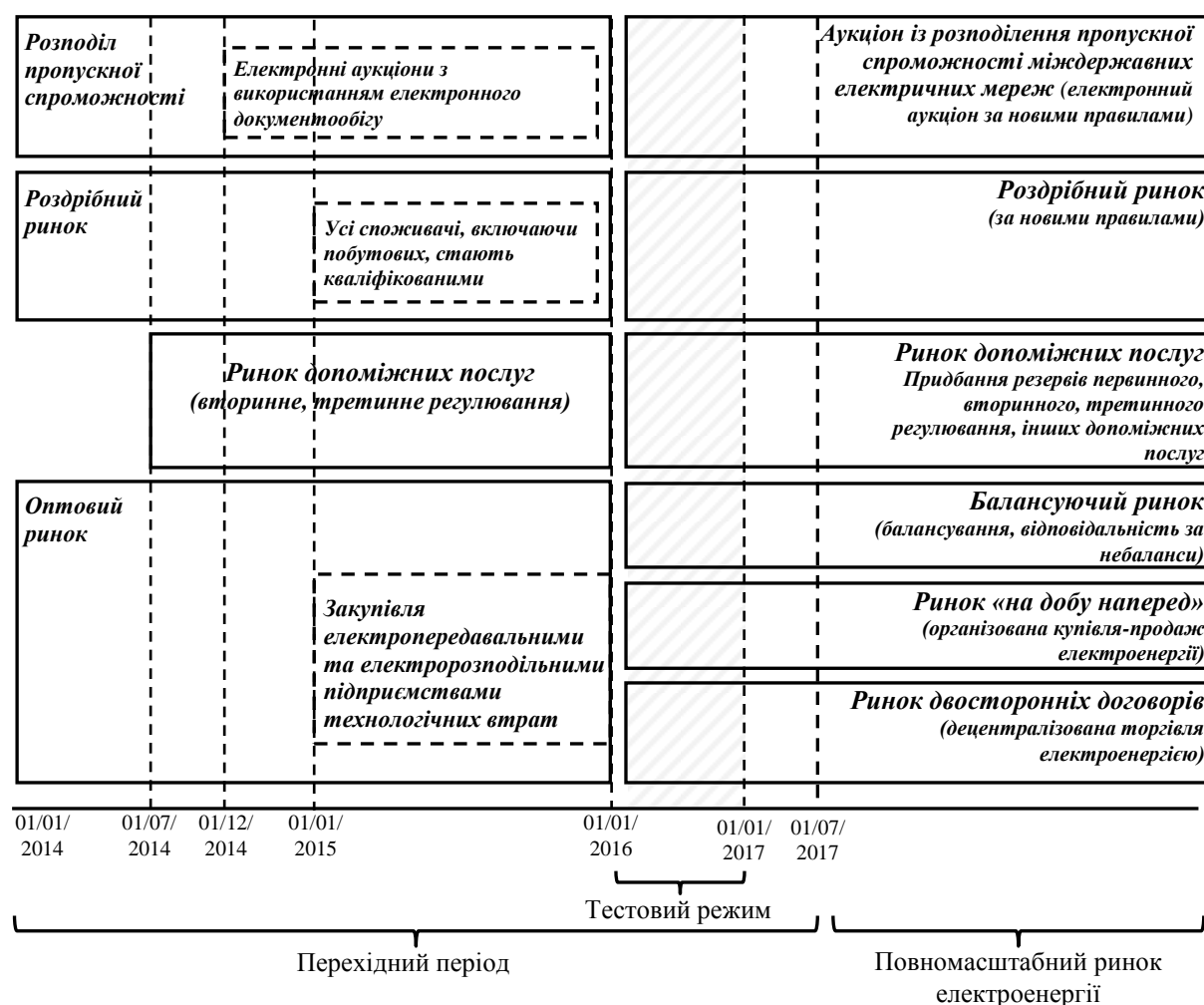


Рисунок 9.4 – Часовий графік впровадження нової моделі ринку електричної енергії України (Звіт, 2014)

Упровадження нової моделі ринку електричної енергії відбуватиметься у кілька етапів та здійснюватиметься спеціально створеним Координаційним центром із забезпечення впровадження нової моделі ринку електричної енергії (Про утворення, 2014) (рис. 9.4).

Упродовж перехідного періоду (з 1 січня 2014 року до 1 липня 2017 року) буде здійснено ряд організаційних, правових, технічних та фінансових заходів, які внесуть зміни у правила роботи існуючого ринку електричної енергії (оптовий ринок, роздрібний ринок електроенергії, розподіл пропускної спроможності, ринок допоміжних послуг). Крім того, будуть створені, як уже зазначалося, нові структурні одиниці в рамках переходу до нової моделі ринку, етапи формування яких подані на рис. 9.5.

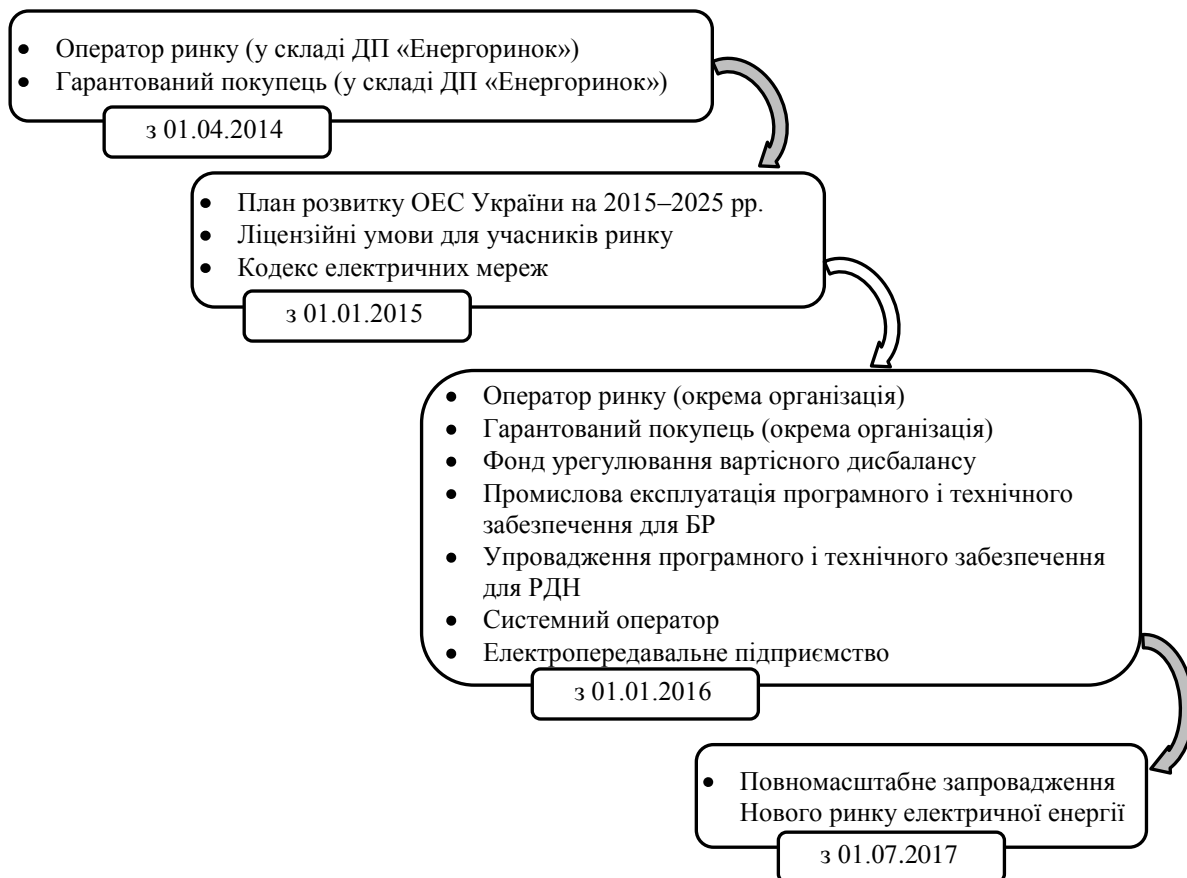


Рисунок. 9.5 – Етапи створення нових структурних одиниць у рамках переходу до нової моделі енергоринку України (БР – балансуєчий ринок; РДН – ринок «на добу наперед») (Ринок, 2014)

З 1 січня 2016 року до 1 січня 2017 року повинен бути проведений тестовий режим функціонування ринку електроенергії за новими правилами для виявлення недоліків у роботі нової моделі ринку електричної енергії та внесення відповідних змін. Із 1 липня 2017 року ринок електричної енергії

набуде ознак цільової моделі та працюватиме за новими правилами, розпочнуть функціонування нові складові: ринок двосторонніх договорів, ринок на «добу наперед», балансуєчий ринок (Звіт, 2014; Про засади, 2014; Ринок, 2014).

9.3 Системи договірних відносин на оптовому ринку електроенергії

Особливості укладання договорів на енергоринку. Взаємовідносини між учасниками сучасного енергоринку будуються на підставі договорів, що укладаються на різний термін, а також оперативних угод. Договори відрізняються за предметом угоди (постачання електричної енергії і потужності, постачання резервної потужності, транспортування електроенергії, координація комерційної діяльності, координація технологічної діяльності і т. д.), тривалістю дії (довготерміновий, довгостроковий, короткостроковий), складом сторін, що беруть участь.

Проте основними предметами договорів, що укладаються на ринку, є постачання електроенергії і надання послуг з організації функціонування ринку, зокрема диспетчеризація технологічних процесів. Найчастіше договори укладаються безпосередньо між суб'єктами ринку без участі посередників.

Вважалося, що на стабільно функціонуючому ринку значний обсяг угод припадає на довгострокові договори, що укладаються на термін не менше 1 року. У більшості країн Західної Європи існували правила, які припускали, що довгостроковий договір вважається автоматично продовженим, якщо за 3 місяці до його закінчення жодна зі сторін не робить заяв про відмову від договору або перегляду його умов. За короткостроковими договорами реалізується електроенергія, вироблена понад наявний договірний обсяг.

Договір про постачання резервної потужності повинен укладатися учасником ринку, що не має у своєму розпорядженні власних резервів.

Договір про транспортування електроенергії і потужності укладається кожним учасником ринку з відповідними енергокомпаніями із зазначенням умов оплати за підключення і транзит або передачу електроенергії.

Вартість передачі 1 кВт·год електроенергії визначається як частка від розподілу прогнозованого на розрахунковий період прибутку (витрати плюс прибуток), необхідного для утримання і розвитку системоутворюючих мереж (або їхньої частини) на сумарний прогнозований за той самий період обсяг купівлі електроенергії (Замулко та ін., 2001; Правила, 2003).

Найчастіше фактичний обсяг реалізації електроенергії не відповідає прогнозованому. Це припускає корекцію виторгу у наступному розрахунковому періоді. Компенсація повинна також враховувати банківський від-

соток за кредит. В принципі, цей механізм необхідно передбачати і для інших грошових потоків, що циркулюють на ринку.

Сума прибутку, що належить кожній регіональній енергокомпанії, яка обслуговує свою ділянку системоутворюючої мережі ринку, утворюється з загального прибутку, одержуваного за використання транспортної системи оптового ринку. Вона пропорційна балансовій вартості основних фондів відповідної частини транспортної системи ринку. Послуги енергокомпаній за транзит електроенергії через їхні мережі оцінюються у рамках прямих обопільних умов між постачальником і споживачем.

Інвестування системоутворюючої мережі здійснюється шляхом включення визначеної надбавки в ціну на електроенергію, що постачається з ринку. Ці розрахунки здійснюються за методикою, затвердженою органами державного управління, виконання якої гарантується уповноваженим контролюючим органом. Така методика повинна також визначати норматив витрат на утримання необхідного резерву потужності, забезпечення централізованого диспетчерського управління, утримання інфраструктурних органів ринку, розвиток науки і техніки, здійснення необхідних виплат у бюджет, соціальні виплати і т. д. (Замулко та ін., 2001).

Основні принципи ціноутворення на енергоринку. Як уже зазначалося, економічні відносини між суб'єктами ринку здійснюються як через систему договорів, так і через систему оперативних угод. Перша форма відносин здійснює стабілізуючий вплив на рівень цін на ринку, а друга – підтримує рівень конкуренції, необхідний ринковому середовищу. Саме при цьому виявляються реальні поточні ціни на електроенергію.

Спеціалісти підкреслюють, що в період одночасної дії двох систем ціноутворення, щоб уникнути порушень умов «сумлінної» конкуренції, необхідно ввести певні обмеження, пов'язані із функціонуванням ринку. Зокрема:

- потужність і обсяг електроенергії, реалізовані за короткостроковими договорами, тобто за вільними цінами, для кожного виробника повинні складати фіксований розмір у відсотках від повного договірного обсягу постачання;

- мінімальний обсяг електроенергії, що відпускається виробником за довгостроковими договорами (за регульованими цінами), повинен бути прив'язаний до розміру реалізованої за договорами потужності. Це здійснюється шляхом задання усередненого за місяць коефіцієнта заповнення добового графіка навантаження;

- перепродаж раніше придбаних за договорами будь-якої форми надлишкових кількостей електроенергії і потужності може здійснюватися за ціною, що не перевищує зафіксованої в договорі (Замулко та ін., 2001).

Будь-який договір передбачає плату за потужність, де враховуються витрати на робочу і резервну потужність та частка необхідного прибутку, віднесена до постійних витрат, а також плату за електроенергію, де враховуються паливні витрати і частка необхідного прибутку, віднесена до цих витрат. Обидві складові можуть визначатися диференційовано для різних сезонів року, різних добових зон виробництва електроенергії (базисної, напівпікової, пікової), що дозволяє врахувати конкретні витрати для кожного часового інтервалу (сезону року і зони доби).

До переходу до цілком конкурентного ринку і відповідно до вільного визначення ціни на електричну енергію і потужність за довгостроковими договорами розрахунок поточних витрат проводиться постачальником на основі калькуляції витрат виробництва разом із витратами на утримання необхідного резерву потужності, транспортування електроенергії системоутворюючими мережами і мінімально необхідного прибутку на розвиток виробництва. Ці розрахунки виконуються за єдиною методикою, затвердженою органами державного управління. Контроль за коректністю розрахунку і виконання поточних витрат покладається на контрольний орган енергоринку (Замулко та ін., 2001; Правила, 2003). За короткостроковими договорами на оптовому ринку електрична енергія і потужність реалізуються або постачальником (з обсягів власного виробництва) за вільною ціною, або покупцем (із незатребуваних обсягів) за ціною, не вищою від купівельної.

На оперативному ринку товаром є тільки електроенергія, реалізована за вільною ціною. Ця ціна залежить від співвідношення попиту-пропозиції і, отже, змінюється упродовж доби.

Порядок взаєморозрахунків на енергоринку. Механізм фінансових відносин між суб'єктами ринку є поєднанням попередніх, поточних і остаточних взаєморозрахунків, що можна зводити до трьох основних видів: взаєморозрахунки за поставлену електричну потужність, енергію і послуги (Замулко та ін., 2001). Прикладом попередніх взаєморозрахунків є авансові платежі за поставлену відповідно до договірних зобов'язань електричну потужність. Поточні розрахунки характерні для оперативного ринку. Тут щоденно враховуються суми платежів покупців за поставлену їм за поточною ціною оптового ринку електроенергію, а також нараховуються суми постачальникам за реалізовану ними енергію. Остаточні взаєморозрахунки проводяться з установленою періодичністю з урахуванням усіх укладених договірних зобов'язань і угод.

Спочатку взаєморозрахунки за потужність здійснюються безпосередньо між учасниками обопільної умови. Покупець оплачує постачальнику потужність у повному обсязі і за цінами, обумовленими умовами договору, незалежно від подальшої участі постачальника у графіку покриття навантаження.

У випадку, якщо постачальник порушив умови договору з обсягу постачання, що призвело до необхідності притягнення додаткових генеруючих джерел, оплата потужності яких частіше за все здійснюється за більш високою ціною, додаткова оплата проводиться за рахунок коштів постачальника. Це може бути пов'язане зі зниженням обсягу постачання енергії, заявленого постачальником на певному часовому інтервалі, а також із частковим або повним виключенням постачальника з графіка покриття навантаження у зв'язку з надмірно високою ціною характеристикою планованого постачання електроенергії. У той самий час зниження обсягу постачання, викликаного обмеженою пропускною спроможністю системи, не допускає висування яких-небудь штрафних санкцій до постачальника.

При встановленні факту недопостачання із загальної суми плати за електроенергію, що належить постачальнику, який порушив умови договору, утримується визначена сума. Ці гроші спрямовуються на енергоринок і використовуються для оплати потужності, виробленої іншими генеруючими джерелами. Для постачальників, що перевищили обсяги постачань, штраф визначається з позицій компенсації упущеного прибутку постачальника, частково витісненого з ринку на визначених часових інтервалах.

Аналогічно економічні санкції застосовуються і до покупців, що перевищили запланований обсяг споживання. Штраф визначається витратами на закупівлю додаткового обсягу електроенергії за вищими цінами. Якщо покупець знизив електроспоживання, необхідно компенсувати втрачені прибутки «найбільш ефективного постачальника». У деяких випадках зміни в обсягах постачання і/або споживання можуть відбуватися з відома або з ініціативи органів диспетчерського управління. Тут унаслідок зміни режиму може бути втрата прибутку яким-небудь учасником ринку, і, таким чином, ці заходи повинні якимось економічно стимулюватися. Наприклад, санкціоноване диспетчерською службою збільшення обсягу постачань електроенергії веде за собою оплату всієї додатково поставленої енергії за встановленою для постачальників плановою ціною.

Якщо взаєморозрахунки за потужність на першому етапі здійснюються у формі передоплати, то остаточний розрахунок з урахуванням її фактичного постачання здійснюється між енергоринком і постачальником у встановлений термін після завершення розрахункового періоду.

Розрахунки за електроенергію також здійснюються у два етапи. Спочатку за участі енергоринку, де урахування заборгованостей ведеться наростаючим підсумком за добовий або тижневий період за кожною годиною доби за фактичні обсяги поставленої на ринок і відпущеної з нього енергії за відповідними погодинними цінами оперативного ринку, а потім у формі компенсаційних виплат безпосередньо між учасниками договірних відносин.

Розрахунок заборгованості постачальником електричної енергії з боку енергоринку здійснюється щодоби за єдиною замикаючою ціною постачання енергії на ринок, встановлюваною для кожної години доби. Розрахунок заборгованостей покупців енергоринку проводиться аналогічним способом, але за відпускною ціною ринку, що відрізняється від ціни постачання енергії на ринок надбавками, які враховують оплату транспортних, управлінських послуг, інвестиційну складову, компенсаційні виплати постачальникам, виключеним із графіків покриття навантаження у зв'язку з технічними обмеженнями.

Остаточний взаєморозрахунок між учасниками договору ведеться строго за договірними цінами, без участі енергоринку, але на основі поданих ним даних (Замулко та ін., 2001; Правила, 2003).

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Що таке енергетичний ринок та хто є його учасниками?
2. Охарактеризуйте склад енергетичного ринку України.
3. Охарактеризуйте основні чинники, що визначають принципи організації ринкового середовища в електроенергетиці.
4. Розкрийте особливості оптового та роздрібного ринків електроенергії.
5. Розкрийте суть загальних вимог, що висуваються до принципів формування енергоринку.
6. Розкрийте проблемні питання формування енергоринку в сучасних умовах.
7. Охарактеризуйте сучасні основні тенденції розвитку енергоринків Західної Європи.
8. Розкрийте основні положення функціонування оптового ринку електроенергії в Україні.
9. Розкрийте основні положення щодо реорганізації оптового ринку електроенергії в Україні.
10. Охарактеризуйте систему договірних відносин на оптовому ринку електроенергії.
11. Як здійснюється процес ціноутворення на енергоринку?
12. Розкрийте особливості взаєморозрахунків серед учасників енергоринку.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Навести конкретні приклади ситуацій, що є характерними для оптового та роздрібного ринків електроенергії, заповнивши таблицю:

Вид ринку електроенергії	Учасники ринку	Сутність взаємовідносин
Оптовий		
Роздрібний		

2. Визначити суму прибутку, що належить регіональній енергокомпанії, що обслуговує свою ділянку системоутворюючої мережі ринку, якщо загальний прибуток, одержаний за використання транспортної системи оптового ринку в цілому, становить 8,6 млрд грн. Балансова вартість основних фондів регіональної енергокомпанії дорівнює 182 млн грн, а транспортної системи в цілому – 4,9 млрд грн.

3. Визначити відсоток та суму надбавки на інвестування системоутворюючої мережі в ціні електроенергії (34 к./кВт·год), що постачається з оптового енергоринку, якщо нормативи витрат на утримання необхідного резерву потужності та інфраструктурних органів ринку становлять відповідно 0,8 та 0,3 % від ціни 1 кВт·год, витрати на забезпечення централізованого диспетчерського управління, розвиток науки і техніки дорівнюють відповідно 1,95 та 3,15 к., відсоток виплат до бюджету становить 3,5 %, соціальних виплат – 2,4 % від ціни 1 кВт·год.

4. Розрахувати плату за потужність та плату за електроенергію за таких умов договору електропостачання: витрати на робочу потужність у ціні 1 кВт·год електроенергії становлять 4,6 к., витрати на резервну потужність – 30 % від робочої потужності, прибуток, віднесений до постійних витрат, – 1,5 к. Паливні витрати із розрахунку на 1 кВт·год становлять 14,87 к., частка необхідного прибутку, віднесена до цих витрат, – 15 %.

РОЗДІЛ 10

ЕКОНОМІЧНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РОЗВИТКУ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕНЕРГЕТИКИ

- «Зелена» енергетика та її технології
- Розвиток відновлювальної енергетики в Європейському Союзі
- Енергоефективність та відновлювальні джерела енергії (ВДЕ): практика ЄС
- Сучасні тенденції і потенціал розвитку «зеленої» енергетики в Україні
- Державне управління розбудовою відновлювальної енергетики в Європейському Союзі
- Економічні механізми стимулювання розвитку «зеленої» енергетики в Україні

10.1 «Зелена» енергетика та її технології¹

«Зелена» енергетика – сфера енергетики, що забезпечує вироблення електричної, теплової та механічної енергії з мінімальними впливом на довкілля та ризиком техногенних катастроф. Часто «зелену» енергетику називають також альтернативною, оскільки вона створює альтернативу для заміщення традиційних теплової та ядерної енергетик.

До найбільш поширених джерел альтернативної енергетики, як правило, відносять: енергію сонця та вітру; геотермальну енергію; енергію хвиль та припливів; гідроенергію; енергію біогазу; енергію, отримвану з відходів (у т. ч. каналізаційних); вторинні енергоресурси; попутні газові ресурси видобутку вугілля та нафти. Більшість з названих джерел належить до ВДЕ. Своєрідним напрямом «зеленої» енергетики є всебічний розвиток енергозбереження.

Різні види ВДЕ можуть використовуватися для генерації різних видів енергії. Так, гідроенергія та енергія вітру використовуються винятково для генерації електричної енергії. Сонячна та геотермальна енергія – для виробництва як електричної, так і теплової енергії. Продукція біоенергетики, крім застосування у процесах генерації теплової та електричної енергії, може використовуватися у транспортному секторі як моторне паливо (біоетанол, біодизель) або біокомпонент (компонент інших видів палив).

¹ Розділ містить результати досліджень, проведених при грантовій підтримці Державного фонду фундаментальних досліджень України за конкурсним проектом GP/F56/055.

Актуальність розвитку «зеленої» енергетики у світі й Україні зумовлена не тільки вичерпністю й дефіцитом ресурсів традиційної енергетики, а й необхідністю зменшення екологічного навантаження на природні системи.

Розглянемо детальніше найбільш перспективні технології «зеленої» енергетики на основі ВДЕ – відновлювальної енергетики.

Сонячна енергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що базується на використанні сонячного випромінювання для генерації енергії.

На сучасному етапі існують дві основні форми перетворення сонячної енергії в електроенергію – за допомогою фотоелектричних систем та сонячних теплових електростанцій.

Фотоелектричні і теплові сонячні електростанції мають різний принцип роботи. В основу фотоелектричних електростанцій покладено фотоелементи, що працюють на принципі фотоелектричного ефекту, що перетворюють безпосередньо сонячну енергію в електроенергію. На відміну від них, теплові сонячні електростанції перетворюють сонячну енергію на тепло, яке нагріває теплоносії (воду), перетворюючи його на пару, що подається до парогенератора, де і відбувається процес генерації електроенергії. Крім того, можливе пряме використання сонячної енергії для нагрівання теплоносія (води) із використанням сонячних колекторів, який у подальшому може використовуватися для опалення та гарячого водопостачання.

Вітроенергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що спеціалізується на використанні кінетичної енергії вітрового потоку для генерації електроенергії.

Сучасні вітрові турбіни виробляють енергію шляхом передачі рушійної сили потоків повітря на лопаті ротора. Обсяг згенерованої енергії залежить від швидкості вітру й розміру турбіни. Ротори більшості вітрових турбін розташовані напроти вітру і змінюють свій напрямок залежно від нього. Енергія концентрується у торсіонному валі і перетворюється в електроенергію.

Геотермальна енергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на виробництві енергії за допомогою тепла надр Землі.

На сьогодні використання геотермальної енергетики обмежується регіонами, де геологічні умови дозволяють застосовувати водоносний пласт для передачі тепла із джерел глибоких гарячих зон на поверхню. Генерація електроенергії можлива при температурі близько 90–100 °С, більш низькі температури рідин придатні лише для прямого використання тепла. Геотермальна енергія набула значного поширення завдяки тепловим насосам, які добувають тепло із мілководних геотермальних вод і перетворюють його на воду або повітря, що використовується для обігріву житлових приміщень приватних домогосподарств або центрального опалення.

Біоенергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що спеціалізується на виробництві енергії із біомаси.

Біологічні види палива (біопаливо) охоплюють тверде, рідке та газоподібне паливо, виготовлене з біологічно відновлювальної сировини органічного походження (біомаси) (Про альтернативні, 2012).

Тверде біопаливо – це тверда біомаса, застосовувана як котельно-пічне паливо (дрова, торф, тирса, тріска, солома, інші сільськогосподарські відходи, гранули та брикети, вироблені з біомаси, деревне вугілля та вуглиста речовина).

Рідке (моторне) біопаливо – речовина, що отримується у ході перероблення рослинної сировини (пшениці, кукурудзи, ріпаку, цукрових буряків, цукрової тростини тощо) засобами технологій, в основі яких лежить використання природних біологічних процесів (наприклад, бродіння). До найпоширеніших видів рідкого біопалива належать:

- біоетанол – спирт етиловий зневоднений, виготовлений із біомаси або спирту етилового сирцю для використання як біопалива. Біоетанол може використовуватися лише як домішка до бензину;
- біобутанол – спирт бутиловий, виготовлений з біомаси, що застосовується як біопаливо або біокомпонент;
- біодизель – метилові та/або етилові етери вищих органічних кислот, отриманих із рослинних олій або тваринних жирів, що можуть використовуватися як самостійний вид палива, так і в суміші зі звичайним дизельним паливом у двигунах внутрішнього згоряння.

Газоподібне біопаливо – продукт, що отримується у результаті бродіння біомаси або шляхом застосування інших термо- і біохімічних процесів, спрямованих на її перероблення. Найбільш поширеним видом газоподібного біопалива є біогаз, який може використовуватися для отримання теплової та електричної енергії, а також як паливо для двигунів внутрішнього згоряння.

Гідроенергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на перетворенні енергії водного потоку в електроенергію.

До найпоширеніших видів ГЕС належать такі:

- *руслові* – низьконапірні ГЕС, в яких напір води створюється за рахунок будівництва греблі, яка повністю перегороджує річку, що дозволяє підняти рівень води до необхідного рівня;
- *пригреблеві* – високонапірні ГЕС, в яких напір води створюється за рахунок будівництва греблі, а сама будівля станції розташовується за греблею у її нижній частині. Вода підводиться до турбін через спеціальні напірні тунелі, а не безпосередньо, як у руслових ГЕС;
- *дериваційні* – ГЕС, для яких необхідний напір води створюється за допомогою деривації – сукупності гідротехнічних споруд, що відводять

воду з водойми через спеціальні водовідведення й підводять її до відповідних гідротехнічних споруд;

- *ГАЕС* – станції, які здатні акумулювати вироблену ними електроенергію та подавати її в енергосистему головним чином для покриття піків навантаження. Насосні ГАЕС використовують насоси для підняття водних мас у резервуари більш високого рівня упродовж періодів низького навантаження енергосистеми з метою генерації електроенергії у разі необхідності. Руслові ГАЕС для генерації електроенергії використовують енергію потоку річки, дозволяючи воді текти по лопатях турбіни, що обертаються, які підключені до генератора (Renewable, 2011).

Робота більшості електростанцій, які для генерації енергії використовують ВДЕ, є складно прогнозованою, оскільки безпосередньо залежить від погодних умов. Підключення однієї такої електростанції до електричної мережі чинить незначний вплив на роботу останньої. Однак сукупний ефект низки дрібних генеруючих потужностей, особливо у невеликій географічній зоні, може вкрай негативно впливати на стабільне функціонування мережі. Ці особливості «зеленої» генерації обумовили потребу у більш складних системах передачі електроенергії від виробника до споживача – інтелектуальних енергосистемах (Smart Grid).

Smart Grid – це енергетична мережа, яка самостійно відстежує та розподіляє потоки електроенергії для максимальної ефективності їх використання. Використовуючи сучасні інформаційні і комунікаційні технології, все обладнання мереж Smart Grid взаємодіє між собою, утворюючи єдину інтелектуальну систему енергопостачання. Зібрана з устаткування інформація аналізується, а результати аналізу допомагають оптимізувати використання електроенергії, знизити витрати, забезпечити якісне, безперебійне й безпечне енергопостачання (Renewable, 2011).

Сьогодні спостерігається зростаюча зацікавленість до ВДЕ у всьому світі, що пояснюється поступовим збільшенням попиту на енергію. Крім того, забезпечення широкомасштабного освоєння ВДЕ дозволить у майбутньому створити нову екологічно безпечну галузь енергетики для зміцнення енергетичної незалежності й екологічної безпеки держав.

Подробиці

За прогнозами аналітиків, представленими у доповідях *World Energy Outlook 2014* та *The Outlook for Energy: A View to 2040 (2015)*, зростання світового попиту на енергію в основному сценарії становить 37 % до 2040 року, а на електроенергію – близько 85 % (рис. 10.1) (The Outlook, 2015; World, 2014).

Відповідно до (Енергія, 2013) для задоволення потреби в енергоресурсах на початку XXI століття людству необхідно щорічно споживати близько 10 млрд т умовного палива. Водночас енергія сонця, що «поставля-

ється» на нашу планету, при перерахунку на умовне паливо становить близько 100 трлн т/рік. Це в десятки тисяч разів більше, ніж обсяг енергії, який нині активно використовується.

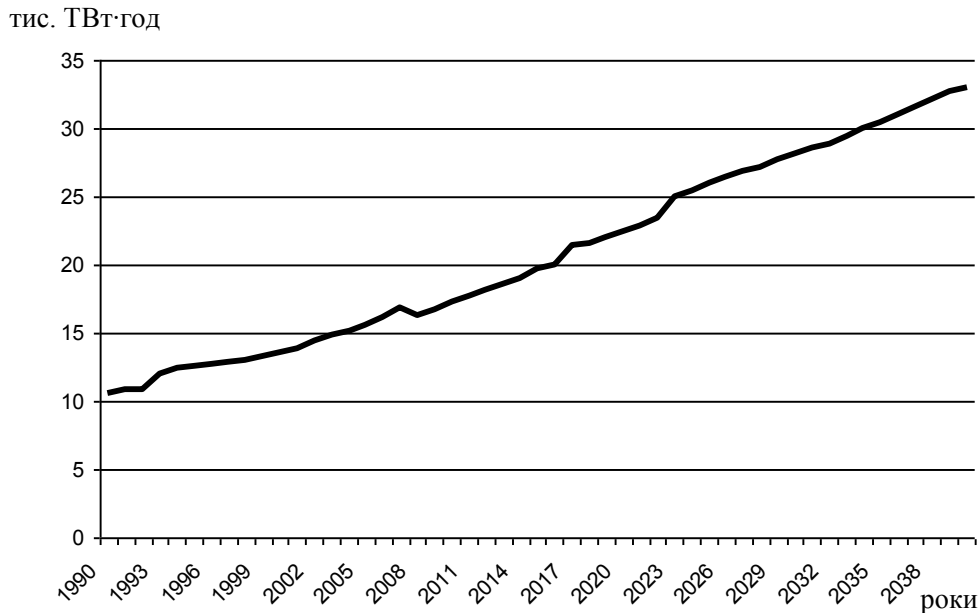


Рисунок 10.1 – Прогнозований попит на електроенергію в 1990–2040 рр. (*The Outlook, 2015*)

Згідно із прогнозами вчених для підтримки поточного рівня зростання економік практично всім країнам необхідно буде збільшити виробництво електроенергії. Так, наприклад, Китай потребуватиме зростання генерації електроенергії на 350 %, США – на 22–24 %, Російська Федерація – на 16 %, ЄС – на 15 % і т. д. Таке збільшення обсягів виробництва електроенергії неминуче буде пов'язане із низкою труднощів як щодо будівництва додаткових генеруючих потужностей, так і додаткового навантаження на екосистему планети. За оцінками експертів, рівень викидів CO₂ в атмосферу від спалювання твердого, рідкого і газоподібного палива на ТЕЦ і ТЕС при генерації електроенергії зросте на 70 % до 2025 року порівняно з рівнем 2011 року (Bhattacharyya, 2011).

Динамічне введення в експлуатацію нових об'єктів «зеленої» енергетики у багатьох країнах світу поступово змінює загальносвітову структуру генерації енергії.

Подобиці

Станом на початок 2014 року 144 країни світу законодавчо встановили цілі щодо досягнення прогнозованої частки ВДЕ у загальному енергобалансі, з них 138 сформували державні концепції управління розвитком відно-

влювальної енергетики (Renewables, 2014). Як результат, за підсумками 2013 року на відновлювальну енергетику припадало 43,6 % усіх нововведених генеруючих потужностей, а частка «зеленої» енергії у світовому енергобалансі становила 8,5 % (Global, 2014). Динамічний розвиток «зеленої» енергетики і надалі демонструє стійке зростання кількості робочих місць. Так, у 2013 році 6,5 мільйона осіб працювали у цьому секторі (Renewables, 2014).

Зазначені світові тенденції обумовлені низкою переваг ВДЕ порівняно із традиційними енергетичними ресурсами. ВДЕ є невичерпними і теоретично можуть забезпечити необмежений запас енергії. Їх використання є ефективним способом економії й заміщення викопних паливно-енергетичних ресурсів, на яких базується сучасна енергетика, а також зменшення антропогенного впливу на зміну клімату планети шляхом зниження викидів парникових газів.

Окрім зазначених переваг, ВДЕ мають і низку недоліків, основний з яких – переривчастість їх наявності на поверхні Землі (за годинами доби, порами року, географічними поясами тощо). Іншим вагомим недоліком є недостатній технічний рівень індустріальних методів їх використання, що обумовлено фокусуванням технологічного розвитку у минулому на традиційних технологіях енерговиробництва. Як наслідок, низький ККД та висока вартість генерації енергії з ВДЕ сьогодні є основними стримуючими чинниками розвитку «зеленої» енергетики. Тому на сучасному етапі майже усі існуючі технології «зеленої» енергетики є дотаційними і не можуть розвиватися у чисто ринкових умовах, а масштабна розбудова генеруючих потужностей на основі ВДЕ неможлива без потужної підтримки з боку урядів держав світу.

10.2 Розвиток відновлювальної енергетики в Європейському Союзі²

В ЄС, як і в усьому світі, розвиток «зеленої» енергетики характеризується високою динамічністю. Усе більша кількість європейських держав переймається проблемами можливої енергетичної кризи та необхідності впровадження альтернативних джерел енергії. Тому енергетичний сектор ЄС продовжує переходити від використання мазуту і вугілля до ВДЕ у національних господарствах, вкладаючи в це чималі кошти.

² Розділ містить результати досліджень, проведених в рамках гранту ЄС Жана Монне «Using best EU practices for sustainable economy forming in Ukraine» (UBEUP) 553185-EPP-1-2014-1-UA-EPPJMO-MODULE.

Подробиці

Завдяки ефективному управлінню упродовж 2007–2011 рр. інвестиції ЄС у ВЕ постійно зростали, після чого почали зменшуватися. Так, у 2013 році вони знизилися на 44 % порівняно із попереднім роком (табл. 10.1), що стало результатом різкого скорочення витрат на обладнання (особливо сонячних батарей) та невизначеності з приводу подальшої державної підтримки ВДЕ. Різке скорочення інвестиційних потоків у цей сектор у подальшому може негативно позначитися на виконанні узгоджених цілей щодо частки ВДЕ у кінцевому споживанні енергії країнами-членами ЄС.

Таблиця 10.1 – Динаміка інвестицій ЄС у ВЕ (Renewables, 2014)

Роки	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Інвестиції у ВЕ, млрд дол. США	61,8	73,4	75,3	102,4	114,8	86,4	48,4

У цілому на сучасному етапі ЄС займає лідерські позиції з розвитку ВДЕ та ефективно реалізує програми їх стимулювання (ВР, 2013). Розглянемо детальніше найбільш перспективні технології «зеленої» енергетики ЄС.

Вітроенергетика. Сьогодні енергія вітру є найбільш швидко зростаючим джерелом енергії. За підсумками 2013 року на ВЕС припадало 32 % усіх нововведених генеруючих потужностей ЄС. Цей показник перевищує показники за всіма іншими технологіями, включаючи газ, вугільну і ядерну енергію.

У цілому встановлена потужність вітрової енергогенерації в ЄС складається з 110,7 ГВт ВЕС на суші та 6,6 ГВт офшорних ВЕС (тобто таких, що інсталиються в морі). Проте, загальний обсяг ринку в регіоні у 2013 році знизився на 8 % щодо 2012 року, а фінансування нових проектів стає все більш складним завданням у зв'язку з невизначеністю політики інвестиційних стимулів.

Найбільшу частку генерації енергії за допомогою ВЕС забезпечує Німеччина – 29 %. Це наймасштабніший ринок ЄС, у рамках якого у 2013 році було згенеровано 53,4 ТВт·год. електроенергії. На другому місці – Великобританія – 17 % генерації, де встановлена потужність ВЕС на кінець 2013 року становила 10,5 ГВт. На ці дві країни припало близько 46 % від усіх введених нових вітроустановок в 2013 році. Польща, Франція, Швеція, Румунія забезпечують по 8 %, Данія – 6 % від загальної встановленої потужності ВЕС (Renewables, 2014).

Подробиці

Значний внесок у забезпечення сталого розвитку галузі вітроенергетики ЄС здійснюють такі компанії: датська «Вестас» (Vestas), німецькі

«Енеркон» (Enercon), «Сіменс» (Siemens), «Нордекс» (Nordex), іспанська «Гамеса» (Gamesa).

Так, датська компанія «Вестас» є найстаршою серед сучасних виробників вітрогенераторів. Вона була заснована в 1898 році і з 1928 року виробляла металеві вікна для промислових будівель, а у 1945 році почала виробництво побутових виробів з металу (серед них міксери, контейнери тощо), з 1950 року – сільськогосподарської техніки. У 1978 році тут створили вітрову турбіну, яку вперше встановили у 1979 році. У 1995 році компанія «Вестас» збудувала офшорний вітрогенератор. На кінець 2013 року частка фірми на світовому ринку вітрогенераторів становила 19 % із загальною потужністю виробленого обладнання більш ніж 64 ГВт (Vestas, 2014).

Розвиток вітроенергетики ЄС стикається з певними труднощами технічного й організаційного характеру. Так, одне з основних обмежень розвитку вітроенергетики – це необхідність розташування ВЕС на значних земельних площах, оскільки розміщення таких територій збільшує фактичну потужність ВЕС. Щодо офшорних ВЕС, то вони мають більший ККД, але їх складно підключити до електричної мережі. Існування зазначених проблем вимагає мобільності їх вирішення і зосередження на таких основних напрямках розвитку ВЕС:

- розроблення нових турбін та їх компонентів;
- вдосконаленні організації й технологій у сфері діяльності ВЕС;
- інтеграції мережі наземних і морських ВЕС;
- оцінки та планування діяльності ВЕС (Wind, 2014).

Геліоенергетика. Упродовж останніх років загальний обсяг встановлених сонячних потужностей в ЄС зростає. Як і капіталовкладення в галузь, що становили понад 50 млрд євро, ці показники перевищили найбільш оптимістичні прогнози. Близько 75 % від загальної глобальної встановленої фотоелектричної потужності знаходиться саме в Європі. За оцінками Європейської асоціації фотоелектричної промисловості (EPIA), наразі ЄС повністю або частково забезпечує електроенергією від сонячних модулів близько 3 мільйонів домогосподарств (Global, 2014a).

Як і у сфері вітроенергетики, попит на ринку геліоенергетики в ЄС упродовж останніх декількох років знизився через скорочення політичної та інвестиційної підтримки. Водночас Німеччина залишається найбільшим ринком ЄС, де приріст загальної встановленої потужності за підсумками 2013 року становив 10 % і наближається до 36 ГВт. Іншими провідними країнами-виробниками сонячної енергії є Великобританія (із приростом 1,5 ГВт), Італія (1,5 ГВт), Румунія (1,1 ГВт) та Греція (1 ГВт). Наприкінці 2013 року в ЄС було достатньо сонячних потужностей, щоб згенерувати не менше 160 ТВт·год. електроенергії на рік (Renewables, 2014).

ЄС є світовим лідером фотоелектричних досліджень, тому найбільша кількість патентів зареєстрована саме тут. Завдяки інтенсивним дослідженням і вдосконаленню технологій вартість сонячних панелей знижується, а це, у свою чергу, означає, що ціна згенерованої сонячної енергії в майбутньому також продовжуватиме знижуватися.

Європейський ринок геліоенергетики сьогодні залишається досить різноманітним. Він поділяється на такі основні сегменти:

- наземні сонячні енергоустановки (переважають у Німеччині, Іспанії, Франції, Румунії, Болгарії);
- сонячні електростанції на дахах приватних домогосподарств та комерційних установ (переважають у Швеції, Австрії, Словаччині, Польщі, Швейцарії).

За даними Європейської федерації сонячно-теплової промисловості (European Solar Thermal Industry Federation), ринок сонячно-теплової енергетики в 2013 році дещо знизив свої показники порівняно із попередніми роками (Global, 2014a). Спад на ринку виявив деякі з основних проблем, що виникли сьогодні перед галуззю:

- вдосконалення законодавчої та нормативно-правової бази;
- стабільні та ефективні схеми підтримки;
- технологічний розвиток;
- поліпшення комунікації серед споживачів та підприємців.

Гідроенергетика. Гідроенергетика – це поширена технологія виробництва електроенергії з ВДЕ в ЄС. За оцінками експертів, ГЕС продовжать відігравати важливу роль у майбутньому як у світовому, так і в європейському енергобалансі.

Лева частка (70 %) виробництва енергії з ВДЕ у країнах ЄС забезпечується саме завдяки ГЕС. За даними Асоціації виробників гідравлічного обладнання (Hydro Equipment Association) та Європейської асоціації малої гідроенергетики (European Small Hydropower Association), сучасний потенціал виробництва гідроенергетики в Європі становить 276 ТВт (Hydropower, 2013).

Більша частина потужностей гідроенергетики ЄС зосереджена у Скандинавії, Альпах і Піренеях. Роль гідроенергетики у різних країнах значно варіюється залежно від географічних умов, клімату, характеру опадів, наявності доступних альтернатив енергопостачання, а також інституційних і технологічних можливостей розвитку. Так, деякі країни багаті на водні ресурси (наприклад, Норвегія і Албанія), інші – не забезпечені необхідними природними умовами і, таким чином, мають дуже низький потенціал виробництва гідроелектроенергії (наприклад, Данія та Нідерланди) (Pedraza, 2014).

Подробиці

Гідроенергетика є основним ВДЕ у Норвегії. «Агдер Енерджі» (Agder Energi) – найбільший виробник норвезької гідроелектроенергії, що забезпечує 5 % від загальних енергетичних потреб країни (Renewables, 2014).

Виробництво гідроелектроенергії в ЄС створює передумови для зростання енергетичної безпеки, а також має значний потенціал розвитку, обумовлений високою економічною віддачею порівняно з усіма іншими ВДЕ. Цікавим фактом є те, що після побудови ГЕС інфраструктура може генерувати електроенергію упродовж багатьох десятиліть або навіть більше ніж 100 років. Проте і у цій сфері в ЄС є певні проблеми, що вимагають вирішення, зокрема:

- тривалі процедури видачі дозволу та терміни будівництва ГЕС;
- адміністративні бар'єри та нормативно-законодавчі зміни, що відбуваються під час робіт з будівництва ГЕС.

Біоенергетика. ЄС залишається лідером у світі з розвитку біоенергетики та володіє її колосальним потенціалом. На сьогодні обсяги споживання біопалива для виробництва енергії в ЄС становлять понад 120 млн т нафтового еквівалента на рік. В окремих країнах-лідерах потенціал розвитку біоенергетики вищий за середньоєвропейський. Зокрема, у Фінляндії частка такої енергії в кінцевому енергоспоживанні становить 28 %, Латвії – більше 27 %, Швеції та Естонії – близько 26 % (для порівняння – в Україні 1,78 %) (Гелетуха та ін., 2014).

Основними напрямками розвитку біоенергетики в ЄС є сектори (Renewables, 2014):

- *твердого біопалива* – основний вид біопалива з часткою в загальній структурі ВЕ ЄС близько 70 %, що динамічно зростає. Так, у 2013 році у Німеччині приріст енергогенерації був на 88 % забезпечений саме за рахунок твердого біопалива. Сектор біоенергетики Швеції (де як тверде біопаливо використовують деревину) сьогодні опалює більше половини житлових і комерційних будівель із використанням як котлів, так і централізованого теплопостачання. У Фінляндії деревина є найбільш затребуваною для опалення;

- *рідкого біопалива* – упродовж багатьох років ЄС залишається найбільшим виробником біодизеля у світі. Електроенергія з рідких біопалив виробляється переважно в Італії та Німеччині. Швеція і Норвегія забезпечують біодизелем як моторним паливом місцеві автомобілі й автобуси;

- *газоподібне біопаливо.* Біогаз усе частіше використовують для генерації енергії в ЄС: на початок 2013 року тут працювало понад 13 тис. електростанцій на біогазі загальною встановленою потужністю 7,5 ГВт.

Німеччина та Швеція домінують на ринку біогазу ЄС. Проте, незважаючи на продовження розширення виробничих потужностей, швидкість приросту цього ринку щорічно сповільнюється, що пов'язано зі змінами нормативно-правового забезпечення галузі ВЕ.

Головною складовою біоенергетичного сектору ЄС є енергетичні культури – рослини, що спеціально вирощуються для використання як палива або для виробництва біопалива (ріпак, соняшник, верба, тополя, буряк, кукурудза тощо). На рівні ЄС вирощування енергетичних культур регулюється державними важелями у сфері:

- сільськогосподарського розвитку («Програма розвитку сільських територій»), що передбачає інвестиційну підтримку створення плантацій деревоподібних і трав'яних енергетичних культур);
- енергетичної політики (забезпечує використання енергетичних культур для отримання рідких і газоподібних біопалив);
- політики в галузі наукових досліджень та інновацій (Стратегічний план енерготехнологій та програма Єврокомісії Horizon 2020) (Гелетуша та ін., 2014а).

При знайомстві з напрямками розвитку зеленої енергетики в ЕС звертає на себе увагу значна кількість форм впроваджувальних джерел енергії. Це не випадково. Подібна диверсифікація забезпечує усталеність роботи цілісної енергетичної системи. Зокрема, одні джерела (сонячні) здатні працювати лише у денний період часу, інші (вітрові) – лише у вітряну погоду, треті (біогазові) – у літньо-осінній період. Іншою принциповою відмінністю відновних джерел є їх деконцентрація у просторі. На відміну від традиційних електростанцій всі вони, як правило, мають незначну потужність. Отже виникає необхідність вирішення організаційного завдання інтеграції їх в єдину енерго-інформаційну мережу.

Варто зазначити, що позитивні тенденції розвитку ВДЕ в енергетичній політиці ЄС стали можливими перш за все через завершення інсталяції довгострокових проектів та здешевлення технологій ВЕ. Однак основними бар'єрами на шляху до конкурентоспроможності ВДЕ на енергетичних ринках ЄС залишаються відсутність обґрунтованої системи ціноутворення, що враховувала б екологічні і соціальні витрати у ринковій ціні одиниці традиційної енергії, недосконала нормативно-законодавча база, відсутність стабільних і ефективних схем підтримки ВЕ, тривалі строки отримання необхідних дозволів на будівництво біоенергетичних об'єктів.

Розглянуті тенденції та досвід розбудови «зеленої» енергетики в ЄС є корисними для застосування в умовах України, враховуючи значний рівень її залежності від зовнішніх енергетичних джерел, монополізацію вітчизняних енергоринків, екологічні проблеми ПЕК і наявний потужний потенціал зростання енергоефективності.

10.3 Енергоефективність та відновлювальні джерела енергії: практика Європейського Союзу³

Поняття про енергоефективність. Сьогодні ефективне використання енергетичних ресурсів є одним із основних пріоритетів розвитку економіки будь-якої країни. Енергозбереження та підвищення енергоефективності повинні супроводжувати розвиток «зеленої» енергетики, підсилюючи економічні, екологічні та соціальні ефекти її впровадження.

Енергоефективність показує *витрати енергії на одиницю виробництва та/або споживання одиниці продукції (досягнення соціально-економічного ефекту).*



Рисунок 10.2 – Фактори, що обумовлюють необхідність зростання енергоефективності економічних систем

Необхідність зростання енергоефективності обумовлюється багатьма факторами, наведеними на рис. 10.2. Так, економічні чинники спонукають домогосподарства і суб'єктів виробничої сфери збільшувати ефективність використання енергії переважно через фінансові міркування. Природний дефіцит енергоджерел також відіграє певну роль у цих процесах. Запобігання глобальним змінам клімату і можливості скорочення викидів парникових газів унаслідок запровадження заходів із підвищення енергоефектив-

³ Розділ містить результати досліджень, проведених у рамках гранту ЄС Жана Монне «Using best EU practices for sustainable economy forming in Ukraine» (UBEUP) 553185-EPP-1-2014-1-UA-EPPJMO-MODULE.

ності роблять останню основним елементом багатьох офіційних документів ЄС. Менш відомим аргументом на користь зростання енергоефективності є довготривалість трансформації великих енергетичних систем та переорієнтації їх на нові енергоджерела. Такі перетворення можуть тривати десятиліттями, характеризуючись значною інертністю, тому у короткостроковому періоді саме збільшення енергоефективності є найбільш прийнятним вирішенням проблеми раціоналізації енергоспоживання та збереження природних ресурсів. У цілому зростання енергоефективності позитивно впливає не лише на сталий економічний розвиток, а й на розбудову «зеленої» енергетики (Hertwich, 2005).

Отже, *підвищення енергоефективності* пов'язане:

– *по-перше*, із використанням меншої кількості енергії для забезпечення виробництва одиниці продукції (соціально-економічного ефекту), наприклад, забезпечення певного теплового режиму будівель або випуску певної кількості виробів;

– *по-друге*, із збільшенням обсягу продукції (соціально-економічного ефекту) у розрахунку на одиницю енергії, що витрачається при цьому.

Серед основних *напрямів підвищення енергоефективності* необхідно назвати:

- зменшення непродуктивних втрат енергії;
- скорочення питомих витрат енергоресурсів (палива) при виробництві електроенергії і тепла в самій енергетиці;
- застосування менш енергоємних технологій у виробничих процесах;
- заміщення більш енергоємних видів продукції (матеріалів, виробів, процесів) на менш енергоємні;
- дематеріалізацію економіки, тобто зменшення її матеріаломісткості;
- енергозбереження (заощадження) у процесах споживання продукції;
- оптимізацію систем виробництва і споживання енергії у часі (зокрема скорочення періодів пікових навантажень).

Підвищення енергоефективності фактично є одним із напрямів «зеленої» енергетики, який вирішує проблему енергозабезпечення, але не шляхом додаткового виробництва енергоресурсів, а через зменшення потреб у її використанні. Необхідно зазначити, що цей вид енергозабезпечення є максимально «зеленим», тобто екологічно чистим, адже за деякими винятками не супроводжується ніякими негативними наслідками для довкілля. Невипадково, що одним із завдань для економіки України є досягнення енергоефективності її систем, у тому числі з урахуванням досвіду ЄС.

Подробиці

Сталий розвиток енергетики складається з декількох компонентів, зокрема більш широкого використання відновлювальних джерел енергії, раціоналізації ланцюжка поставок та підвищення його енергоефективності.

Для вимірювання рівня «сталості» енергетичного комплексу різних країн світу Світова енергетична рада (World Energy Council) розробила індекс сталого розвитку енергетики (ESI), що враховує три основні компоненти:

- 1) енергетичну безпеку, що передбачає ефективне управління виробництвом первинної енергії із внутрішніх і зовнішніх джерел, надійність енергетичної інфраструктури, можливість задоволення поточних і майбутніх потреб в енергії;
- 2) соціальну справедливість, що полягає у доступності енергопостачання для населення;
- 3) пом'якшення впливу на навколишнє природне середовище, що включає досягнення енергоефективності як з боку споживачів, так і енерговиробників, та розвиток енергопостачання від відновлювальних й інших джерел із низьким рівнем викидів вуглецю (World, 2012).

Підвищення енергоефективності у будівельному секторі ЄС. Європейський Союз є одним із лідерів у розвитку ВДЕ. За оцінкою британського нафтогазового концерну «Бритіш Петролеум» (British Petroleum), частка світового споживання відновлюваної енергії в ЄС становить майже 42 %, у той час як у США – 23 %, Китаї – 9 %, Японії – 4 %. За останні 15 років в ЄС сформувалася повноцінна політика стимулювання ВДЕ, що включає чітко визначені цілі, широкий комплекс заходів з їх досягнення і специфічну модель поділу відповідальності між різними рівнями влади (Кавешников, 2014). Одним із провідних секторів реалізації зазначеної політики є будівництво, де вже найближчим часом поставлено завдання створення будівель з практично нульовим споживанням енергії.

Подробиці

Проведені дослідження Європейського інституту ефективності будівель показали, що досягнення нульового енергоспоживання можливо на основі вже існуючих технологій. У Європейську Директиву з енергетичної ефективності будівель внесено істотні зміни, які передбачають, що з 2019 року всі громадські будівлі в Європі повинні задовольняти принципи nZEB (nearly Zero-Energy building – будівля з близько нульовим енергоспоживанням), а з 2021 року такі вимоги повинні задовольняти вже всі нові будівлі (On the Energy, 2010).

Створення будинку з нульовим енергоспоживанням передбачає застосування новітніх технологій, а саме:

- технологій, що використовують фотогальванічний ефект – сонячних батарей;
- технологій, що працюють за принципом «теплого насоса» (підземне тепло – взимку, підземна прохолода – влітку);
- інших технологій, що використовують ВДЕ: мікроТЕЦ на біомасі, вітрогенераторів, сонячних колекторів тощо;
- технологій вентилявання повітря із застосуванням рекуперації тепла;
- спеціальних технологій виробництва високоефективних, екологічно чистих теплоізоляційних матеріалів;
- технологій скління вікон (у тому числі з потрійним склопакетом);
- технологій домашньої автоматизації (системи «розумний будинок») для управління інженерними системами, контролю та оптимізації витрат на утримання будівель.

Подробиці

У Німеччині в рамках програми енергетичної модернізації житла передбачено впровадження заходів, які ведуть до економії кінцевої енергії і відповідно квартплати при здійсненні поверхневої ізоляції житлового будинку або застосування в ньому геліосистем з метою отримання гарячої води як для опалення, так і для господарсько-побутових потреб (Дом, 2013).

За даними дослідницьких оцінок (Дом, 2013), інвестиції в нові енергоефективні технології доведеться істотно збільшувати, щоб задовольнити додатковий попит, викликаний впровадженням стандартів нульового енергоспоживання. Сьогодні на ринку ЄС існують відмінності між зазначеними технологіями і досить високі бар'єри для їх застосування. У зв'язку із цим найвищих темпів зростання на ринку систем нульового енергоспоживання потребують системи вентиляції з рекуперацією тепла і вікон із потрійними склопакетами. Їх ринкова частка дійсно мала порівняно з тією, що мала б бути для задоволення вимог стандартів нульового енергоспоживання. Отже, нинішній європейський ринок ізоляційних матеріалів повинен зрости приблизно у 2–3 рази. Те саме стосується і ринку теплових насосів, котлів на пелетах та сонячних теплових систем.

Подробиці

Огляд поточного розміру європейського ринку систем нульового енергоспоживання за секторами та потреб його зростання для задоволення майбутнього попиту наведений у таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Європейський ринок систем нульового енергоспоживання
(Дом, 2013)

Ринок	Необхідне зростання ринку, разів	Поточний розмір ринку	Одиниця вимірювання
Теплоізоляційні матеріали	2–3	2 010	млн євро
Системи вентиляції з рекуперацією тепла	8–10	130 000	одиниць
Потрійні склопакети	>10	1 500 000	м ²
Теплові насоси	2–3	185 000	м ²
Бойлери на пелетах	2–3	43 000	одиниць
Сонячні теплові системи	2–3	3 700 000	одиниць

Зростання енергоефективності в енергетиці. Зростання потреб ЄС в енергії ставить питання про поступовий перехід від традиційних технологій, що передбачають використання головним чином великих енергопотужностей і пасивних енергетичних мереж, до принципово нових рішень, орієнтованих на широке застосування ВДЕ й активних мереж, здатних надавати послуги з передачі, зберігання та перетворення електричної енергії.

Активні енергетичні мережі, спроможні швидко адаптуватися до мінливих потреб зацікавлених сторін (власників, споживачів, продавців), розглядаються сьогодні як ключовий елемент інфраструктури «розумних» енергосистем майбутнього. Формування таких мереж нерозривно пов'язане з розбудовою інформаційної інфраструктури, придатної для вирішення завдань технічного й управлінського характеру, що виникають у зв'язку з необхідністю забезпечення сталого, безпечного, економічно вигідного функціонування й розвитку «розумних» енергосистем. Мова йде про створення гігантського інтелектуального підприємства, що використовує як технологічну платформу інтегровану інформаційно-енергетичну мережу – **ЕнерНет** (EnerNet), свого роду «Енергетичний Інтернет».

Передбачається, що ЕнерНет буде міжнародною (покриватиме більшість країн Європи) інформаційно-енергетичною системою і виконуватиме такі функції:

- генерування величезною кількістю мініелектростанцій (сонячних, вітрових, біогазових, гідро-) електричної енергії;
- вирішення проблем її закупівлі у приватних виробників енергії;
- забезпечення технічних параметрів високої якості електроенергії;
- забезпечення режимів надійності, стабільності, безпеки енергосистеми;
- вирішення проблем тарифікації та продажу енергії споживачам;

- забезпечення взаємного обміну енергопоставками (вдень – із півдня на північ, вночі – у зворотному напрямку);
- забезпечення найбільш ефективних режимів споживання енергії за принципом «розумний будинок», «розумне місто».

Подробиці

Науково-методичні, організаційно-технічні і певною мірою правові аспекти створення подібних «розумних» енергосистем розглядаються сьогодні у концепції «розумна мережа» (Smart Grid) в енергетиці. Такі рішення вже впроваджуються у низці країн ЄС. Наприклад, у Німеччині реалізовано пілотний проект енергетичної мережі з розподіленою генерацією електроенергії Smart Grids. У рамках одного регіону, федеральної землі Баден-Вюртемберг, німецький енергетичний концерн EnBW впровадив проект повнофункціональної мережі енергопостачання з розподіленою генерацією електроенергії, до складу якої увійшли виробництво електрики, доставка її споживачам, управління енергоспоживанням, а також облік і тарифікація енергії. Цей проект є інноваційним, оскільки до цього випробовувалися лише окремі компоненти таких мереж.

Важливим моментом у ході реалізації проекту стала робота зі споживачами. Енергетичний концерн EnBW активно просуває інноваційні рішення серед потенційних споживачів-користувачів Smart Grids, а для здійснення пілотного проекту знайшов необхідну кількість клієнтів, охочих першими використовувати всі переваги мереж з розподіленою генерацією електроенергії (Smart, 2013).

Підвищення енергоефективності в інших секторах європейської економіки. В окремих секторах економіки ЄС сьогодні застосовуються такі напрямки підвищення енергоефективності:

- ✓ ефективне використання матеріалів (залучення ресурсів із подовженим терміном служби, запровадження електронного документообігу, реконструкція будівель замість їх знесення, утилізація відходів та ін.);
- ✓ раціональне використання води (краплинне зрошування, рециркуляція та ін.);
- ✓ раціональне використання транспорту (покращання дизайну, запровадження логістики, відеоконференцій замість поїздок, принтерів, у т. ч. 3D – замість транспортування виробів) тощо.

Інструменти управління енергоефективністю. Серед державних механізмів стимулювання підвищення енергоефективності у країнах ЄС застосовуються такі:

- ***податкові*** (зокрема встановлення підвищеного податку на використання викопних енергоресурсів);

- **тарифні** (наприклад, встановлення підвищених, так званих «зелених» тарифів на закупівлю електроенергії з ВДЕ);
- **субсидійні** (зокрема субсидування кінцевому споживачеві від 20 до 40 % від загальної вартості придбаного енергозберігаючого устаткування для вироблення електроенергії з ВДЕ);
- **адміністративні** (встановлення директивних цілей, обов'язкових до виконання, розроблення та реалізація державних програм із прискореного освоєння ВДЕ).

Подобиці

На сьогодні ряд провідних європейських експертів стверджують, що збільшення енергоефективності економіки ЄС на 25 % дозволить знизити викиди парникових газів приблизно на 40 %. Але лише в тому випадку, якщо проект отримає активну підтримку з боку всіх країн-учасниць ЄС. Для досягнення ж поставленої мети і реалізації проекту в сферу енергозберігаючих технологій ЄС, а також загальну модернізацію опалювальних систем необхідно інвестувати близько 132 млрд дол. США (Глобальна, 2011).

Зазначені приклади можуть бути успішно використані для удосконалення енергетичної політики в Україні.

10.4 Сучасні тенденції і потенціал розвитку «зеленої» енергетики в Україні⁴

За підрахунками Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України, річний технічно досяжний енергетичний потенціал ВДЕ у нашій державі становить 68,6 млн т нафтового еквівалента, або близько 50 % загального енергоспоживання (Про Національний, 2014). Динаміку розвитку ВЕ в Україні у 2009–2013 роках наведено у таблиці 10.3.

Подані статистичні дані свідчать, що для країни характерні досить високі темпи нарощування потужностей і обсягів виробництва електроенергії з усіх видів ВДЕ.

Подобиці

Сьогодні в державі функціонують установки з виробництва біогазу на полігонах твердих побутових відходів. Діють потужності з виробництва біоетанолу на спиртових заводах, відкрито кілька потужностей з вироб-

⁴ Розділ містить результати досліджень, проведених у рамках виконання держбюджетної науково-дослідної роботи «Розроблення фундаментальних основ відтворювального механізму «зеленої» економіки в умовах інформаційного суспільства» (№ держ. реєстр. 0115U000684).

ництва біодизеля. Найбільш розвинене виробництво твердого біопалива: сьогодні працюють понад 200 виробників гранул (пелет) і брикетів із різних видів сировини (деревна стружка, тирса, солома, лушпиння соняшнику, лушпиння зерен та ін.). У масовому порядку стали реалізовуватися проекти переходу на даний вид палива в сільських школах, лікарнях та інших установах. На одній із шахт Донбасу реалізується проект з утилізації шахтного метану, який дозволяє за добу заправляти близько 100 автомобілів. У Запоріжжі впроваджуються технології утилізації тепла каналізаційних стоків і вторинного тепла Запорізької АЕС. До згаданих напрямків відновлювальної енергетики необхідно додати реалізовані в Криму проекти вітрової та сонячної енергетики. За оцінками фахівців, внесок «зеленої» енергетики може становити від 20 до 50 % енергобалансу країни (Полевой, 2010; Хареба, 2012).

Таблиця 10.3 – Динаміка розвитку ВЕ в Україні у 2009–2013 роках
(Інформація, 2014)

Роки	Встановлена потужність ВЕ, МВт				Кількість виробленої електроенергії, млн кВт·год			
	СЕС	ВЕС	Малі ГЕС	БіоЕЕС	СЕС	ВЕС	Малі ГЕС	БіоЕЕС
2009	-	49,2	49,2	-	-	41,4	29,7	-
2010	2,5	76,6	62,5	0,7	0,5	49,2	192,5	0,2
2011	188,2	146,4	70,8	8,2	30	89	203,4	12,4
2012	371,6	193,8	73,4	10,7	334	257,6	172	21,2
2013	811,4	334,1	75	23,7	562,8	636,5	285,9	37,2

З урахуванням тенденцій розвитку ВЕ та за умови збереження їх у майбутньому рівень енергонезалежності України може суттєво зрости поряд зі зниженням екологічної небезпеки. Загальний обсяг інвестицій для реалізації розвитку ВДЕ в Україні оцінюється на рівні 15 млрд євро (Лазненко, 2014). За оцінками експертів найбільший потенціал розвитку ВЕ в Україні мають: виробництво енергії з біомаси та відходів (72 % від загального потенціалу біоенергетики, зважаючи на достатню розвиненість сировинної бази для цієї підгалузі), сонячна енергетика (59 %) та вітроенергетика (56 %) (рис. 10.3).

Розглянемо основні перспективні напрями розвитку «зеленої» енергетики України на основі ВДЕ детальніше.

Геліоенергетика. Сонячна енергетика – один із напрямів ВЕ, який найбільш динамічно розвивається. Український ринок сонячної енергетики за оцінками іноземних інвесторів, є достатньо привабливим, що сприяє успішній реалізації «сонячних» проектів.

Технічно досяжний енергетичний потенціал сонячної енергії в Україні становить 6 млн т ум. п. на рік, або 38,2 млрд кВт·год на рік (Потенціал,

2014; Програма, 2013). Отже, навіть часткова реалізація потенціалу за рахунок ефективного використання геліоустановок на території України дозволить суттєво підвищити енергонезалежність країни.

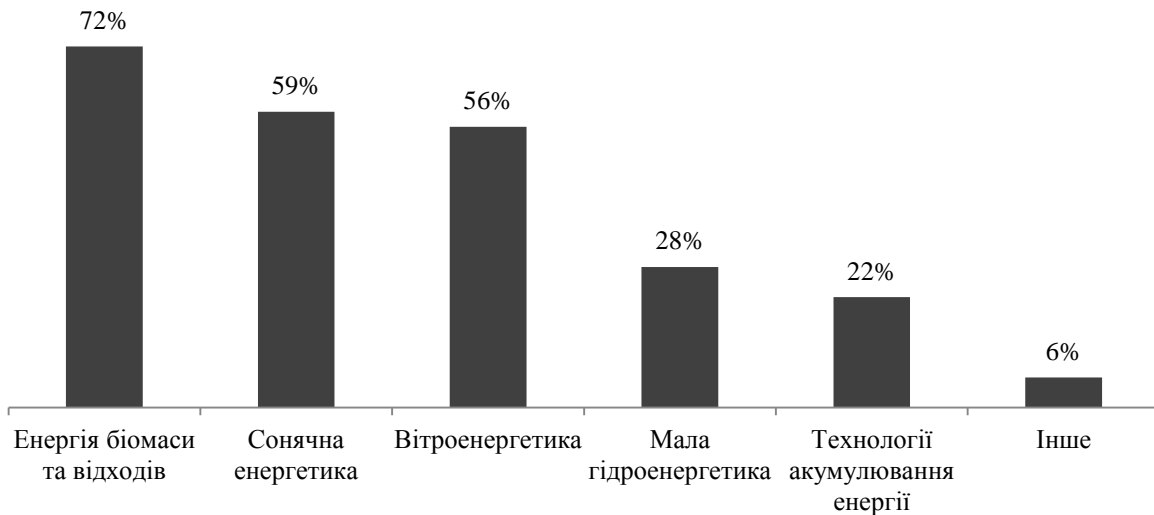


Рисунок 10.3 – Найпривабливіші напрямки ВЕ для розвитку в Україні (Лазненко, 2014)

Подобиці

Україна має значно вищий потенціал сонячної енергетики, ніж Польща чи Німеччина, де активно впроваджуються СЕС. Зокрема, середньорічний потенціал України становить 1235 кВт·год/м² (від 1070 кВт·год/м² у північних регіонах України до 1400 кВт·год/м² і вище на півдні та в Автономній Республіці Крим), Німеччини – 1000 кВт·год/м², Польщі – 1080 кВт·год/м². Це означає, що теплові панелі в нашій державі можуть працювати з віддачею в 30 % і більше. Для південних регіонів України це 9 місяців (із березня до листопада), у північних регіонах – 7 місяців (із квітня до жовтня). Взимку ефективність роботи геліоустановки значно зменшується, проте не зникає (Возняк, 2010).

В основному потенціал сонячної енергетики зосереджений у південних областях України із спаданням у міру просування на північ. Найбільш привабливими регіонами з використання енергії сонця є Південний берег Криму, Причорноморська та Приазовська низини, Подільська, Донецька та Придніпровська височини, Карпати і Кримські гори.

У цілому Україна робить впевнені кроки щодо динамічного розвитку геліоенергетики, про що свідчить зростання виробленої сонячної електроенергії та обсягів встановлених потужностей (див. табл. 10.2). Так, загальна встановлена потужність українських сонячних електростанцій у 2013 році (811,4 МВт) збільшилася на 46 % порівняно із попереднім роком (у 2012 році – 371,6 МВт) (Програма, 2013).

З урахуванням тенденції світового зниження собівартості будівництва СЕС та сприятливого прогнозу для розвитку геліоенергетики Україна повинна продовжувати нарощувати виробництво сонячної електроенергії шляхом подальшого вдосконалення технології та введення в експлуатацію нових потужностей.

Вітроенергетика. На сьогодні український ринок вітроенергетики є другим за величиною сектором ВЕ, а реалізація вітроенергетичних проєктів – одним із найбільш перспективних напрямків освоєння ВДЕ на території України. Так, за оцінками Інституту відновлювальної енергетики Національної академії наук України, загальний технічно досяжний енергетичний потенціал вітроенергетики країни становить 28 млн т ум. п./рік, або 79,8 млрд кВт·год/рік (Потенціал, 2014; Програма, 2013). Найкращі природні умови для розвитку вітроенергетики мають узбережжя Чорного і Азовського морів, південний берег Криму, вершини Українських Карпат, Кримських гір, Донецька височина, Приазовська та Причорноморська низовини.

Подробиці

У 1996 році була спроектована Новоазовська ВЕС проектною потужністю 50 МВт. Із 1997 р. запрацювала Трускавецька ВЕС. У 2000 році в Україні працювало вже 134 турбіни та було закладено близько 100 фундаментів під турбіни потужністю 100 кВт. На кінець 2013 року сумарна потужність ВЕС в Україні становила 334,1 МВт (Інформація, 2014).

За даними Української вітроенергетичної асоціації, у 2014 році всіма ВЕС було вироблено 1,123 млрд кВт·год. електроенергії, що відповідає близько 0,62 % від загальної генерації електроенергії в країні або 0,9 % від загальної встановленої потужності всіх енергогенеруючих об'єктів. При цьому виробництво електроенергії на ВЕС збільшилось удвічі порівняно з 2013 роком (636,5 млн кВт·год) (Інформація, 2014).

Сьогодні компаніями-лідерами у вітроенергетичній промисловості України є ТОВ «УК «Вітропарки України», ТОВ «Вінд Пауер» (ДТЕК) і ТОВ «Віндкрафт Україна». Їх по праву можна назвати каталізаторами розвитку вітроенергетики, оскільки вітчизняні потужності ВЕС щорічно зростають.

Експертами робочої групи ЄС з відновлюваної енергетики складений сприятливий прогноз для вітчизняної вітроенергетики з таких причин:

- по-перше, наявність значного кліматичного потенціалу вітрової енергетики в Україні;
- по-друге, Україна є єдиною країною у колишньому Радянському Союзі і Східній Європі, яка випускає вітроенергетичне обладнання з понад

10-річним досвідом проектування, будівництва та експлуатації промислових ВЕС (Быстрицкая, 2014).

Водночас через високу вартість підключення, відсутність необхідного високотехнологічного обладнання для монтажу на сьогодні в Україні не освоєний сектор офшорних ВЕС, коефіцієнт використання потужності яких значно вищий від наземних.

Гідроенергетика. Держава має розвинений гідроенергетичний комплекс. Потужність великих ГЕС, що експлуатуються, на кінець 2013 року становила 5,5 тис. МВт. За даними ЄЕСУ, завдяки розбудові генеруючих потужностей ГЕС, до 2030 року загальна потужність гідроенергетичних об'єктів повинна збільшитися до 10,5 тис. МВт. Сумарне виробництво електроенергії на цих об'єктах (з урахуванням ГАЕС – 4,5 млрд кВт·год, або близько 15 %) досягне 18,6 млрд кВт·год, що забезпечить заміщення 6,4 млн т ум. п./рік (Про схвалення, 2013).

Подобиці

Найбільшою гідрогенеруючою компанією України сьогодні є ПАТ «Укргідроенерго» із 102 гідроагрегатами сумарною потужністю 5401 МВт, що становить 8,6 % від усієї генеруючої потужності ОЕС України (Компанія, 2015).

В Україні наявні гарні умови для енергогенерації на основі потенціалу малих річок, який становить 3,0 млн т ум. п./рік, або 8,3 млрд кВт·год/рік. Найбільш сприятливі умови для його реалізації склалися на територіях Ужгородської, Львівської, Чернівецької, Тернопільської та Івано-Франківської областей (Атлас, 2012; Потенціал, 2014).

Вітчизняні підприємства мають необхідний виробничий потенціал і досвід для випуску обладнання для малої гідроенергетики. Комплектні поставки гідроелектричних агрегатів, систем управління, гідромеханічного обладнання можуть виконувати такі вітчизняні організації, як ВАТ «Турбоатом» (гідротурбіни), АТ «Полтавський турбомеханічний завод» (підйомно-механічне обладнання гідроспоруд), Новокаховський дослідно-експериментальний ремонтно-механічний завод та Ніжинський ремонтно-механічний завод (шлюзове обладнання), ПАТ «Сумське машинобудівне НВО ім. М. В. Фрунзе» (гідротурбіни, мультиплікатори), ДП «Електроважмаш» (потужні гідрогенератори), ВАТ «Південелектромаш» (генератори), НВО «Хартрон» (системи керування).

Поряд із вагомими економічними перевагами розвитку гідроенергетики в Україні існує загроза нераціонального використання водних ресурсів. Прикладом є промислове використання стоку річок, коли вони перетворюються на джерела виробництва гідроелектроенергії і гігантські резервуари – накопичувачі води для господарських цілей. При цьому знач-

ною мірою блокується виконання річковими екосистемами екологічних і соціальних (зокрема рекреаційних) функцій, що унеможлиблює їх самовідтворення. Багато проблем вітчизняної гідроенергетики, що повинні бути вирішені найближчим часом, пов'язані з відсутністю нормативно-правової бази забезпечення взаємин з централізованою енергетикою, у тому числі з доступом до електромереж енергокомпаній, відсутністю довгострокової тарифної політики й обґрунтованих тарифів на транспорт електроенергії до споживачів.

Біоенергетика. Гарні кліматичні умови, значні ресурси якісного чорнозему створюють сприятливі передумови для розвитку біоенергетичного напрямку, який в Україні на сьогодні представлений виробництвом твердого та рідкого біопалива та біогазу. Цей сектор має колосальний потенціал – 31 млн т ум. п., або 178 млрд кВт·год/рік. Із них 20,7 млн т ум. п. на рік (151 млрд кВт·год/рік) припадає на теплову енергію, решта – на електричну (Атлас, 2012; Потенціал, 2014). Станом на кінець 2013 року в Україні загальна потужність біоенергетичних об'єктів, що виробляють теплову енергію із твердого біопалива і біогазу, становила 23,7 МВт (Інформація, 2014).

Основними складовими біоенергетичного потенціалу є відходи сільськогосподарського виробництва (а саме солома, стебла кукурудзи і соняшнику тощо) – більше 11 млн т ум. п./рік та енергетичні культури – близько 10 млн т ум. п./рік (Гелетуха та ін., 2014; Потенціал, 2014).

Далі розглянемо сучасний стан освоєння наявного потенціалу та перспективи розвитку основних сегментів вітчизняного ринку біоенергетики.

Тверде біопаливо. Потенціал енергії твердого біопалива розподілений приблизно рівномірно по всій території України. Основними складовими потенціалу є відходи сільського господарства та деревинна біомаса.

Попит на брикети та гранули з деревини залишається стабільно високим на зовнішньому ринку упродовж останніх років, що обумовило тенденцію до помірної зростання цін на 5–10 % на продукцію вітчизняного виробництва у 2013-2014 рр. Водночас попит на пелети на внутрішньому ринку є порівняно невеликим (Рудь, 2014). Із запровадженням у країнах ЄС нових стандартів якості для пелет експорт продукції з України почав помітно знижуватися, оскільки багато виробників не змогли випускати продукцію потрібної якості. Подальший розвиток твердопаливного сегмента буде залежати від пошуку нових напрямків експортних поставок та нарощування споживання цього виду продукції на внутрішньому ринку України.

Рідке біопаливо. Україна, володіючи значним земельним фондом, має великі можливості для виробництва екологічно чистих моторних палив – зокрема потенціал виробництва біоетанолу становить близько 2 млн т на

рік. З метою стимулювання розвитку виробництва і більш широкого застосування біоетанолу у транспортному секторі у країні була створена законодавча база, що регулює вміст біологічних добавок у нафтопродуктах.

Щодо потенціалу виробництва вітчизняного біодизеля, то він становить близько 1 млн т на рік. На території України склалися сприятливі умови для вирощування ріпаку як однієї з найбільш затребуваних культур для виробництва біодизеля. Враховуючи той факт, що рослини ріпаку очищують ґрунт від радіонуклідів, особливо привабливим регіоном для вирощування цієї культури є Чорнобильська зона. Незважаючи на те, що Україна має потужну сировинну базу для виробництва біодизеля, в найближчі кілька років швидше за все цей сегмент ринку залишиться експортоорієнтованим.

Біогаз. Значні обсяги органічних відходів агропромислового сектору України при повній їх переробці потенційно можуть забезпечити щорічне виробництво біогазу в обсязі, еквівалентному 2,6 млрд м³ природного газу. Незважаючи на наявний потенціал розвитку біогазового сегмента останній перебуває на початковому етапі свого формування. Головною перешкодою тут є відсутність упродовж тривалого часу підтримки з боку держави.

Аналізуючи в цілому розвиток напрямів ВЕ в Україні, необхідно відзначити, що на сучасному етапі існує низка проблем, які перешкоджають більш широкому використанню ВДЕ, а саме:

- висока вартість технологій;
- недосконалість державної політики;
- складність приєднання таких об'єктів до електричних мереж тощо.

Тому ефективне використання наявного потенціалу ВЕ і державна підтримка галузі можуть стати потужним імпульсом для економічного розвитку, дозволити Україні значно підвищити рівень енергоефективності та енергонезалежності.

10.5 Державне управління розбудовою відновлювальної енергетики в Європейському Союзі⁵

Політика ЄС щодо розбудови сектору ВЕ окреслена у Директиві 2009/28/ЄС, в якій попередньо узгоджений рівень споживання енергії з ВДЕ державами-членами ЄС. Як результат, частка ВДЕ у загальному енер-

⁵ Розділ містить результати досліджень, проведених у рамках виконання держбюджетної науково-дослідної роботи № 53.15.01–01.15/17.3Ф «Методологія формування механізму інноваційного розвитку національної економіки на основі альтернативної енергетики».

гобалансі ЄС до 2020 року повинна становити не менше 20 %. Державам-членам ЄС була надана можливість самостійно обирати види економічних важелів для досягнення прогнозованої частки ВДЕ у загальному енергобалансі, тому на сьогодні країни-члени ЄС використовують різний економічний інструментарій щодо стимулювання розбудови ВЕ.

Наразі не існує досконалої схеми підтримки, яка б гарантувала успішну розбудову об'єктів ВЕ. Тому сучасні заходи підтримки розвитку ВЕ в ЄС, як правило, базуються на комбінації різних видів стимулів, до основних з яких належать:

- *пряме стимулювання* – пряме фінансове заохочення виробників енергії з ВДЕ шляхом застосування економічних механізмів (пільгові тарифи, премії, «зелені» сертифікати, тендерні схеми, інвестиційні гранти, податкові та митні пільги, бонуси, субсидії тощо);

- *непряме стимулювання* – спонування використання ВДЕ за рахунок зниження привабливості викопних енергоресурсів (екологічний податок, податок на викиди CO₂ тощо);

- *добровільні програми* – використання готовності споживачів платити високі ціни за «зелену» енергію через турботу про кризовий стан навколишнього природного середовища, зміну клімату тощо (благодійні проекти, спрямовані на акумуляцію добровільних внесків).

На сучасному етапі найбільший вплив на розбудову сектору ВЕ чинить пряма фінансова підтримка. Оскільки найбільш широко ВДЕ застосовуються для генерації електроенергії, більшість економічних механізмів спрямовані на заохочення виробництва саме електричної енергії. До зазначених економічних механізмів належать такі.

1. Пільгові тарифи – спеціальні підвищені тарифи, за якими закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах, що для генерації енергії використовують ВДЕ. В основі цього механізму лежить довгостроковий контракт на купівлю всієї виробленої електроенергії упродовж певного періоду (наприклад, упродовж 15 років) за встановленим тарифом або до досягнення заданого обсягу виробництва (наприклад, перші 15 млрд кВт·год), тим самим гарантуючи повернення вкладених у проект інвестицій та отримання прибутку.

До основних різновидів пільгових тарифів, які на сьогодні діють у країнах ЄС, необхідно віднести:

- *фіксований пільговий тариф* (рис. 10.4) – тариф, що залишається незмінним упродовж терміну дії договору, не залежить від роздрібною ціни на електроенергію, інфляції, цін на викопне паливо тощо, тим самим створюючи стабільні умови для інвесторів (діє у Німеччині, Португалії);

- *регульований пільговий тариф* (рис. 10.5) – тариф, що не є чітко фіксованим від моменту введення генеруючого об'єкта в експлуатацію. Цей

варіант пільгового тарифу дозволяє повністю або частково враховувати рівень інфляції. Це, з одного боку, забезпечує високий рівень виплат у кінці терміну дії договору, що дає змогу виробникам енергії з ВДЕ уникнути зниження доходів від реалізації проектів, з іншого – є додатковим тягарем для бюджету країни (діє в Ірландії, Чехії, Болгарії);

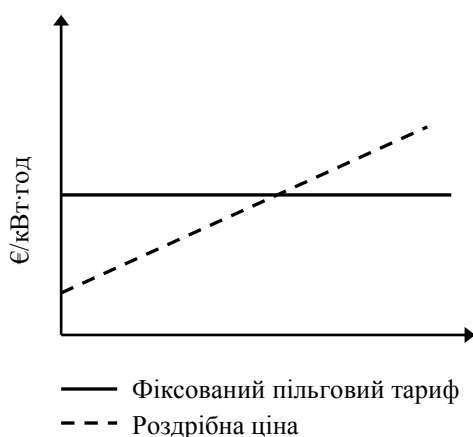


Рисунок 10.4 – Фіксований пільговий тариф

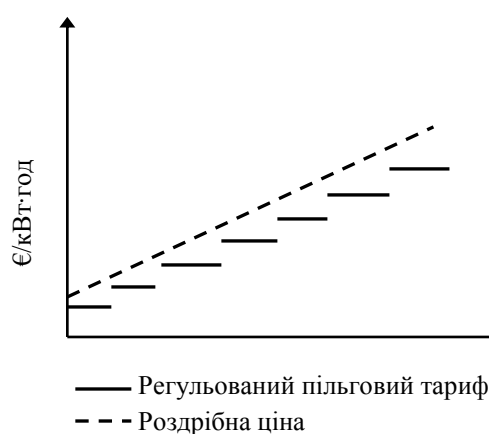


Рисунок 10.5 – Регульований пільговий тариф

– *регресивний* пільговий тариф (рис. 10.6) – тариф, за яким більш високі ставки платежів пропонуються у перші роки реалізації проекту (як правило, перші 5–10 років), після чого виплати знижуються. Така побудова тарифної політики дозволяє виробникам отримати найбільшу вигоду саме у той період, коли необхідно погасити кредити, які були залучені для реалізації проекту, та зберегти надійні джерела доходу після того, як залучений капітал повністю або більшою мірою буде повернений (діє у Швейцарії, Словенії) (Jacobs et al., 2012).

2. Пільгові премії (рис. 10.7) – гарантовані премії, що виплачуються у вигляді доповнення до ринкової ціни. Ціна, яка сплачується виробникам енергії з ВДЕ, коливається залежно від ринкової ціни на електроенергію. Таким чином, виробники енергії отримують вищі премії, якщо ринкові ціни підвищуються, і нижчі, якщо ринкові ціни знижуються. Як правило, виробник електроенергії з ВДЕ отримує премію за кожну МВт·год на додаток до доходів від продажу електроенергії на ринку. Як і у випадку з пільговими тарифами, пільгові премії гарантовано виплачуються або протягом довготривалого періоду, або до досягнення заздалегідь заданого обсягу виробництва. Проте для власника генеруючого об'єкта, який працює за схемою пільгових премій, вартість кожної МВт·год є менш передбачуваною порівняно зі схемою пільгових тарифів, оскільки вона прямо залежить

від коливань цін на електроенергію (діє в Іспанії, Данії, Естонії) (Schallenberg-Rodrigueet al., 2012)

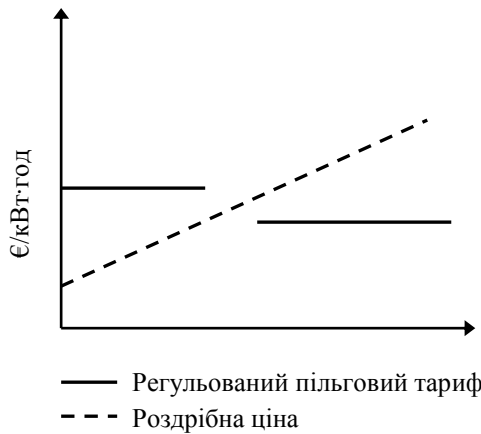


Рисунок 10.6 – Регресивний пільговий тариф



Рисунок 10.7 – Пільгова премія

3. Система торгівлі «зеленими» сертифікатами. Суть цієї схеми підтримки ВЕ полягає у встановленні урядом країни квоти на споживання електроенергії з ВДЕ. Зобов'язання накладається на енергопостачальні організації або споживачів, які купують електроенергію безпосередньо у виробників. Зобов'язані суб'єкти господарювання можуть довести регульовальним органам, що вони виконали накладені на них зобов'язання за допомогою «зелених» сертифікатів.

«Зелений» сертифікат – комерційний товар, який становить екологічну цінність «зеленої» електроенергії та підтверджує генерацію певного обсягу електроенергії з ВДЕ.

Система торгівлі «зеленими» сертифікатами дозволяє продавати електроенергію з ВДЕ за ринковою ціною традиційної електроенергії. Додаткові витрати на генерацію електроенергії з ВДЕ покриваються за рахунок продажу «зелених» сертифікатів. Фінансові надходження від цих двох продуктів повинні забезпечити необхідний дохід для покриття вартості виробництва «зеленої» електроенергії та отримання обґрунтованої норми прибутку. Реалізація цього механізму потребує створення окремого паралельно функціонуючого ринку для здійснення обігу сертифікатів, не прив'язаного до руху електроенергії, на основі якої вони випускаються.

Ціна сертифіката залежить безпосередньо від ринкової ціни на електроенергію і вартості технологій ВЕ і визначається співвідношенням попиту і пропозиції на електроенергію з ВДЕ (рис. 10.8)

Торгівля «зеленими» сертифікатами у країнах ЄС здійснюється на енергетичних біржах або за прямими контрактами з виробниками електроенергії з ВДЕ (Bergeka et al., 2010).

Крім вищезазначених стимулів, досить широкого використання набули такі економічні інструменти, як система чистого вимірювання, тендерні схеми, інвестиційні гранти, податкові пільги, субсидії тощо. Вони використовуються, як правило, у комбінації з основними механізмами, спрямованими на заохочення розбудови ВЕ.

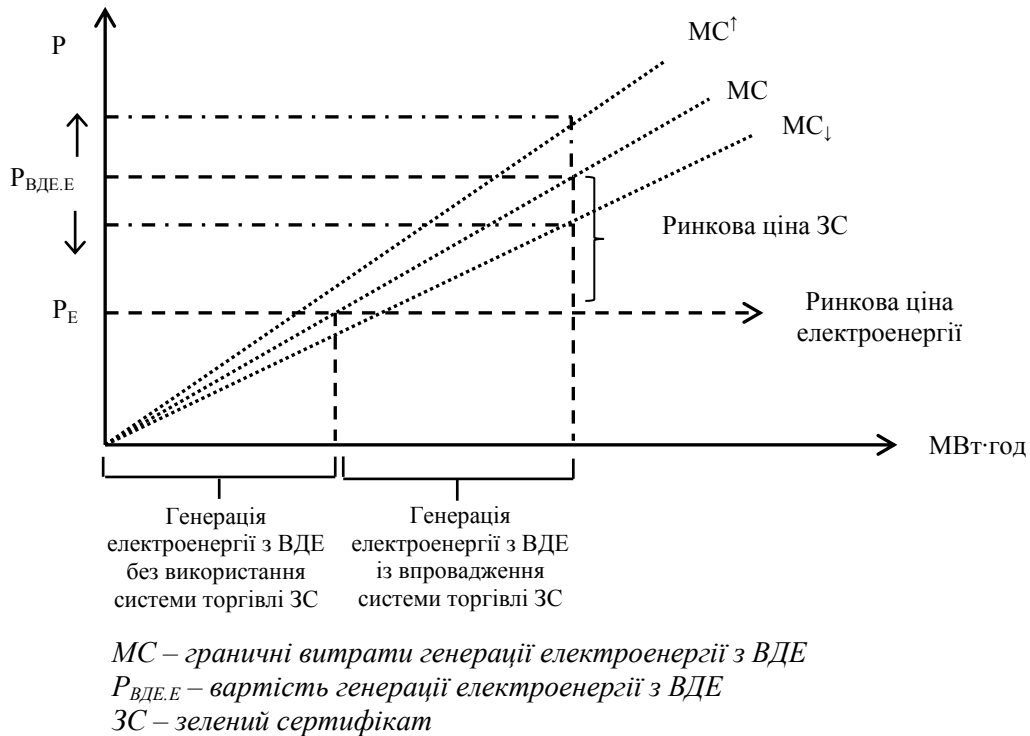


Рисунок 10.8 – Механізм підтримки ВЕ за допомогою системи торгівлі «зеленими» сертифікатами

Система чистого вимірювання – це політика розрахунків із споживачами, що мають у своїй власності генеруючі потужності на ВДЕ або володіють електромобілями з системою vehicle-to-grid (V2G). Установка двосторонніх лічильників дозволяє вимірювати електроенергію, що проходить як у прямому, так і у зворотному напрямку, дозволяючи враховувати відпущену у мережу електроенергію у взаємних розрахунках з електропостачальною організацією. Система чистого вимірювання є гарним стимулом для приватних домогосподарств встановлювати генеруючі потужності на ВДЕ, оскільки гарантує їм, що надлишки енергії будуть продані у мережу за роздрібною ціною. Наприкінці розрахункового періоду споживач платить лише за різницю між спожитою та поставленою у мережу електроенергією (діє в Італії, Данії, на Кіпрі).

Суть *тендерних схем* полягає в оголошенні тендера на будівництво об'єктів відновлювальної енергетики. При цьому відповідальний орган оголошує бажані характеристики для конкретних проектів ВЕ, після чого потенційні інвестори беруть участь у змагальному процесі з метою отримання можливості для розгортання будівництва, надаючи найбільш вигідні пропозиції щодо об'єкта (конкретні терміни реалізації, вплив на навколишнє середовище тощо). Переможець тендера одержує часткове державне фінансове відшкодування вартості будівництва.

Інвестиційні гранти – форма фінансової підтримки, яка надається урядовими установами та Європейськими організаціями для проектів ВЕ у вигляді невідшкодовуваних платежів на етапі будівництва проекту. Більшість європейських країн вже започаткували певні схеми інвестиційних грантів для електроенергії, згенерованої із ВДЕ. Суми грантів коливаються від 5 до не більш ніж 70 % від загального обсягу інвестицій.

Серед найпоширеніших *податкових пільг* можна виділити: повне або часткове звільнення від сплати податку на прибуток підприємств, податку на додану вартість та податку на електроенергію у країнах, де електричні генератори є об'єктом оподаткування.

Бонуси, субсидії та доплати діють у більшості країн і є додатковою платою за кожну МВт/год електроенергії залежно від виду ВДЕ, комбінування виробництва теплової й електричної енергії (GIZ, 2012).

Упродовж останніх років у більшості країн ЄС реалізується широкий спектр стратегій із метою розвитку сектору ВЕ. На сьогодні ефективне впровадження дієвих регуляторних економіко-правових механізмів, встановлення законодавчо закріплених цілей щодо збільшення частки ВДЕ у загальному енергобалансі стали запорукою швидкої розбудови об'єктів «зеленої» енергетики у ЄС.

10.6 Економічні механізми стимулювання розвитку «зеленої» енергетики в Україні⁶

Починаючи з 2009 року, в Україні була впроваджена низка організаційно-економічних механізмів стимулювання розвитку сектору перспективних технологій ВДЕ, до основних з яких належать:

– заохочення виробництва електроенергії з ВДЕ за допомогою «зеленого» тарифу;

⁶ Розділ містить результати досліджень, проведених у рамках виконання держбюджетної науково-дослідної роботи № 53.15.01–01.15/17.3Ф «Методологія формування механізму інноваційного розвитку національної економіки на основі альтернативної енергетики».

- податкові та митні пільги;
- стимулювання вітчизняного виробництва оснащення та комплектуючих для об'єктів ВЕ.

1. **«Зелений» тариф.** Основною метою введення «зеленого» тарифу в Україні є стимулювання розвитку альтернативної енергетики, залучення інвестицій у сферу енергозбереження та покращення стану навколишнього середовища. Крім цього стимулювання зеленої енергетики зміцнює національну енергетичну безпеку. Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» *«зелений» тариф – це спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями)* (Про електроенергетику, 2014).

Величини ЗТ визначаються НКРЕКП. Енергопостачальники зобов'язані купувати електричну енергію у випадках, обсягах та за цінами, визначеними НКРЕКП. Гарантований мінімальний «зелений» тариф встановлюється для електроенергії, згенерованої за допомогою енергії вітру, сонця, малих гідроелектростанцій, біомаси повністю або частково рослинного походження. Величина мінімального розміру ЗТ розраховується за формулою

$$P_{ЗТ} = P_{Ц} \cdot K \cdot K_{ПН}, \quad (10.1)$$

де $P_{ЗТ}$ – величина ЗТ залежно від виду відновлюваного джерела енергії; $P_{Ц}$ – роздрібна ціна на електроенергію для споживачів другого класу напруги станом на січень 2009 р. (становила 0,5846 грн/кВт·год); K – коефіцієнт ЗТ, встановлений Законом України «Про електроенергетику»; $K_{ПН}$ – коефіцієнт пікового навантаження для трьох зон тарифної класифікації.

Розмір коефіцієнта пікового навантаження ($K_{ПН}$) і динаміку зміни коефіцієнта (K) для кожного виду відновлюваного джерела енергії наведено у таблиці 10.4.

Щомісяця розміри ЗТ переглядаються НКРЕКП шляхом перерахунку в євро на дату їх перегляду щодо курсу євро станом на 1.01.2009 року. Після перегляду тарифу його величина не може бути нижчою за мінімальний розмір ЗТ (Про встановлення, 2013):

$$\text{за умови } \frac{N \text{ євро } XX.XX.XXXX}{N \text{ євро } 01.01.2009} > 1,$$

$$ЗТ \text{ } XX.XX.XXXX = ЗТ \text{ } 01.01.2009 \cdot \frac{N \text{ євро } XX.XX.XXXX}{N \text{ євро } 01.01.2009};$$

$$\text{за умови } \frac{N \text{ євро } XX.XX.XXXX}{N \text{ євро } 01.01.2009} \leq 1,$$

$$ЗТ XX.XX.XXXX = ЗТ 01.01.2009. \quad (10.2)$$

де $ЗТ XX.XX.XXXX$ – величина ЗТ на дату його перегляду, к./кВт·год;
 $ЗТ 01.01.2009$ – величина ЗТ станом на 1 січня 2009 року, к./кВт·год;
 $N \text{ євро } XX.XX.XXXX$ – офіційний курс гривні щодо курсу євро, офіційно встановленого Національним банком України станом на дату перегляду ЗТ, грн;
 $N \text{ євро } 01.01.2009$ – офіційний курс гривні щодо курсу євро, офіційно встановленого Національним банком України станом на 01 січня 2009 року, грн (10,85546 грн за 1 євро).

Таблиця 10.4 – Розмір коефіцієнта пікового навантаження (КПН) і динаміка зміни коефіцієнта «зеленого» тарифу (К) для кожного виду відновлюваного джерела енергії з 2013 по 2030 рік (Про електроенергетику, 2014)

Вид відновлюваної енергетики	Встановлена потужність та інші фактори, що впливають на розмір «зеленого» тарифу	КПН	Коефіцієнт «зеленого» тарифу (К) для об'єктів ВЕ, введених в експлуатацію				
			до 31.03.2013 р. включно	з 1.04.2013 р. до 1.12.2014 р.	з 1.01.2015 р. до 31.12. 2019 р.	з 1.01.2020 р. до 31.12. 2024 р.	з 1.01.2025 р. до 31.12. 2030 р.
Вітроенергетика	менше 600 кВт	-	1,20	1,20	1,08	0,96	0,84
	600–2000 кВт	-	1,40	1,40	1,26	1,12	0,98
	понад 2000 кВт	-	2,10	2,10	1,89	1,68	1,47
Сонячна енергетика	Наземні електростанції	1,8	4,80	3,50	3,15	2,80	2,45
	Електростанції на дахах будинків із потужністю, що не перевищує 100 кВт	1,8	4,60	3,60	3,24	2,88	2,52
	Електростанції на дахах будинків із потужністю до 100 кВт	1,8	4,40	3,70	3,33	2,96	2,59
	Електростанції на дахах домашніх господарств потужністю до 10 кВт	1,8	-	3,70	3,33	2,96	2,59
Мала гідроенергетика	до 10000 кВт	1,8	1,20	1,20	1,08	0,96	0,84
Біомаса	Рослинного походження	-	2,30	2,30	2,07	1,84	1,61
Біогаз	-	-	-	2,07	2,30	1,84	1,61

Таким чином, фіксація розмірів ЗТ, конвертованих у євро, забезпечує виробників електроенергії від коливань курсу гривні стосовно євро та можливої інфляції.

Приклад 1

Розрахувати, за яким розміром ЗТ закуповувалась електроенергія, згенерована наземною сонячною електростанцією у березні 2014 року. Електростанція була введена в експлуатацію у травні 2012 року. Дата перегляду ЗТ – 27.03.2014 р. Офіційний курс гривні щодо курсу євро, встановлений Національним банком України станом на 27.03.2014 року, – 14,71789 грн за 1 євро.

Розв'язання

Визначимо мінімальний розмір ЗТ за формулою (10.1):

$$P_{ЗТ} = 0,5846 \cdot 4,8 \cdot 1,8 = 505,09 \text{ к./кВт}\cdot\text{год.}$$

Зіставимо офіційні курси гривні щодо курсу євро, встановлені Національним банком України станом на 1.01.2009 р. та 27.03.2014 р. (формула (10.2)):

$$14,71789 / 10,85546 = 1,35558 > 1.$$

Розрахуємо величину ЗТ на дату його перегляду:

$$ЗТ = 505,09 \cdot 1,35558 = 684,98 \text{ к./кВт}\cdot\text{год.}$$

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику», починаючи з 1.01.2014 року, дозволено встановлювати на даху вітчизняних приватних домогосподарств фотоелектричні панелі, потужність яких не перевищує 10 кВт, і під'єднувати їх до загальної електромережі. Приватні домогосподарства, що виробляють електроенергію за допомогою сонячних панелей, можуть продавати неспожиту електроенергію ліцензованим енергопостачальникам за «зеленим» тарифом. ЗТ на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлюється єдиним.

Електроенергія, закуплена за ЗТ, підлягає продажу на ОРЕ України. ОРЕ (ДП «Енергоринок») зобов'язаний купувати у суб'єктів господарювання, яким встановлено ЗТ, всю електричну енергію, вироблену на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ. Українським законодавством не передбачені спеціальні джерела фінансування ЗТ, тому ДП «Енергоринок» повинно планувати свою діяльність таким чином, щоб забезпечити фінансування виплат за ЗТ, зокрема шляхом встановлення відповідних цін продажу електроенергії постачальникам.

Схема державного економічного стимулювання виробництва електроенергії за допомогою ЗТ встановлена до 1.01.2030 року і поширюється на суб'єктів господарювання, що виробляють електроенергію з ВДЕ на генеруючих об'єктах, уведених в експлуатацію у період її чинності. Держава гарантує закупівлю всього обсягу електроенергії, виробленої з ВДЕ, упро-

довж терміну порядку стимулювання і оплати такої енергії у повному обсязі.

2. Податкові й митні пільги

Податковий кодекс України передбачає низку пільг, які можуть бути використані у процесі впровадження проектів, що претендують на отримання ЗТ, а саме:

– звільнення від сплати податку на додану вартість та митних зборів на імпорт матеріалів, устаткування, комплектуючих, що використовуються для виробництва енергії з відновлюваних джерел. Ця норма закону чинна лише у тому випадку, якщо ідентичне обладнання з аналогічними якісними характеристиками не виробляється в Україні;

– звільнення від податку на прибуток підприємств. Прибуток від основної діяльності компанії, яка виробляє електроенергію виключно з ВДЕ, звільняється від податку на прибуток терміном на 10 років, починаючи з 1.01.2011 року;

– зниження земельного податку на 75 % на землі, які надані для будівництва потужностей для виробництва електричної енергії за допомогою ВДЕ.

3. Стимулювання вітчизняного виробництва оснащення та комплектуючих для об'єктів ВЕ

Законом України «Про електроенергетику» встановлені вимоги щодо обов'язкової закупівлі частини товарів та робіт українського походження під час реалізації проектів, що претендують на встановлення ЗТ. Так, питома вага місцевої складової повинна становити 50 % від загальної вартості будівництва електростанції, якщо вона введена в експлуатацію у 2014 році і пізніше. Саме існування такого правила гарантує розвиток вітчизняних нових технологій і дозволить оновити виробничі потужності підприємств України, поліпшити платіжний баланс держави за рахунок скорочення імпорту обладнання, збільшити експорт цієї продукції у майбутньому.

Необхідно зазначити, що сьогодні Україна вже робить впевнені кроки щодо динамічного розвитку сфери сонячної енергетики, використовуючи свій власний природний потенціал. Найбільш помітним представником на ринку виробництва монокристалічних кремнієвих злитків та пластин є ЗАТ «Пілар» (м. Київ), яке експортує свою продукцію багатьом зарубіжним виробникам сонячних елементів. Промислове виробництво сонячних елементів та сонячних панелей освоєне на ПАТ «Квазар» (м. Київ). Підприємство має повну інфраструктуру, починаючи зі здійснення науково-технічних розробок до промислового виготовлення, значні виробничі потужності і за наявності інвестицій може дати змогу Україні посісти гідне місце на світовому ринку компонентів для геліоенергетики. Виробництво,

монтаж і сервісне обслуговування вітроенергетичних установок мегаватного класу на українському ринку представлено українсько-німецьким підприємством «ФурлендерВіндтехнолоджі» (м. Краматорськ).

Вдале запровадження розглянутих механізмів державної підтримки розвитку ВЕ в Україні стало потужним імпульсом для активізації розбудови енергетичних потужностей.

Подобиці

Так, станом на кінець 2013 року в Україні налічувалося 209 об'єктів ВЕ, їх кількість збільшилась на 31 % порівняно з 2012 роком та майже у 2 рази перевищила аналогічний показник 2011 року.

Загальна потужність уведених в експлуатацію об'єктів ВЕ станом на кінець 2013 року становила 1,25 ГВт, що більш ніж у 2 рази вище від показника 2012 року і у 3 рази – 2011 року.

Сумарна кількість виробленої електроенергії за 2013 рік на основі ВДЕ становила 1522,4 млн кВт·год, що майже у 2 рази перевищило показник 2012 року та у 4,5 рази аналогічний показник 2011 року (Інформація, 2014).

Проте, незважаючи на досить стрімку динаміку розвитку ринку ВЕ в Україні, частка ВДЕ (без великих ГЕС та спалювання традиційної біомаси) у загальному енергобалансі залишається досить низькою і станом на кінець 2013 року становила близько 1 %. Це свідчить про те, що сьогодні ВДЕ в енергетичній політиці України відіграють лише другорядну роль, а існуюча регуляторна політика у галузі ВЕ має значний потенціал для покращання.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Розкрийте передумови розвитку «зеленої» енергетики.
2. Охарактеризуйте основні технології «зеленої» енергетики.
3. Розкрийте суть поняття Smart Grid.
4. Охарактеризуйте основні напрямки і результати розвитку «зеленої» енергетики в ЄС.
5. Назвіть основні бар'єри для використання ВДЕ в ЄС.
6. Дайте визначення поняття «енергоефективність». Назвіть основні чинники і напрямки підвищення енергоефективності.
7. Охарактеризуйте особливості зростання енергоефективності у різних секторах європейської економіки.
8. Що таке будинок із нульовим енергоспоживанням?
9. Охарактеризуйте потенціал розвитку відновлювальної енергетики в Україні та найбільш перспективні напрямки освоєння ВДЕ.
10. У чому проявляються труднощі використання ВДЕ в Україні?

11. Охарактеризуйте державні механізми управління розвитком «зеленої» енергетики в ЄС.

12. Який економічний інструментарій використовується в Україні для заохочення генерації електроенергії з ВДЕ?

13. Яка основна функція «зеленого» тарифу?

14. Які податкові та митні пільги можуть бути використані у процесі впровадження проєктів, що претендують на отримання ЗТ, в Україні?

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Розрахувати розміри «зеленого» тарифу для сонячної електростанції, встановленої на даху приватного будинку потужністю 80 кВт та вітроелектростанції потужністю 100 МВт, уведених в експлуатацію у поточному році.

2. Розрахувати мінімальні розміри ЗТ для електроенергії, що генерується гідроелектростанцією потужністю 5 МВт та вітроелектростанцією потужністю 8 МВт, які будуть введені в експлуатацію у 2027 році.

3. Розрахувати розмір ЗТ у травні 2013 року для електроенергії, що генерувалася з біогазу полігону твердих побутових відходів. Електростанція була введена в експлуатацію у 2009 році. Дата перегляду ЗТ – 28.04.2013 р. Офіційний курс гривні щодо курсу євро, встановлений Національним банком України станом на 28.04.2013 р., становив 10,45484 грн за 1 євро.

4. У звітному році величини ЗТ на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел енергії, становили: вітроенергетика – 122,77 к./кВт·год; сонячна енергетика – 505,09 к./кВт·год; електрична енергія з біомаси – 134,46 к./кВт·год; з енергії води (малі ГЕС) – 84,18 к./кВт·год. ЗТ використовували 60 енергогенеруючих компаній: 8 – з енергії вітру (обсяг виробленої електроенергії становив 3,45 тис. МВт·год), 2 – із біомаси (2,1 тис. МВт·год); 18 – з енергії сонячного випромінювання (4,16 тис. МВт·год) і 32 – з енергії води (малі ГЕС) (1,72 тис. МВт·год). Розрахувати середньозважений ЗТ за всіма альтернативними видами енергоджерел у поточному році.

РОЗДІЛ 11 ПРОГНОЗУВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

- Основні поняття та етапи прогнозування
- Види енергетичних прогнозів
- Методи прогнозування

11.1 Основні поняття та етапи прогнозування

Суспільне життя неможливе без передбачення майбутнього, без прогнозування перспектив його розвитку. Різні види прогнозів необхідні для визначення шляхів розвитку суспільства й економічних ресурсів, що забезпечують їх досягнення, для виявлення найбільш ймовірних та економічно ефективних варіантів довгострокових, середньострокових і поточних планів, обґрунтування основних напрямків енергетичної, економічної та технічної політики, передбачення наслідків ухвалених рішень і здійснюваних у цей момент заходів. В умовах науково-технічного прогресу й удосконалення енергетичної системи держави прогнозування набуває значення одного з вирішальних наукових факторів формування стратегії і тактики енергетичного розвитку.

Таким чином, сучасні умови вимагають максимального розширення фронту прогнозування, подальшого удосконалення методології і методики розроблення енергетичних прогнозів. Чим вищий рівень прогнозування процесів енергетичного розвитку, тим ефективніші планування і управління цими процесами у суспільстві.

Процес прогнозування складається з декількох етапів, кожний з яких вирішує певне завдання (Глівенко та ін., 2004):

- *постановки задачі* – уточнюється об'єкт прогнозу, формуються мета і завдання, визначаються точність і час випередження прогнозу;
- *формування об'єкта прогнозу відповідно до поставленого завдання* – виявляється структура об'єкта, виділяються істотні фактори, установлюються їх співвідпорядкованість, ієрархічність, взаємозв'язок;
- *збору ретроспективної інформації про об'єкт* – визначаються джерела інформації, розробляється методика перероблення і подання інформації, встановлюються її необхідні обсяги;
- *формалізації задачі* – розробляється методика формалізованого подання інформації, і здійснюється вибір класу моделей для опису об'єкта прогнозу;

- *вибору методів і алгоритму* — із відомих обирається найбільш придатний метод прогнозування, розробляється відповідний алгоритм, і оцінюється точність прогнозу;
- *моделювання на основі ретроспективних даних оцінки якості моделі*;
- *видачі результатів прогнозу*.

Існує декілька основних визначень понять у сфері прогнозування.

Прогноз – це науково обґрунтоване, ймовірне судження про можливий стан об'єкта у майбутньому, про альтернативні шляхи і терміни його реалізації. Процес розроблення прогнозів називається **прогнозуванням**. Одним із важливих напрямків прогнозування суспільного розвитку є енергетичне прогнозування, оскільки стратегія розвитку цієї галузі багато в чому визначає напрямки розвитку інших галузей національних господарств та світу в цілому.

Енергетичне прогнозування – це процес розроблення енергетичних прогнозів, що ґрунтується на наукових методах пізнання явищ в енергетиці і використанні всієї сукупності методів, засобів і способів прогностики.

Прогнозування, у тому числі енергетичне, співвідноситься з більш широким поняттям — передбаченням як випереджальним відображенням дійсності, що базується на пізнанні законів природи, суспільства і мислення. Залежно від ступеня конкретності і характеру впливу на хід досліджуваних процесів розрізняють три форми передбачення: гіпотезу (загальнонаукове передбачення), прогноз і план (Глівенко та ін., 2004).

Гіпотеза – судження, що характеризує наукове передбачення на рівні загальної теорії. Це означає, що вихідну базу побудови гіпотези складають теорія й відкриті на її основі закономірності, а також причинно-наслідкові зв'язки функціонування і розвитку досліджуваних об'єктів. На рівні гіпотези дається якісна характеристика об'єктів, що виражає загальні закономірності їх поведіння.

Прогноз порівняно з гіпотезою має більшу визначеність, оскільки ґрунтується не лише на якісних, але й на кількісних параметрах і тому дозволяє характеризувати майбутній стан об'єкта також і кількісно. Таким чином, прогноз відрізняється від гіпотези більшою імовірністю. У той самий час зв'язки прогнозу з досліджуваним об'єктом, явищем не є фіксованими, однозначними – прогноз має ймовірний характер.

Імовірність прогнозу, тобто його здійсненність, досягається:

- забезпеченістю конкретною вихідною інформацією;
- відповідністю (адекватністю) прийнятих методів добору інформації, її аналізу і перетворення, а також самого прогнозування;

– компетентністю прогнозистів та їх обдарованістю, у першу чергу здібністю і навичками евристичного підходу й талантом інтуїції (Нелидов, 1979).

План є постановленням точно визначеної мети і передбаченням конкретних, детальних подій розвитку досліджуваного об'єкта. У ньому фіксуються шляхи і засоби розвитку відповідно до поставлених завдань, упорядковуються ухвалені управлінські рішення. Його головна відмінність – визначеність і директивність завдань. Таким чином, у плані передбачення набуває найбільшої конкретності і визначеності.

Між прогнозом і планом існують певні розбіжності. Головна з них полягає в тому, що план має директивний, а прогноз – ймовірний характер. План – це однозначне рішення, у тому числі й тоді, коли він розробляється на варіантній основі. Прогноз же за своєю природою має альтернативний, варіантний зміст. У цьому змісті прогнозування являє собою дослідницьку базу планування, що має, однак, власну методологічну і методичну основу, яка багато в чому відрізняється від планування. Розроблення прогнозів ґрунтується на прогностичних методах, у той час як планування спирається на більш суворі й точні методи балансових та інших розрахунків.

11.2 Види енергетичних прогнозів

Прогнози можуть розрізнятися за метою, характером, обґрунтованістю (розрахунковою основою), тривалістю періоду, на який розробляється прогноз, залежністю і впливом об'єкта прогнозування на суміжні об'єкти й сфери. Виходячи з низки наявних пропозицій для вирішення практичних завдань, може бути використана така класифікація прогнозів (рис. 11.1):

1) за ступенем імовірності розрізняють:

– *гіпотетичні прогнози*, основу яких становить вивчення загальних тенденцій розвитку науки і техніки та у складанні яких велику роль відіграють експертні оцінки фахівців, отримані значною мірою за допомогою інтуїції, тобто чуття, здогаду, проникливого передбачення, що базуються, однак, на знанні предмета;

– *аналітично-розрахункові прогнози*, які на відміну від гіпотетичних базуються на аналізі динаміки наявних статистичних показників і різних розрахунків, здійснюваних за допомогою: екстраполяції, інтерполяції, обробки динаміки статистичних рядів показників, кореляційних залежностей, зіставлення показників прогнозованого об'єкта з іншими об'єктами спостережень;

– *планово-розрахункові прогнози*, найбільш типовим видом яких є прогнози виконання плану. Основу планово-розрахункових прогнозів, як правило, складають різні варіанти вихідних подій.



Рисунок 11.1 – Класифікація прогнозів (Мельник та ін., 2006)

Приклад 1

План ГОЕЛРО передбачав розвиток електроенергетики, виходячи з максимальної одиничної потужності енергоблоку: парова турбіна – генератор потужністю 10 тис. кВт. Але вже у 1928–1929 рр. з’ясувалося, що основою електрифікації найближчими роками будуть блоки по 25–50 тис. кВт. Зміна цієї вихідної позиції, а також темпів загального економічного підйому країни дала можливість прогнозувати з дуже великою точністю дострокове виконання плану (Нелидов, 1979).

Складання будь-якого плану супроводжується певною мірою прогнозом виконання плану. Для цього до всіх основних форм усіх видів планів вводиться графа «очікуване виконання плану попереднього періоду», що підкреслює ймовірні моменти, властиві будь-якій формі планування. Ступінь цих відхилень від первісних даних, як правило, невеликий. Тому можна вважати, що здебільшого планово-розрахункові прогнози мають високий ступінь точності;

2) **за тривалістю циклу прогнозування** прогнози доцільно розподілити так:

– прогнози на дуже віддалену перспективу, наприклад, в енергомашинобудуванні на термін понад 30 років;

- *довгострокові прогнози* в електроенергетиці переважно на термін понад 15 років;
- *короткострокові прогнози* на терміни переважно від 1 до 5 років.

Приклад 2

Типовим прикладом короткострокового прогнозу для електроенергетики є прогноз стану водного режиму в річках країни й окремих районів, а звідси – розподілу вироблення електроенергії між гідравлічними і тепловими станціями за місяцями року, окремими видами і потужностями енергоустановок, зокрема використовуваного при базовому і піковому навантаженнях.

3) за масштабністю прогнозування прогнози поділяються на *сублокальні, локальні, суперлокальні, субглобальні і глобальні*. Приклад сублокального прогнозу – прогноз роботи виробничої бригади щодо виконання плану. Приклад глобального прогнозу – визначення впливу науково-технічної революції на економіку світу. Щодо енергетики, то доцільно використовувати таке угруповання прогнозів за розмірами і масштабністю:

- *сублокальні* прогнози, що обмежуються даними розвитку одного енергетичного підприємства;
- *локальні*, що передбачають прогнози у межах усієї енергетики;
- *глобальні*, що охоплюють усі рівні прогнозування в електроенергетиці з урахуванням взаємного її впливу і всього національного господарства;

4) виходячи з методичних особливостей розроблення та різної вихідної інформації всі типи прогнозів утворюють три основні групи:

– *прогнозування за допомогою статистичних методів*. Воно ґрунтується, як правило, на достовірних вихідних даних, наявній динаміці розвитку певної сфери досліджень, матеріального рівня виробництва, ресурсів тощо, виявленні кількісних тенденцій подальшого розвитку прогнозованого об'єкта шляхом застосування статистичних методів: екстраполяції з різними її модифікаціями, інтерполяції, експонентного аналізу й ін.;

– *прогнози, здійснювані переважно на основі експертних оцінок фахівців*, зокрема за допомогою різних видів анкетування та їх подальшої обробки, головним чином за допомогою математичної статистики;

– *прогнози, розроблення яких ведеться одночасно статистичними й експертними методами (комбіновані)* з використанням проектування моделей і застосування зворотного зв'язку для усунення можливих помилок у судженнях експертів (Глівенко та ін., 2004; Касьяненко та ін., 2006).

Використання прогнозів різних типів, їх поєднання для створення адекватних ситуації суджень щодо розвитку енергетичної галузі у майбут-

ньому залежить від завдань, що ставляться при розробленні того чи іншого прогнозу, та певною мірою визначає застосовувані методи розроблення прогнозів.

11.3 Методи прогнозування

На сучасному етапі, за оцінками фахівців, нараховується понад 150 різних методів прогнозування. Однак на практиці використовуються як основні 15–20.

Під *методом прогнозування* необхідно розуміти *сукупність прийомів і способів мислення, що дозволяють на основі аналізу ретроспективних даних, екзогенних (зовнішніх) та ендогенних (внутрішніх) зв'язків об'єкта прогнозування, а також їх вимірів у межах розглянутого явища або процесу вивести судження визначеної імовірності щодо його (об'єкта) майбутнього розвитку* (Глівенко та ін., 2004).

Однією з найбільш важливих класифікаційних ознак прогнозування є ступінь формалізації, що досить повно охоплює прогностичні методи. Другою класифікаційною ознакою можна вважати загальний принцип дії методів прогнозування, третьою – спосіб одержання прогнозованої інформації. Розглянемо більш детально класифікацію методів прогнозування за першою класифікаційною ознакою.

За ступенем формалізації методи економічного прогнозування можна поділити на **інтуїтивні** і **формалізовані** (рис. 11.2).

Інтуїтивні методи прогнозування використовуються у тих випадках, коли неможливо врахувати вплив багатьох факторів через значну складність об'єкта прогнозування. У цьому випадку використовуються оцінки експертів. При цьому розрізняють *індивідуальні* і *колективні експертні оцінки*.

До **індивідуальних експертних оцінок** належать:

- *метод «інтерв'ю»*, при якому здійснюється безпосередній контакт експерта з фахівцем за схемою «питання – відповідь»;
- *аналітичний метод*, при якому здійснюється логічний аналіз певної прогнозованої ситуації, складаються аналітичні доповідні записки;
- *метод розроблення сценаріїв*, що базуються на визначенні логіки процесу або явища у часі за різних умов.

Метод колективних експертних оцінок містить:

- метод «комісій»;
- «колективної генерації ідей» («мозкова атака»);
- метод «Дельфі»;
- матричний метод.

Ця група методів ґрунтується на тому, що при колективному мисленні, по-перше, вищою є точність результату прогнозу, і, по-друге, при обробці індивідуальних незалежних оцінок, що виносяться експертами, виникають продуктивні ідеї й оптимальні рішення (Касьяненко та ін., 2006).



Рисунок 11.2 – Класифікація методів прогнозування за ступенем формалізації (Глівенко та ін., 2004)

До групи **формалізованих методів** належать дві підгрупи: *екстраполяції* і *моделювання*. Перша підгрупа містить: методи найменших квадратів, експоненційного згладжування, змінних середніх, адаптивного згладжування. До другої належать структурне, мережне, матричне та імітаційне моделювання.

Екстраполяція в тій або іншій формі широко використовується при прогнозуванні тенденцій розвитку енергетики. При формуванні прогнозів за допомогою екстраполяції, як правило, виходять із тенденцій зміни тих або інших кількісних характеристик об'єкта, які складаються статистично.

Екстраполюються оцінні функціональні системні і структурні характеристики. Екстраполяційні методи є одними з найпоширеніших і найбільш розроблених серед усієї сукупності методів прогнозування.

За допомогою цих методів екстраполюються кількісні параметри великих енергетичних систем, кількісні характеристики економічного, наукового, виробничого потенціалу, дані про результативність науково-технічного прогресу, характеристики співвідношення окремих підсистем, блоків, елементів у системі показників складних систем та ін. Однак ступінь реальності такого роду прогнозів і відповідно довіра до них значною мірою обумовлюються аргументованістю вибору меж екстраполяції і стабільністю відповідності «вимірників» стосовно сутності розглянутого явища. Треба звернути увагу на те, що складні об'єкти, як правило, не можуть бути охарактеризовані одним параметром.

Для підвищення точності екстраполяції використовуються різні прийоми. Один із них полягає, наприклад, у тому, щоб частину загальної кривої розвитку (тренду), що екстраполюється, коригувати з урахуванням реального досвіду розвитку галузі-аналога досліджень або об'єкта, які випереджають у своєму розвитку прогнозований об'єкт. При розробленні моделей прогнозування *тренд* виявляється основною складовою прогнозованого часового ряду, на яку накладаються інші складові. Результат при цьому пов'язується винятково з плином часу. Передбачається, що через час можна виразити вплив усіх основних факторів.

Аналіз показує, що жоден з існуючих методів не може дати достатньої точності прогнозів на 20–25 років. Застосовуваний у прогнозуванні метод екстраполяції не дає точних результатів на тривалий термін прогнозу, оскільки цей метод виходить з минулого і сьогодення і тим самим накопичує похибку. Такий метод дає позитивні результати на найближчу перспективу прогнозування тих або інших об'єктів – на 5–7 років.

Для знаходження параметрів наближених залежностей між двома або декількома прогнозованими величинами за їх емпіричними значеннями застосовується *метод найменших квадратів*. Його сутність полягає у мінімізації суми квадратичних відхилень між величинами, за якими спостерігають, і відповідними оцінками (розрахунковими величинами), обчисленими за підібраним рівнянням зв'язку. Цей метод краще за інші відповідає ідеї усереднення як одиничного впливу врахованих факторів, так і загального впливу неврахованих. Розглянемо його детальніше.

Якщо позначити через Y спостережені значення, а через \bar{Y} – прогнозовані значення часового ряду, то сума квадратів відхилень між Y і \bar{Y} запишеться як

$$D = \sum (Y - \bar{Y})^2. \quad (11.1)$$

Лінія регресії може бути подана рівнянням $Y = a + bt$, де a і b – параметри оцінки, а t – номер періоду. Отже,

$$D = \Sigma (Y - a - b \cdot t)^2. \quad (11.2)$$

Узявши часткові похідні функції D відносно a і b і прирівнявши їх до нуля, одержимо такі рівняння:

$$\begin{aligned} \Sigma Y &= n \cdot a + b \cdot \Sigma t, \\ \Sigma t \cdot Y &= a \cdot \Sigma t + b \cdot \Sigma t^2, \end{aligned} \quad (11.3)$$

де t – кількість спостережень.

Щоб знайти значення параметрів a і b , розв'яжемо цю систему рівнянь:

$$\begin{aligned} a &= \Sigma Y / n, \\ b &= \Sigma t \cdot Y / \Sigma t^2. \end{aligned} \quad (11.4)$$

Отримана при цьому лінія регресії вказує часовий тренд даних. Оцінки трендів більш надійні, якщо вони ґрунтуються на даних, вільних від сезонних ефектів.

Поширеною методикою опису тих або інших процесів і явищ є **моделювання**. Воно вважається досить ефективним інструментом прогнозування можливої появи нових або майбутніх технічних засобів і рішень в енергетиці. Модель конструюється суб'єктом дослідження так, щоб операції відображали характеристики об'єкта (взаємозв'язки, структурні і функціональні параметри і т. п.), які є суттєвими для мети дослідження. Тому питання про якість такого відображення – адекватності моделі об'єктові – правомірно вирішувати лише щодо визначеної мети. Конструювання моделі на основі попереднього вивчення об'єкта і виділення його суттєвих характеристик, експериментальний і теоретичний аналіз моделі, зіставлення результатів з даними об'єкта, коригування моделі складають зміст методу моделювання.

Метод моделювання, розроблення якого при прогнозуванні науково-технічного прогресу в енергетичній галузі стикається із серйозними труднощами, вимагає особливої уваги. Труднощі застосування методу моделювання у прогнозуванні розвитку енергетичних об'єктів обумовлюються складністю структури технічного розвитку і тому змушують користуватися не однією моделлю, а системою методів і моделей, що характеризуються визначеною ієрархією і послідовністю.

Така система припускає певне чергування використання моделей для цілей складання комплексного прогнозу. Під **економіко-математичною моделлю** розуміють *методику доведення до повного, вичерпного опису процесу одержання й обробки вихідної інформації і правил розв'язання розглянутої задачі у досить широкому класі конкретних випадків.*

Використання математичного апарату для опису моделей (включаючи алгоритми та їх дії) пов'язано з перевагами математичного підходу до багатостадійних процесів обробки інформації, використанням ідентичних засобів формування завдань, пошуку методів їх розв'язання, фіксації цих методів та їх перетворення на програми, розраховані на застосування засобів обчислювальної техніки.

Розроблення системи моделей прогнозування проходить три етапи. На першому етапі розроблення локальних методик прогнозування розробляються окремі моделі і підсистеми моделей прогнозування. Розроблені моделі повинні бути взаємно пов'язаними, і утворювати єдину систему для цілей прогнозування, яка забезпечує взаємодію окремих моделей відповідно до визначених вимог.

На другому етапі розроблення локальних методик прогнозування розвитку енергетичних об'єктів створюється система взаємодіючих моделей прогнозування, уточнюються й узгоджуються підсистеми моделей, перевіряється їх взаємодія, визначається послідовність використання окремих моделей, а також прийомів оцінки і методів перевірки одержуваних комплексних прогнозів. На цьому етапі також повинні бути складені відповідні програми для розв'язання завдань на електронних обчислювальних машинах.

Третій етап створення системи моделей прогнозування в основному пов'язаний з уточненням і розвитком окремих локальних систем і методик у ході практичного їх використання для цілей комплексного прогнозування розвитку енергетичних об'єктів.

При складанні детальних програм досліджень для першого і другого етапів необхідно враховувати, що завдання методики і коло проблем та показників, розроблюваних при прогнозуванні, істотно залежать від термінів прогнозів. Зі збільшенням тривалості прогнозованого періоду відбувається укрупнення показників, зменшується кількість наявної і доступної інформації усіх видів; цьому відповідає використання укрупнених (агрегованих) моделей, розгляд більш великих синтетичних проблем. При цьому необхідно виявити показники, які пов'язані стійкими функціональними зв'язками як між собою, так і з показниками прогнозів на менш тривалий період та які суттєво впливають на динаміку показників для періоду в цілому й окремих його частин (принцип добору суттєвої і стійкої інформації).

Застосування математичних методів є необхідною умовою для розробки і використання методів прогнозування, яка забезпечує високі вимоги до обґрунтованості, дієвості і своєчасності прогнозів розвитку енергетичних об'єктів.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Розкрийте значення прогнозів у сучасних умовах.
2. Охарактеризуйте етапи прогнозування.
3. Чим відрізняються гіпотеза, прогноз та план? Наведіть приклади.
4. Як класифікуються прогнози за ступенем імовірності?
5. Як класифікуються прогнози за тривалістю циклу прогнозування?
6. Як класифікуються прогнози за масштабністю прогнозування?
7. Як класифікуються прогнози за методичними особливостями розроблення та різної вихідної інформації?
8. Що таке метод прогнозування?
9. Як розподіляються методи прогнозування за ступенем формалізації?
10. Охарактеризуйте інтуїтивні методи прогнозування.
11. Які методи містять індивідуальні експертні оцінки?
12. Які методи містять колективні експертні оцінки?
13. Охарактеризуйте склад формалізованих методів прогнозування.
14. Розкрийте сутність та особливості використання методів екстраполяції.
15. Як здійснюються розрахунки за методом найменших квадратів?
16. Розкрийте сутність та особливості використання методів моделювання.
17. Що таке економіко-математична модель?
18. З яких етапів складається процес розроблення моделей прогнозування? Охарактеризуйте кожен із них.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Розрахувати прогнозовану потребу у додаткових виробничих потужностях енергетики, якщо проєктований приріст потреби в електроенергії становить 96 млн МВт·год, середня потужність одиниці устаткування – 1 тис. МВт, питома вага цього виду устаткування на електростанціях становить 37 %.

2. Розробити прогноз попиту на нафту у країнах світу до 2015 року, якщо відомі такі дані, млрд т:

Розділ 11. Прогнозування в енергетиці

Регіон	2000 р.	2005 р.	2010 р.
Північна Америка	23,2	23,6	24,0
Західна Європа	15,3	15,4	16,0
Східна Європа	0,8	0,8	0,9
Японія, Австралія, Нова Зеландія	8,4	8,6	9,6
Китай	4,2	4,3	4,5
Інші країни Азії	6,8	7,1	7,4
Латинська Америка	4,6	4,9	4,8
Африка	2,4	2,4	2,4
Близький Схід	4,1	4,3	4,3
Колишній СРСР	4,3	3,8	4,3
Світ у цілому	7,1	75,2	78,2

3. Спрогнозувати тенденції зміни структури джерел виробництва електроенергії у країні на період до 2016 року, виходячи з таких даних, млн т ум. п.:

ПЕР	2009 р.	2010 р.	2011 р.	2012 р.	2013 р.	2014 р.
Вугілля	102,6	119,6	97,4	102,5	109,7	111,9
Нафта	61,5	43,9	43,3	40,2	37,8	37,3
Газ	225,6	211,3	194,9	193,9	196,7	192,1
Інші джерела	20,5	23,9	25,3	29,3	34,0	31,7
Разом	410,2	398,7	360,9	365,9	378,2	373,0

РОЗДІЛ 12

ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- Надійність електропостачання: основні поняття, критерії та задачі забезпечення
- Нормативно-правові аспекти забезпечення надійності електропостачання
- Оцінка економічного збитку від ненадійності електропостачання
- Економічні критерії підвищення надійності електропостачання
- Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання

12.1 Надійність електропостачання: основні поняття, критерії та задачі забезпечення

Надійність є невід'ємною характеристикою технічної системи, або її окремого елемента. Під **системою** розуміють *сукупність взаємозв'язаних елементів, яка може виконувати функції, не властиві її окремим складовим.*

Подробиці

Необхідно відзначити, що елемент і система – відносні поняття. Той самий об'єкт може розглядатися і як система (підсистема), і як елемент. Так, наприклад, система електропостачання є, з одного боку, елементом національної електроенергетичної системи, а з іншого – системою, що складається з окремих споруд, електричних апаратів, ліній електропередачі, надійність яких, у свою чергу, можна розглядати незалежно від їх ролі в системі.

Відповідно до ДСТУ 2860-94 **надійність** – це *властивість системи зберігати в часі у встановлених межах значення параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції у заданих режимах і умовах застосування.* Надійність є комплексною властивістю і включає безвідмовність, довговічність, збережність і ремонтпридатність (ДСТУ, 1994).

Надійність енергосистеми є комплексною властивістю й визначається як здатність енергосистеми виконувати функції з виробництва, передачі, розподілу й постачання споживачів електричною енергією в необхідній кількості й нормованій якості шляхом взаємодії генеруючих установок, електричних

мереж і електроустановок споживачів, у тому числі: задовольняти у будь-який момент часу (як поточний, так і на перспективу) загальний попит на електроенергію; протистояти збурюванням, викликаним відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадний розвиток аварій і настання форс-мажорних обставин; відновлювати свої функції після їх порушення.

Під **надійністю електропостачання** необхідно розуміти *безперервне забезпечення споживачів електроенергією заданої якості відповідно до договірних зобов'язань*. У сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками й енергетичною безпекою промислових підприємств. Більше того, надійність електропостачання є товаром, що має свою ціну й реалізується через ринкові послуги, забезпечується усіма суб'єктами ринку в зонах відповідальності за надійність при їх технологічній і економічній взаємодії.

Завдання забезпечення надійності систем електропостачання містить у собі цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на зниження збитку від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії, а саме (Шеметов, 2006):

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого устаткування;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструйованих) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розроблення найбільш раціональної, з погляду забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів пошуку несправностей).

Надійність систем електропостачання залежить від множини факторів, більшість з яких є випадковими. Для практичних розрахунків у системах електропостачання застосовують кількісні характеристики надійності, отримані методами теорії ймовірності та математичної статистики. У табл. 12.1 наведено показники, що характеризують невідновлювані системи, тобто описують їх надійність лише до першої відмови. Подані показники отримують на основі спостереження за функціонуванням як окремого елемента, так і груп однотипних елементів.

У процесі переходу системи із працездатного стану в непрацездатний ймовірність безвідмовної роботи і ймовірність відмови описуються диференціальними рівняннями:

$$\frac{dP}{dt} = -\lambda P(t), \quad \frac{dQ}{dt} = \lambda P(t). \quad (12.1)$$

де $P(t)$ – імовірність безвідмовної роботи; $Q(t)$ – імовірність відмови; λ – інтенсивність відмов.

Таблиця 12.1 – Показники надійності функціонування невідновлюваних елементів системи (складено за даними: Шеметов, 2006; Гук, 1990)

Показник	Сутність показника	Аналітичне вираження
Імовірність безвідмовної роботи $P(t)$	Ймовірність того, що в заданому інтервалі часу t при певних режимах і умовах експлуатації не відбудеться жодної відмови	$P(t) = (N_0 - n(t)) / N_0$, де N_0 – початкова кількість елементів системи; $n(t)$ – кількість елементів, що відмовили за час t
Імовірність відмови $Q(t)$	Ймовірність того, що в заданому інтервалі часу t відбудеться хоча б одна відмова	$Q(t) = n(t) / N_0 = 1 - P(t)$
Середнє напруження до відмови $\bar{T}_{не}$	Середній час роботи елемента від часу пуску в експлуатацію до відмови	Якщо напрацювання до відмови визначається за декількома зразками: $\bar{T}_{не} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N}$ де t_i – термін служби i -го зразка; N – кількість досліджених зразків. Якщо відмови зразків розподілені за інтервалами часу, то середній час безвідмовної роботи визначається за формулою $\bar{T}_{не} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i \cdot t_i}{N_0}$ де n_i – кількість елементів, що відмовили упродовж i -го часового інтервалу; t_i – середина i -го часового інтервалу спостереження
Інтенсивність відмов $\lambda(t)$	Умовна щільність імовірності виникнення відмови для розглянутого моменту часу за умови, що до цього моменту відмова не виникла. Фізично – це кількість відмов елемента упродовж певного досить малого інтервалу часу, год ⁻¹	У спрощеному вигляді визначається як $\lambda = \frac{1}{\bar{T}_{не}}$ Для певного інтервалу часу $\lambda(t) = \frac{n(t)}{(N_0 - n(t)) \cdot t}$ де t – час, упродовж якого відбулися відмови

При початкових умовах $P(0) = 1$ і $Q(0) = 0$ розв'язок диференціальних рівнянь має вигляд:

$$\begin{aligned} P(t) &= \exp(-\lambda t), \\ Q(t) &= [1 - \exp(-\lambda t)]. \end{aligned} \quad (12.2)$$

Приклад 1

Відомий час напрацювання до відмови у чотирьох однотипних електричних ламп, діб: $t_1 = 270$, $t_2 = 300$, $t_3 = 360$, $t_4 = 230$.

Визначимо середнє напрацювання до відмови:

$$\bar{T}_{\text{нв}} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N} = \frac{270 + 300 + 360 + 230}{4} = 290 \text{ діб.}$$

Інтенсивність відмов становитиме: $\lambda = \frac{1}{\bar{T}_{\text{нв}}} = \frac{1}{290} = 0,0034$.

Імовірність безвідмовної роботи упродовж 2 років для невідновлюваних елементів визначається за експонентним законом

$$P(t) = \exp(-\lambda t) = e^{-0,0034 \cdot 2} = 0,993.$$

Перевагами розглянутих кількісних характеристик надійності є: наочність, урахування всіх факторів, що впливають на надійність, здатність відслідковувати зміну надійності в часі та можливість їх використання до реалізації системи, тобто на етапі проектування (Шеметов, 2006).

Для багаторазово відновлюваних систем необхідно використовувати інші показники (табл. 12.2). Особливістю таких систем є циклічний характер роботи, коли за працездатним станом настає відмова, потім відновлення й повторне введення в експлуатацію.

Приклад 2

Визначимо коефіцієнти готовності та простою для трансформатора з інтенсивністю відмов $\lambda = 0,05 \text{ рік}^{-1}$ та часом відновлення $\bar{T}_{\text{відн}} = 120 \text{ год}$.

Спочатку знайдемо середнє напрацювання до відмови:

$$\bar{T}_{\text{нв}} = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0,05} = 20 \text{ років} \approx 175200 \text{ год.}$$

Тоді коефіцієнт готовності

$$k_{\text{г}} = \frac{\bar{T}_{\text{нв}}}{\bar{T}_{\text{нв}} + \bar{T}_{\text{відн}}} = \frac{175200}{175200 + 120} = 0,999,$$

а коефіцієнт простою

$$k_{\text{п}} = 1 - k_{\text{г}} = 1 - 0,999 = 0,001.$$

Таблиця 12.2 – Показники надійності функціонування відновлюваних систем (складено за даними: Шеметов, 2006; Гук, 1990)

Показник 1	Сутність показника 2	Аналітичне вираження 3
Параметр потоку відмов $\omega(t)$	Щільність імовірності виникнення відмови відновлюваної системи (елемента), обумовлена для заданого моменту часу	Відношення кількості елементів, що відмовили за одиницю часу, до загального числа досліджуваних об'єктів за умови, що всі елементи, які вийшли з ладу, відновлюються: $\omega(t) = \frac{n(t)}{N_0 \cdot t}.$
Середнє напруцювання до відмови $\bar{T}_{нев}$	Середній час роботи відновлюваного елемента між двома сусідніми відмовами	Якщо напруцювання до відмови визначається за одним зразком: $\bar{T}_{нев} = \frac{\sum_{i=1}^r t_i}{r},$ де r – кількість відмов системи за час випробування t ; t_i – час безвідмовної роботи між $(i-1)$ -ю та i -ю відмовами
Середній час відновлення ($\bar{T}_{відн}$)	Середній час виявлення та усунення однієї відмови. Цей показник є досить наочною кількісною характеристикою ремонтпридатності системи	$\bar{T}_{відн} = \frac{\sum_{i=1}^r \tau_i}{r},$ де τ_i – час відновлення після i -ї відмови. При оцінці ремонтпридатності систем електропостачання часто виникає необхідність узагальнювати дані різних однотипних систем, що обслуговуються різним персоналом: $\bar{T}_{відн} = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^r \tau_{ij}}{\sum_{j=1}^N r_j},$ де N – загальна кількість зразків; r_j – кількість відмов j -го зразка; τ_{ij} – час відновлення j -го зразка після i -ї відмови
Коефіцієнт готовності (k_2)	Імовірність того, що система буде працездатна в довільно обраний момент часу. Характеризує не лише експлуатаційні властивості систем, але й кваліфікацію обслуговуючого персоналу	Визначається відношенням сумарного часу перебування системи у працездатному стані до загального часу безвідмовної роботи й вимушених простоїв системи, узятих за той самий календарний строк: $k_2 = \frac{t_p}{t_p + t_n} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{p_i}}{\sum_{i=1}^r t_{p_i} + \sum_{i=1}^r t_{n_i}},$ де t_p – час перебування системи у працездатному стані; t_n – час вимушеного

Продовження таблиці 12.2

1	2	3
		<p>простою; r – число перерв у роботі за обраний календарний строк, включаючи відмови та зупинення для проведення профілактики. Якщо час вимушеного простою взяти таким, що дорівнює часу відновлення системи τ_i, а потім чисельник і знаменник рівняння розділити на число відмов r, одержимо:</p> $k_z = \frac{\bar{T}_{нс}}{\bar{T}_{нс} + \bar{T}_{відн}}$
Коефіцієнт вимушеного простою (k_n)	Ймовірність того, що система в певний момент непрацездатна	<p>Визначається як відношення часу вимушеного простою до загального часу безвідмовної роботи та вимушених простоїв системи, узятих за той самий календарний строк:</p> $k_n = \frac{t_n}{t_p + t_n} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{n_i}}{\sum_{i=1}^r t_{p_i} + \sum_{i=1}^r t_{n_i}} = 1 - k_z$
Коефіцієнт відносного простою ($k_{e,n}$)	Відношення часу простою системи через відмови i -го елемента до загального часу простою системи	$k_{e,n} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{n_i}}{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^r t_{n_{ij}}}$
Коефіцієнт відмов (k_e)	Імовірність того, що упродовж заданого інтервалу часу в системі відбудеться відмова, викликана відмовою елемента i -го типу. Дозволяє визначити, надійність яких елементів є недостатньою	<p>$k_e = r_i / r_\Sigma$, де r_i – кількість відмов системи через елементи i-го типу; r_Σ – загальне число відмов системи за той самий проміжок часу.</p> <p>При одночасному випробуванні N однотипних систем:</p> $k_e = \sum_{j=1}^N r_{ij} / \sum_{j=1}^N r_j,$ <p>де r_{ij} – число відмов j-ї системи через елементи i-го типу; r_j – загальне число відмов j-ї системи</p>

Залежно від рівня розглянутого об'єкта (рівня управління) показники надійності можна розділити на оперативні й технічні. **Оперативні показники** характеризують якість функціонування системи з позиції споживача. **Технічні показники** призначаються для окремих елементів систем електропостачання і мають значення лише для енергетиків.

До технічних показників відносять параметр потоку відмов, середнє напрацювання до відмови та середній час відновлення. Знаючи ці показ-

ники для окремих елементів, можна розрахувати надійність усієї системи електропостачання в цілому з урахуванням особливостей експлуатації й технічного обслуговування. Як оперативні показники використовують коефіцієнт готовності або коефіцієнт простою, а також умовний недовідпуск енергії упродовж року, відносно задоволення попиту на енергію і математичне очікування економічного збитку в результаті перерв електропостачання (Шеметов, 2006).

Якщо проаналізувати зарубіжний досвід, можна запропонувати наступну систему показників надійності обслуговування споживачів електроенергії (табл. 12.3).

Таблиця 12.3 – Європейські показники надійності обслуговування споживачів електроенергії (складено за даними: Осадчая, 2014)

Показник 1	Сутність показника 2	Аналітичне вираження 3
Показник середньої тривалості відключень по системі SAIDI, год/споживача	Характеризує середню тривалість відключень за рік (місяць) на одного споживача і розраховується на кожному рівні напруги (ВН, СН, НН). Може бути використаний для стимулювання підвищення надійності постачання електроенергії	$SAIDI = \frac{\sum t_i n_i}{N}$, де t_i – тривалість i -го відключення, год.; n_i – кількість відключених від обслуговування споживачів через i -ту перерву в електропостачанні; N – загальна кількість споживачів, що обслуговуються
Середня частота відключень по системі SAIFI, відключень/споживача	Характеризує середню питому кількість відключень електропостачання за рік (місяць) на одного споживача	$SAIFI = \frac{\sum n_i}{N}$
Середня тривалість відключень споживача CAIDI, год/ відключення	Характеризує середній час відключень (планових і непланових) споживача	$CAIDI = SAIDI / SAIFI$
Непоставлена електроенергія ENS, кВт·год	Показник враховує обсяг енергії, не поставленої у зв'язку з перервами в електропостачанні. Може бути використаний для стимулювання підвищення надійності передачі електроенергії	$ENS_i = SAIDI_i \cdot ETF_i / t_{hi}$, де ENS_i – непоставлена енергія в i -му періоді (місяць, рік), кВт·год; ETF_i – загальна кількість електроенергії, виставленої у рахунках споживачу за i -й період, кВт·год; t_{hi} – кількість годин у періоді

Продовження таблиці 12.3

1	2	3
Кількість скарг на 1000 споживачів k_c , ‰	Характеризує кількість об- грунтованих скарг на перерви у електропостачанні на 1000 споживачів	$k_c = \frac{N_c}{N} \cdot 1000,$ де N_c – кількість споживачів, що подали скаргу
Коефіцієнт віднов- лення електропос- тачання $k_{відн}$	Розраховується у випадку по- запланованого відключення як відношення кількості спожи- вачів, чиє енергопостачання відновлено упродовж від 3 до 24 годин, до загальної кілько- сті відключених споживачів. Розрахунок проводиться за кожним рівнем напруги (ВН, СН, НН)	$k_{відн} = \frac{\sum_i n_i^{3-24}}{\sum_i n_i},$ де n_i^{3-24} – кількість спожива- чів, чиє енергопостачання відновлено упродовж від 3 до 24 годин після i -го відк- лючення

Приклад 3

Нехай є дані про тривалість відключень та кількість відключених від обслуговування споживачів (табл. 12.4).

Таблиця 12.4 – Вихідні дані

Номер перерви у постачанні	Час відновлення після припинення електропостачання, хв	Кількість відключених споживачів
1	7	6200
2	10	12000
3	100	8500

Відомо також, що загальна кількість споживачів становить 20000. Розрахунок показників *SAIDI* та *SAIFI* наведено у таблиці 12.5.

Таблиця 12.5 – Розрахунок показників *SAIDI* та *SAIFI*

Номер перерви у постачанні	Час відновлення після припинення електропос- тачання, хв (t_i)	Кількість від- ключених спо- живачів (n_i)	($t_i \cdot n_i$)
1	7	6200	43400
2	10	12000	120000
3	100	8500	850000
Разом		26700	1013400
Загальна кількість споживачів		20000	
<i>SAIDI</i>		50,67	хв/споживача·рік
<i>SAIFI</i>		1,3	відключень/ спо- живача·рік

Наведені показники легко контролюють енергопостачальні компанії, що зацікавлені у забезпеченні надійності обслуговування споживачів і можуть бути якісно оцінені регуляторами. Обчислюють їх за такими групами: загальна мережа, великі міста, маленькі міста, селища, підстанції, вузли. Залежно від рівня відхилень цих показників розподільні компанії зобов'язані виплатити компенсації споживачам за непоставлену електроенергію незалежно від причин відхилення. При цьому відключенням вважається подія, що призводить до перерви поставок електроенергії хоча б одному споживачу упродовж більше 3 хвилин.

12.2 Нормативно-правові аспекти забезпечення надійності електропостачання

Відповідальність за надійність систем електропостачання у цілому несуть ЕК, які забезпечують поставку електричної енергії споживачам у заявленому обсязі відповідно до графіка споживання та договорів електропостачання при виконанні споживачами всіх встановлених технічних і фінансових зобов'язань.

У Законі України «Про електроенергетику» є статті, що регламентують відносини постачальників і споживачів. Зокрема, при перерві у постачанні з вини постачальника постачальник несе відповідальність перед споживачем у розмірі 5-кратної вартості невідпущеної електроенергії. Згідно із Законом регулятор за порушення постачальником умов і правил ліцензованої діяльності може застосовувати відповідні санкції (попередження, штраф, призначення тимчасового керуючого, призупинення або анулювання ліцензії).

Згідно із Правилами облаштування електроустановок усі електроприймачі за надійністю електропостачання поділяються на три категорії (Шеметов, 2006):

– **I категорія** – електроприймачі, перерви у електропостачанні яких можуть бути небезпечними для життя людей, чинити значний матеріальний збиток, пошкодження дорогого обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення, до яких належать дві електростанції або два центри живлення. Для особливої групи електроприймачів I категорії повинно передбачатися додаткове живлення від третього незалежного джерела (місцевої електростанції, акумуляторних батарей і т. п.), що значно підвищує вартість системи електропостачання;

– **II категорія** – електроприймачі, перерви у електропостачанні яких

призводять до масового недовипуску продукції, перерв у роботі працівників, значних простоїв механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів. Електроприймачі II категорії в нормальних режимах також повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення. Живлення приймачів II категорії при аварії повинно бути збережене або автоматично відновлене. Останній захід на практиці застосовується найчастіше;

– **III категорія** – усі інші електроприймачі, що не входять до I і II категорій. Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви у електропостачанні, необхідні для ремонту або заміни ушкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують однієї доби.

12.3 Оцінка економічного збитку від ненадійності електропостачання

Під **економічним збитком** розуміють втрати соціально-економічної системи у грошовій формі (додаткові видатки, упущена вигода, прямі втрати тощо) через пошкодження або вихід із ладу її майна, порушення системної цілісності, погіршення ринкової кон'юнктури, зниження якості людського капіталу, погіршення якості навколишнього природного середовища тощо.

Електроенергетичний збиток – це втрати у грошовій формі через зниження продуктивності або пошкодження електротехнічних пристроїв та електрообладнання, неузгодженість роботи системи енергопостачання та підприємства, а також інші втрати, пов'язані з перервами у електропостачанні та погіршенням якості електричної енергії.

Для енергопостачальних компаній електроенергетичний збиток може бути обумовлений розірванням контрактів на електропостачання; штрафними санкціями внаслідок перерв у електропостачанні; витратами на аварійний ремонт (відновлення) устаткування або втратами, пов'язаними з його недоамортизацією при достроковій ліквідації; додатковими втратами електроенергії в мережі внаслідок відхилення електричного режиму від оптимального; вартістю палива, що витрачається на пуск енергоблоків, розпалювання котлоагрегатів і підтримку горіння в топках під час аварійного розвантаження або зупинень агрегатів електростанцій; витратами на демонтаж і транспортування устаткування при відправленні на ремонт; додатковими витратами на виробіток електроенергії на агрегатах, що заміщують основні; витратами на утримання резервного устаткування; втратами, пов'язаними з простоями устаткування та вимушеними перервами у роботі обслуговуючого персоналу; недоотриманням прибутку через недо-

відпуск електроенергії споживачам при відключенні з попередженням під час проходження максимуму навантаження; раптовим відключенням споживачів і недовідпуском електроенергії за час відновлення електропостачання.

Для конкретного підприємства-споживача величина збитку буде визначатися втратою даним підприємством частини прибутку, браком продукції, заморожуванням основних і оборотних фондів, перевитратою коштів, пов'язаних з управлінською і контролюючою ланками виробництва.

Для комунально-побутового споживача негативні наслідки збитку матимуть соціально-економічний характер і полягатимуть у погіршенні умов праці, зниженні рівня житлово-побутової забезпеченості населення, збільшенні випадків захворюваності, неповному задоволенні емоційних та інтелектуальних запитів населення, зменшенні активного фонду вільного часу й зниженні якості його використання на ін.

Для регіонального господарства та національної економіки збиток може виражатися втраченою частиною доданого продукту, перевитратою коштів на оплату праці управлінського апарату, виділенням коштів на створення додаткового резерву, відволіканням певних економічних ресурсів з інших галузей.

Таким чином, збиток конкретного споживача визначається прямими втратами і нереалізованими можливостями споживача у процесі його функціонування. Відповідно збиток національної (регіональної) економіки – це невикористана можливість збільшення національного доходу та морально-соціальні втрати суспільства.

Загалом збиток можна класифікувати за низкою ознак:

- *за об'єктами:*

- життю і здоров'ю конкретних людей (зниження тривалості життя, погіршення здоров'я);
- юридичним особам (збиток самій енергосистемі, споживачеві, суміжним ланкам);
- державі або регіону;
- навколишньому природному середовищу;

- *за ресурсними втратами:*

- від простою та зниження рівня продуктивності людського капіталу;
- від непродуктивної витрати або перевитрати предметів праці;
- від простою або прискореного зношення засобів праці;
- від втрати готової продукції;
- від втрати неробочого часу населенням;

- *за рівнем втрат* (мірою впливу на життєдіяльність суб'єктів господарювання):

- припустимий, що не перевищує розрахункового прибутку від підприємницької операції;
- критичний, що перевищує розрахунковий підприємницький прибуток;
- катастрофічний, що перевищує грошові можливості підприємця, суттєво погіршуючи його майновий стан. Цей збиток може призвести до банкрутства суб'єкта господарювання;

- *за родом втрат*:

- матеріальний збиток, пов'язаний із прямими втратами майна, продукції, сировини і матеріалів;
- трудовий збиток, обумовлений втратою робочого часу;
- фінансовий збиток, пов'язаний із втратами суб'єктами господарювання грошових коштів;
- втрата часу, що виникає у випадку, коли процес діяльності відбувається повільніше, ніж планувалося;
- моральний (репутаційний) збиток, пов'язаний із нанесенням збитку іміджу підприємства, честі і гідності людини;
- соціальний збиток, що проявляється у завданні збитку здоров'ю і життю людей;
- екологічний збиток, який полягає у завданні збитку навколишньому природному середовищу;

- *за природою виникнення перерви в електропостачанні*:

- збиток, викликаний плановим відключенням споживачів;
- збиток, викликаний неплановим відключенням споживачів (різні види аварій та інцидентів);

- *за причиною збитків від перерви в електропостачанні*:

- збиток, викликаний відмовою устаткування;
- збиток, викликаний помилкою персоналу;
- збиток, викликаний діями третіх осіб (тероризм, саботаж, диверсії тощо);

• збиток, викликаний стихійними лихами;

• збиток, викликаний пожежами;

- *за калькулюванням*:

• калькульований – збиток, величина якого піддається кількісно-імовірнісному виміру, що дає можливість для його зниження і страхування;

• некалькульований – збиток, величина якого не піддається кількісно-імовірнісному виміру;

- *за можливістю страхування*:

- збиток, який можна застрахувати;
- страховий збиток, який застрахувати не можна.

Класифікація складових збитку за ознаками дозволяє забезпечити системний підхід при обліку витрат і витрат, що входять до складу збитку, а також полегшити визначення конкретних напрямів його оцінки (Яковлев, 2012).

Для споживача електроенергії важливо оцінити *реальні витрати*, які він може понести через ненадійність електропостачання і які він міг би закладати у договірні відносини з ЕК, з одного боку, та із суміжними підприємствами у випадку зриву поставок своєї продукції – з іншого.

Економічний збиток споживача від перерви електропостачання (Z) має дві складові (Справочник, 1990):

$$Z = Z' + Z'' \quad (12.3)$$

де Z' – первинний збиток, викликаний перервою електропостачання даного споживача (підприємства або технологічного агрегату), грн; Z'' – вторинний збиток у результаті вимушеного простою наступного технологічного етапу або суміжного підприємства, грн.

При наближених розрахунках і проектуванні можна користуватися відносною величиною питомого збитку на одиницю спожитої електроенергії або на одиницю продукції (y_t , грн/од. продукції), яка є приблизно постійною для споріднених підприємств кожної галузі:

$$Z' = (y_t \cdot t_n \cdot \omega_{розр}) = y_t \cdot k_n \cdot Пр, \quad (12.4)$$

де Z' – можливий первинний збиток (ризик), спричинений перервою електропостачання певного споживача, грн; t_n – час вимушеного простою через порушення електропостачання, год; $\omega_{розр}$ – розрахункова інтенсивність аварійних перерв електропостачання, 1/год; $Пр$ – середня продуктивність підприємства, одиниць продукції/год; k_n – коефіцієнт простою ($k_n = \omega_{розр} \cdot t_n$).

Якщо обсяг продукції $ВП$, що випускається підприємством (і його дохід), пропорційний отриманій електроенергії, то

$$ВП = k \cdot W = k \cdot N_{сер} \cdot t_p, \quad (12.5)$$

де k – коефіцієнт пропорційності випуску продукції обсягу отриманої електроенергії; W – отримана підприємством електроенергія, кВт·год; $N_{сер}$ – середня споживча потужність, кВт; t_p – нормативний час роботи споживача, год.

Тоді основна складова збитку $Z(t)$ буде пропорційна зниженню випуску продукції:

$$Z(t) = \Delta ВП = k \cdot \Delta W = k \cdot N_{сер} \cdot t_n, \quad (12.6)$$

де $\Delta BП$ – зниження випуску продукції підприємства у результаті перерв у електропостачанні, грн; ΔW – обсяг недопоставленої електроенергії, кВт·год.

У результаті зниження випуску продукції можна визначити зменшення величини прибутку $\Delta П$. Тоді збиток від перерви електропостачання можна розрахувати як різницю між ціною та собівартістю одиниці продукції, помноженої на кількість одиниць продукції, які було б виготовлено при нормальній роботі виробничої системи:

$$\Delta П = \sum_{i=1}^m (Ц_i - C_i) \cdot N_{\text{год}i} \cdot t_{\text{п}i}, \quad (12.7)$$

де $Ц_i$, C_i – відповідно ціна і собівартість одиниці продукції i -го виду, грн/шт.; m – кількість видів продукції, що випускається; $N_{\text{год}i}$ – годинна продуктивність обладнання з випуску i -ї продукції, шт./год; $t_{\text{п}i}$ – час простою обладнання з випуску i -ї продукції, год.

Якщо обладнання не простоє, але часткова відмова техніки викликає зниження якості продукції і зростання її собівартості, то

$$\Delta П = \sum_{i=1}^m [(Ц_i - C_i) - (Ц'_i - C'_i)] \cdot N'_{\text{год}i} \cdot t'_{\text{п}i}, \quad (12.8)$$

де $Ц_i$, C_i – відповідно ціна і собівартість одиниці i -ї продукції при нормальному проходженні технологічного процесу, грн/шт.; $Ц'_i$, C'_i – відповідно ціна і собівартість одиниці i -ї продукції при частковій відмові системи автоматизації, грн/шт.; $N'_{\text{год}i}$ – годинна продуктивність обладнання при виробництві i -ї продукції в результаті часткової відмови системи автоматизації, шт./год; $t'_{\text{п}i}$ – час роботи обладнання з випуску i -ї продукції при частковій відмові засобів автоматизації, год.

Зниження рівня рентабельності ΔR може бути розраховане як

$$\Delta R = \left(\frac{\Pi}{K} - \frac{\Pi - \Delta \Pi}{K + \Delta K} \right) \cdot 100 \%, \quad (12.9)$$

де Π , $\Delta \Pi$ – відповідно величина розрахункового прибутку при запланованому обсязі виробництва та її зменшення в результаті відмов системи автоматизації, грн; K , ΔK – відповідно величина виробничих фондів у споживача при нормальному виконанні технологічного процесу та її зростання при відмовах техніки.

Якщо має місце невиправний брак продукції, то збиток Z розраховується за формулою

$$Z = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n k_{\text{б}ij} \cdot C_i, \quad (12.10)$$

де k_{ij} – кількісна величина браку, що припадає на одну відмову, шт., т, м³ і т. ін.; n – кількість відмов засобів автоматизації, які призводять до не виправного браку.

За наявності виправного браку втрати можуть бути визначені за формулою

$$З = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n'} k_{ij} [M + I + T \cdot C_{\text{годi}} \cdot (1 + K_n) \cdot (1 + \frac{P_{\text{нк}}}{100})], \quad (12.11)$$

де M , I , T – відповідно середні витрати на матеріали, інструмент і час на усунення браку на одиницю продукції при одній відмові; $C_{\text{годi}}$ – годинна тарифна ставка робітника, який виправляє брак, грн/год; K_n – коефіцієнт нарахувань на заробітну плату, %; $P_{\text{нк}}$ – коефіцієнт накладних витрат; n' – кількість відмов засобів автоматизації, які призводять до виправного браку.

Крім того, перерви в електропостачанні призводять до порушення технологічного процесу, вимушених перерв у роботі персоналу і простоїв устаткування, недовикористання обладнання, непродуктивної витрати силовини і т. д. (Шеметов, 2006).

Подробиці

Одна з агрофірм вимагає з «Київобленерго» компенсацію за збиток, заподіяний відключенням електроенергії. Через відсутність протягом 5,5 годин енергопостачання 30 птахофермам фірми загинуло 600 тис. курчат-бройлерів загальною вагою понад 831 т.

Енергопостачання птахоферм припинилося вранці, коли був шквальний вітер, який призвів до падіння дерев на лінії електропередачі. Агрофірма мала два незалежні джерела енергопостачання, але в той день були знесрумлені обидва. Співробітники фірми відразу ж почали телефонувати диспетчерам «Київобленерго», але оскільки був вихідний день, виявилось, що немає ані необхідних фахівців, ані техніки, ані пального для автомобілів.

Через деякий час температура на птахофермах піднялася до 45°C, не працювала вентиляція, у повітрі підвищилася концентрація аміаку. У результаті птахи загинули від задухи. Отже, тепер агрофірма висуває претензії до «Київобленерго» і вимагає відшкодування збитку в судовому порядку. Прямий збиток компанія оцінює приблизно в 200 млн грн, а про недоотриманий прибуток мова навіть не йде.

Не менш актуальною є проблема вимушених перерв у електропостачанні і для сучасних міст, залежність яких від електроенергії є очевидною. У таблиці 12.6 наведені повні збитки від відключення серверів від електроенергії в США за 1 годину простою.

Таблиця 12.6 – Приблизні втрати, що можуть бути спричинені відключенням серверів тривалістю в 1 годину, в організаціях сфери послуг США (Хонф, 2008)

Організація, вид діяльності	Втрати, тис. дол. США
Біржові трансакції	декілька мільйонів
Авторизація кредитних карток (банки)	до 2000
Amazon – одна з найбільших компаній, що займається інтернет-торгівлею	180
Бронювання квитків на літаки	89
Резервування (готелів, автомобілів і т. п.)	41
Банкомати	14

Знаючи величину збитку, заподіяного споживачам перериванням постачання електричної енергії, та збитку, пов'язаного з аварійним ремонтом устаткування, можна порушувати питання про забезпечення оптимального рівня надійності електроенергетичного устаткування, установок і систем.

12.4 Економічні критерії підвищення надійності електропостачання

Одним із найважливіших критеріїв економічності при обґрунтуванні заходів підвищення надійності електропостачання є витрати, які можна компенсувати технічно та організаційно-економічно. Зниження ступеня надійності електропостачання значно збільшує експлуатаційні витрати. Оптимальність проектів з підвищення надійності означає при цьому, що заданий виробничий ефект можна одержати при мінімально можливих витратах матеріальних ресурсів. При визначенні оптимального варіанта з деяких можливих, що забезпечують виконання технічного завдання, необхідно визначити приведені витрати на спорудження й експлуатацію енергетичного об'єкта (B), які залежно від тривалості спорудження та умов почергового введення обчислюються по-різному.

Якщо будівництво та пуск в експлуатацію здійснюються упродовж одного року, то

$$B = e_n \cdot K + B_e, \quad (12.12)$$

де e_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень K (при нормативному терміні служби 10 років, $e_n = 1/10 = 0,1$); B_e – річні експлуатаційні витрати, грн.

Якщо об'єкт будується упродовж T років, то:

$$B = e_n \cdot \sum_{t=1}^T K_t \cdot (1+i)^{t-1} + B_e, \quad (12.13)$$

де $(1+i)^{\tau-1}$ – коефіцієнт нарощування (компаундування) капітальних вкладень; i – відсоткова ставка приведення різночасових витрат, обумовлена фінансовою політикою держави для кожної галузі (в енергетиці $i = 0,08$); K_t – капітальні вкладення в t -му році, грн; τ – рік приведення витрат.

При порівнянні подібних варіантів з неоднаковою надійністю необхідно вводити в розрахункові формули складові, що враховують можливий економічний збиток від відмов устаткування і установок, або складові, що враховують витрати на підвищення надійності до нормативного рівня:

$$B = e_n \cdot K + B_e + Z, \quad (12.14)$$

$$B = e_n \cdot \sum_{t=1}^{\tau} K_t \cdot (1+i)^{\tau-1} + B_e + Z, \quad (12.15)$$

де Z – середній річний збиток від перерв у електропостачанні на стадії нормальної експлуатації енергосистеми (Шеметов, 2006).

Остаточню проектний варіант визначається шляхом комплексного техніко-економічного порівняння за критеріями надійності й економічності (табл. 12.7). При цьому практично однаковими вважають варіанти, в яких значення $(e_n \cdot K + B_e)$ відрізняються менше ніж на 5 % від базового варіанта, а значення Z – менше ніж на 10 % (Справочник, 1985).

Таблиця 12.7 – Порівняння проектних рішень за критеріями надійності та економічності (складено за даними: Шеметов, 2006; Справочник, 1985)

Критерії вибору проекту	Аналітичний вираз	Результат порівняння
1 Варіанти однакові за можливим збитком через перерви у електропостачанні, але різні за витратами на реалізацію проекту	$ Z_2 - Z_1 \leq 10\%$, $(e_n \cdot K_2 + B_{e2}) - (e_n \cdot K_1 + B_{e1}) \gg 5\%$	Варіант 1
2 Варіанти різні за збитковістю, але однакові за витратами на реалізацію проекту	$(Z_2 - Z_1) \gg 10\%$, $ (e_n \cdot K_2 + B_{e2}) - (e_n \cdot K_1 + B_{e1}) \leq 5\%$	Варіант 1
3 Варіанти відрізняються за витратами і за збитками	$(Z_2 - Z_1) \gg 10\%$, $(e_n \cdot K_2 + B_{e2}) - (e_n \cdot K_1 + B_{e1}) \gg 5\%$	Варіант 1
4 Варіанти однакові за збитком та за витратами	$ Z_2 - Z_1 \leq 10\%$, $ (e_n \cdot K_2 + B_{e2}) - (e_n \cdot K_1 + B_{e1}) \leq 5\%$	Порівнюють за іншими критеріями

Приклад 4

Повітряну лінію електропередачі довжиною 30 км можна виконати одноколовою або двоколовою. Якщо електропостачання споживача здійснюватиметься по одному колу, то у результаті його аварійних відключень прогнозований середньорічний збиток становитиме $Z_1 = 12$ млн грн. При

цьому вартість одного кілометра одноколової лінії становитиме 105 тис. грн, а витрати на експлуатацію всієї лінії $\Delta B_{e1} = 6,8$ млн грн/рік (при середньому терміні служби 20 років). Спорудження одного кілометра двоколової лінії обійдеться на 120 тис. грн дорожче, її експлуатація $\Delta B_{e2} = 5,2$ млн грн/рік (при середньому терміні служби 25 років), а середній збиток при цьому знижується до $Z_2 = 5$ млн грн. Також при двоколовій лінії необхідне спорудження додаткового вимикача вартістю 1,5 млн грн. Визначимо, що економічно вигідніше: будівництво двоколової або одноколової лінії.

Порівняємо варіанти за можливим збитком через перерви в електропостачанні:

$$Z_2 - Z_1 = 5 - 12 = -7 \text{ млн грн} > 10 \%,$$

Визначимо, наскільки будівництво двоколової та одноколової ліній відрізняються за витратами:

$$|(e_n \cdot K_2 + B_{e2}) - (e_n \cdot K_1 + B_{e1})| = |(0,12 \cdot ((0,105 + 0,120) \cdot 30 + 1,5 + 5,2) - (0,12 \cdot 0,105 \cdot 30 + 6,8))| = |7,51 - 7,178| = 0,332 \text{ млн грн} \leq 5 \%$$

Як бачимо з результатів розрахунків, з урахуванням ризику варіант з двоколовою лінією є більш привабливим.

Техніко-економічну ефективність проектів з підвищення надійності електропостачання можна визначати, порівнюючи витрати у часі: до реалізації проекту і після. Наприклад, доцільність автоматичного секціонування можна визначати, порівнявши розрахункові витрати на установку секційного апарата з обсягом збитку:

$$e_n \cdot \Delta K + B_e < Z, \quad (12.16)$$

де ΔK – додаткові капітальні витрати на пристрій секційного апарата; B_e – відповідні експлуатаційні витрати.

Економічна ефективність автоматичного секціонування оцінюється не лише економією внаслідок ліквідації збитку від невідпуску електроенергії, а й за рахунок вивільнення значної кількості експлуатаційного та ремонтного персоналу, що необхідний для ліквідації стійких пошкоджень. Таким чином, економічну ефективність автоматичного секціонування можна виразити у такий спосіб:

$$e_n \cdot \Delta K + B_e + Z_{n1} < Z_{n2} + Z, \quad (12.17)$$

де Z_{n1} – заробітна плата обслуговуючого персоналу при автоматичному секціонуванні; Z_{n2} – заробітна плата обслуговуючого персоналу без автоматичного секціонування.

Приклад 5

У результаті перерв у електропостачанні середньорічний збиток становив 55 тис. грн. Підстанцію обслуговують 3 спостерігачі при середньорічній зарплаті кожного 42 тис. грн. Визначимо економічну доцільність автоматичного секціонування на елегазових вимикачах для схеми ділянки 110 кВ. Для реалізації проекту необхідно 4 елегазові вимикачі вартістю 150 тис. грн кожен. У результаті секціонування збиток нівелюється, а для роботи на підстанції достатньо буде одного спостерігача.

Автоматичне секціонування потребує таких щорічних витрат, тис. грн/рік:

$$e_n \cdot \Delta K + B_e + Z_{n1} = 0,1 \cdot 150000 \cdot 4 + 42000 = 102.$$

Без автоматичного секціонування повні витрати становитимуть, тис. грн/рік:

$$Z_{n2} + Z = 42000 \cdot 3 + 55000 = 181.$$

Отже автоматичне секціонування мережі є економічно ефективним.

Окрім наведених критеріїв, можна залучити моделі оптимізації витрат при реалізації проектів, спрямованих на підвищення надійності електропостачання. Витрати на підвищення надійності електропостачання можуть бути подані у вигляді суми двох складових:

$$B = B_1 + B_2, \quad (12.18)$$

де B_1 – приведені витрати на підвищення ремонтпридатності; B_2 – приведені витрати на підвищення безвідмовності.

Функціональні залежності між середнім часом відновлення, параметром потоку відмов і відповідним видом витрат мають вигляд

$$T_B = f(B_1), \quad \omega = \varphi(B_2). \quad (12.19)$$

Економічна оцінка надійності пов'язана зі збитком, що виникає внаслідок порушення електропостачання. Для підвищення надійності необхідно збільшувати капітальні витрати, що сприятиме зниженню збитку у споживачів від перерв електропостачання і тим самим зростанню ефективності виробництва. Вибір доцільного рівня надійності характеризується оптимальною надійністю, перевищення якої знижує ефективність виробництва в результаті збільшення видатків на електропостачання.

Функція оптимізації надійності електропостачання при двопараметричній залежності збитку набуває вигляду (Барг, 1985):

$$F = B_1 + B_2 + (Z_1 + Z_2 \cdot f(B_1)) \cdot \varphi(B_2) \rightarrow \min, \quad (12.20)$$

де Z_1 – питомий збиток від фактора відмови, не залежний від тривалості відновлення працездатності, грн/відмову; Z_2 – питомий збиток від простою

споживачів після відмови, що залежить від тривалості відновлення працездатності, грн/рік.

Більш комплексним і загальним для всіх суб'єктів є критерій максимуму чистого дисконтованого доходу. Для **ЕК економічний критерій з урахуванням рівня надійності** має вигляд

$$NPVE = IE + IR - C - D^* \rightarrow \max, \quad (12.21)$$

де $NPVE$ – чистий дисконтований дохід ЕК; IE – сумарний приведений дохід від реалізації електроенергії за період часу T ; IR – сумарний приведений дохід від плати споживача за надійність за період часу T ; C – сумарні приведені витрати на функціонування ЕК, що включають приведену частку капітальних витрат і поточні витрати за період часу T ; D^* – сумарний приведений збиток (плата споживачеві за недостатній рівень надійності електропостачання стосовно рівня, зафіксованого у договорі на електропостачання між ЕК та споживачем) за період часу T .

Для споживача критерій має вигляд

$$NPVC = PC + CE - CR - D + D^* \rightarrow \max, \quad (12.22)$$

де $NPVC$ – чистий дисконтований дохід споживача; PC – сумарний приведений прибуток споживача; CE – сумарні приведені витрати на оплату електропостачання з урахуванням того, що споживач не лише купує електроенергію, але й проводить у себе деякі заходи для її приймання; CR – сумарні приведені витрати за надійність електропостачання; D – повний сумарний приведений збиток споживача від ненадійності його електропостачання; D^* – сумарний приведений збиток від ненадійності електропостачання, що компенсується ЕК (Федотова, 2007).

Таким чином, складова D^* є стимулом підвищення надійності для ЕК.

12.5 Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання

Сьогодні ЕК повинні розуміти, що головним на ринку є споживач електроенергії. Відповідно у споживача повинен бути вибір, якщо це фізично можливо, у кого йому можна придбати електроенергію і на який рівень надійності він може розраховувати. Надійність електропостачання у ринкових умовах є товаром, що реалізується через ринкові послуги з відповідною ціною, та предметом договірних відносин між суб'єктами енергетичного ринку. Отже, необхідно налагодити функціонування інститутів, які б забезпечували стимулювання ЕК до підвищення рівня надійності електропостачання.

ЕК можуть диференціювати тарифи для різних груп споживачів за заявленими рівнями надійності. Основою диференціації виступають витрати на додаткові послуги, пов'язані з підвищенням рівня надійності електропостачання. Проведення заходів щодо забезпечення системної надійності, таких як введення нового технологічного обладнання та модернізація працюючого, спорудження (реконструкція) електричних мереж і реконструкція схем електропостачання тощо, здійснюється централізовано за рахунок інвестиційної складової базового тарифу, абонентської плати за електроенергію, плати за підключення до мережі та її використання.

Для кожної групи оцінюються витрати на забезпечення заявлених рівнів надійності та розробляється шкала надбавок до базового тарифу. Надбавки (знижки) до тарифу вносяться у договори між ЕК і споживачами. При цьому споживачі, яких задовольняє нормативний рівень надійності електропостачання, платять за електроенергію за базовим тарифом. Якщо заявлений рівень надійності нижчий від нормативного, то споживачі мають знижку, якщо вищий від нормативного, – надбавку до тарифу, величина якої визначається витратами на підвищення надійності.

Плата за надійність організовує діяльність обох сторін. З боку ЕК підвищується відповідальність за своєчасне постачання електроенергії в необхідному обсязі кожному конкретному споживачеві з урахуванням вимог до надійності електропостачання. У споживачів з'являється можливість участі в процесі тарифоутворення та через тарифи захисту себе від збоїв в електропостачанні й можливих збитків (Федотова, 2007).

Основними способами забезпечення надійності електричної мережі є: резервування механічної та електричної міцності елементів мережі відповідно до розрахункових навантажень; забезпечення структурної гнучкості; резервування пропускної здатності мережі, включаючи схеми підстанцій; повсюдне застосування засобів грозозахисту й захисту від внутрішніх перенапруг, а також пристроїв релейного захисту та автоматики, які локалізують uszkodження і відновлюють живлення (рис. 12.1).

У процесі експлуатації надійність забезпечується за рахунок контролю й підтримки робочого стану мережі (моніторинг, діагностика, техобслуговування, ремонти, модернізація), а також реконструкції й технічного переозброєння із застосуванням сучасних комутаційних апаратів і розподільного обладнання підвищеної надійності.

Запити кінцевих споживачів повинні складати основу вимог до надійності та якості електропостачання як щодо продукції, так і стосовно послуг. Такий підхід відповідає інноваційній концепції розвитку електроенергетики *Smart Grid*, яка базується на системному перетворенні всієї енергосистеми; формуванні енергоінформаційної системи, подібної до інтернету; задоволенні інтересів усіх учасників енергетичного сектору.

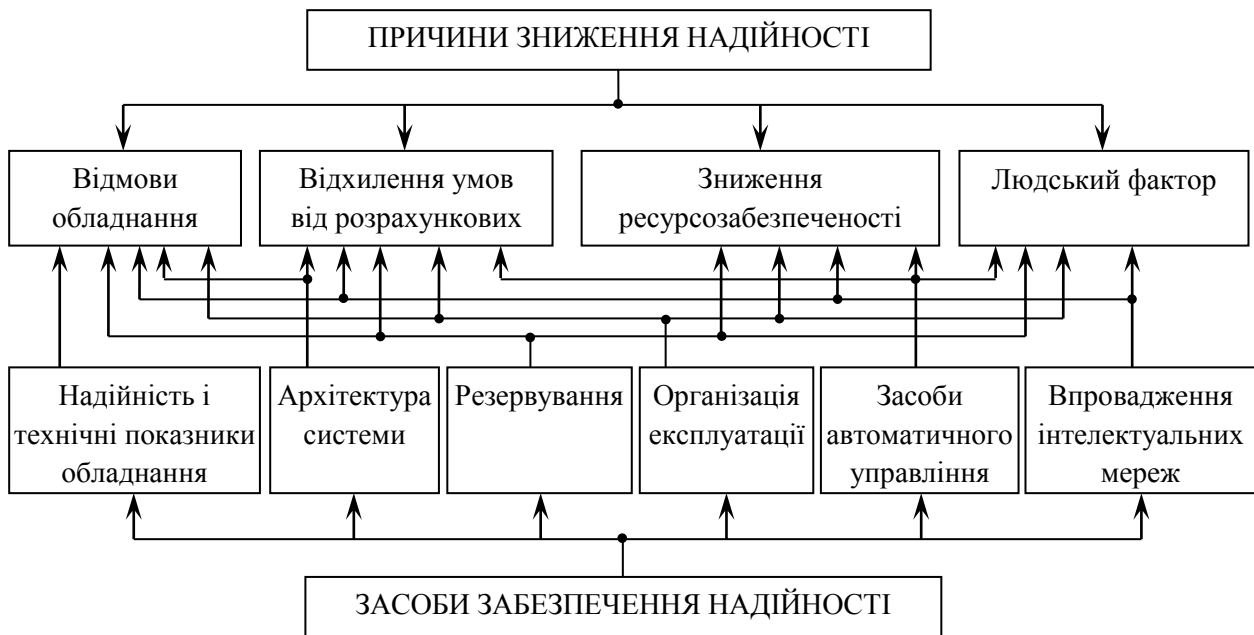


Рисунок 12.1 – Причини зниження надійності електропостачання та засоби її забезпечення

Основними умовами забезпечення ключових вимог до нової електроенергетики є такі:

- задоволення інтересів споживача;
- проведення основних змін в управлінні – за рахунок впровадження інтелектуальних систем;
- формування єдиної інформаційної структури.

Функціональні властивості електроенергетики для досягнення ключових вимог полягають у наявності активного споживача, що припускає можливість генерувати енергію та брати участь в енергосистемі у різних якостях; розширенні ринків електроенергії й потужності для кінцевого споживача (Інтелектуальні, 2011).

Покращання контролю і управління мережами шляхом впровадження моніторингових телекомунікаційних технологій і систем дистанційного управління також буде сприяти забезпеченню безперебійної і безпечної роботи електромережі. Інтенсивний обмін даними допоможе покращити торгівлю електроенергією в режимі реального часу, уникнути неполадок, управляти активами, контролювати виробництво енергії і контролювати попит. Зокрема, установки інтелектуального обліку разом із системами управління попитом, зможуть зробити систему виробництва і завантаження мереж більш гнучкою та раціональною. Підвищення рентабельності та скоординованості систем збереження енергії високої потужності також буде відігравати важливу роль у підвищенні надійності постачання електроенергії (European, 2009; Дебарберис, 2010).

З метою реалізації успішного переходу до «розумного» електропостачання оператори передавальних і розподільних мереж повинні розробити стратегії, спрямовані на ефективне вирішення проблем інтерфейсу, що виникатимуть у результаті такого переходу.

Сучасна організаційно-господарська структура електроенергетики з наявністю в ній самостійних підприємств і значної кількості суб'єктів ринку електроенергії актуалізує проблему забезпечення надійності ЄЕСУ в частині визначення меж відповідальності учасників ринку за надійність, правил взаємодії суб'єктів електроенергетики та учасників ринку електроенергії, технічної регламентації, формування й координації управління надійністю системи електропостачання в цілому.

Сьогодні головним фактором, що ініціює усі істотні зміни в підходах до забезпечення надійності, є реальне встановлення в електроенергетиці економічних відносин. Ці відносини передбачають насамперед появу самостійних суб'єктів господарювання, які самі ухвалюють усі рішення та повинні нести всю повноту відповідальності за їх прийняття (рис. 12.2).

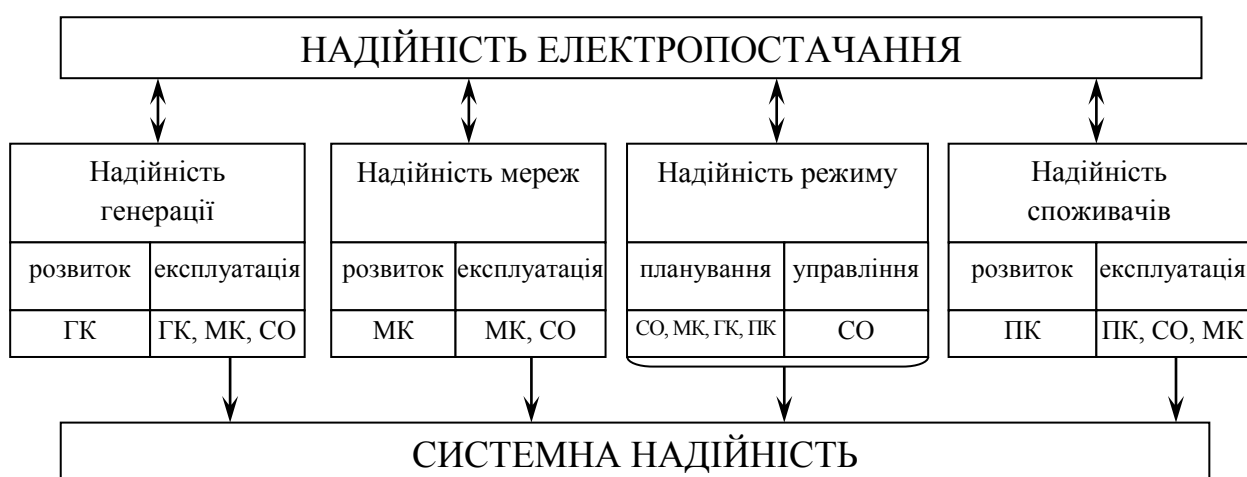


Рисунок 12.2 – Розподіл відповідальності за надійність електропостачання

Відповідальність держави за забезпечення енергетичної безпеки вимагає вироблення чіткої державної політики в електроенергетиці, встановлення відповідальності суб'єктів ринку за надійність, координацію та управління надійністю ЄЕСУ і електропостачанням споживачів, адекватних ринковим відносинам. Взаємна економічна відповідальність суб'єктів господарювання за дотримання залежних від них факторів забезпечення надійності є основою взаємин суб'єктів. Вона повинна опиратися на вимоги нормативно-правових документів, ліцензії та договірні відносини.

Важливим інструментом економічного управління надійністю повинне стати страхування. Насамперед воно повинне застосовуватися для

відшкодування збитків при узгоджених договором умовах, включаючи форс-мажорні обставини, і може використовуватися також для страхування інших ризиків, по суті, як форма диференціювання послуг із забезпечення надійності.

Ефективне ціноутворення в системі страхування надійності може ґрунтуватися на тому, що суб'єкти вибирають, як правило, контракт, який забезпечує нейтральний ризик, що передбачає суму відшкодування, що дорівнює можливим втратам при оптимальному рівні надійності.

Інвестиції є ключовим фактором побудови гнучких, узгоджених і ефективних електричних мереж на основі нових архітектурних схем та інноваційних технічних рішень. Процес інвестування значною мірою є ризиковим через високий рівень дезінтеграції управління енергетичними системами. Разом із тим діюча система управління недостатньо стимулює інвестиції в розвиток електромереж, особливо коли мова йде про будівництво транснаціональних мереж. Оператори мереж не зацікавлені у розвитку всього ринку, а інвестиційні рішення вертикально інтегрованих компаній більше орієнтовані на задоволення потреб постачальників. Більше того, можуть виникнути проблеми з одержанням довгострокового фінансування, оскільки на даний час діюча система регулювання галузі не сприяє стимулюванню інвестицій.

Інвестиційні ризики посилюються внаслідок зростання негативного ставлення місцевих громад та місцевої влади до будівництва нових мереж. Як правило, на одержання дозволу на будівництво електричних установок потрібно набагато більше часу, ніж на саме будівництво (не менше ніж у 3–5 разів) (Дебарберис, 2010). Тому основну увагу державним органам влади необхідно приділити створенню мотиваційного механізму, спрямованого на невідкладну модернізацію як транснаціональної, так і локальних мереж електропостачання.

Організації виробництва, збуту і споживання електроенергії повинні працювати разом над створенням майбутньої електричної системи в Україні. Лише спільними зусиллями можна знайти ефективні рішення важливих завдань, зокрема з розподілу витрат на об'єднання мереж, інвестицій у їх розроблення або формування загальних стандартів і правил експлуатації. Впровадження поновлюваних джерел енергії може бути прискорене, якщо буде створена загальна нормативна база на основі регулювання європейських електричних систем і впроваджені механізми моніторингу в режимі реального часу. З точки зору планування й експлуатації всі наявні технології, включаючи управління попитом, збереження й розподілене генерування, повинні сприяти приведенню загальної енергетичної системи у стійкий стан з метою забезпечення безпечного й безперебійного енергопостачання.

Використання інформаційних технологій у всій електричній системі може кардинально змінити уяву, закладену в основу традиційної системи. Функції управління й генерації електрики можуть бути розподілені по всій енергетичній системі разом із добре погодженими «розумними» приладами і навантаженнями, здатними підлаштовуватися під режими електромереж, тим самим оптимізуючи роботу всієї системи.

І нарешті, необхідно реалізовувати синергію з іншими мережними інфраструктурами: телекомунікаційними, транспортними і докільляям, наприклад, з'єднання ліній електропередачі з інфраструктурами наземного транспорту, такими як залізничні й автомобільні дороги (European, 2008).

Таким чином, в умовах ринкової економіки цільовим завданням ЄЕСУ є підвищення надійності та якості електропостачання споживачів усіх галузей матеріального виробництва і соціальної сфери з адаптацією рівня надійності до запитів споживачів, у тому числі й на міждержавному рівні.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Що таке надійність та якими властивості вона визначається?
2. Що розуміють під надійністю електричної мережі?
3. Яким чином можна виміряти рівень надійності електропостачання?
4. У чому проявляються економічні втрати при перебоях електропостачання?
5. Чому сьогодні проблеми надійності постачання електроенергії набувають першочергового значення?
6. На основі яких економічних показників приймаються рішення щодо модернізації мережі з метою підвищення рівня надійності електропостачання?
7. Наведіть приклади економічних збитків унаслідок зниження рівня надійності електропостачання.
8. Охарактеризуйте основні способи забезпечення надійності електричної мережі.

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. При випробуванні 5 однотипних ламп зареєстрований час напруцювання до відмови становив: $t_1 = 180$ діб, $t_2 = 220$ діб, $t_3 = 350$ діб, $t_4 = 250$ діб, $t_5 = 280$ діб. Визначити середній час безвідмовної роботи, інтенсивність відмов і ймовірність безвідмовної роботи ламп упродовж 3 років.

2. Визначити ймовірність безвідмовної роботи та ймовірність відмови електромагнітного контактора напругою 0,3 кВ для моменту часу $t = 5$ років, якщо інтенсивність відмов становить $\lambda = 0,001 \text{ рік}^{-1}$.

3. Побудувати залежності $P(t)$, $\lambda(t)$ і визначити середній час безвідмовної роботи для електромагнітного реле (невідновлюваного апарата) в інтервалі часу 3000 годин, якщо відомий розподіл відмов r (див. таблицю). Число досліджуваних елементів 1000.

Δt_i , год.	Δn_i , штук	Δt_i , год.	Δn_i , штук	Δt_i , год.	Δn_i , штук
0 – 200	90	1000 – 1200	29	2000 – 2200	25
200 – 400	57	1200 – 1400	27	2200 – 2400	25
400 – 600	37	1400 – 1600	27	2400 – 2600	30
600 – 800	32	1600 – 1800	26	2600 – 2800	45
800 – 1000	29	1800 – 2000	26	2800 – 3000	70

4. Обчислити коефіцієнт готовності та коефіцієнт простою для трансформатора із ВН 35 кВ, для якого інтенсивність відмов $\lambda = 0,04 \text{ рік}^{-1}$, а час відновлення $T_B = 300$ год.

5. Є дані про тривалість відключень споживачів та їх кількість.

Номер перерви у постачанні	Час відновлення після припинення електропостачання, хв (t_i)	Кількість відключених споживачів
1	200	1500
2	2	10000
3	80	3000
4	30	9000
5	100	1000

Обчислити показники надійності обслуговування електроспоживачів $SAIFI$, $SAIDI$ та $CAIDI$, якщо відомо, що загальна кількість споживачів становить 15000.

6. Електропостачання споживача здійснюється по одному колу. У результаті його аварійних відключень середньорічний збиток становить $Z_1 = 7,6$ млн грн. Спорудження другого кола оцінюється в $\Delta K_2 = 55$ млн грн, його експлуатація $\Delta B_{e2} = 1,5$ млн грн/рік, а середній збиток при цьому знижується до $Z_2 = 0,5$ млн грн. Оцінити економічну доцільність цього варіанта підвищення надійності.

7. Визначити чи економічно доцільне автоматичне секціонування на елегазових вимикачах для схеми ділянки 110 кВ, якщо відомо, що у результаті глухого приєднання двох однострансформаторних підстанцій збиток становить 84 тис. грн/рік. Підстанцію обслуговують 4 спостерігачі при середньорічній зарплаті кожного 38 тис. грн. Для реалізації проекту необхідно 4 елегазові вимикачі вартістю 180 тис. грн кожен. У результаті секціонування збиток нівелюється, а для роботи на підстанції достатньо буде 2 спостерігачів.

РОЗДІЛ 13

ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНІ ЗАСОБИ ЇЇ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

- Економічна значущість якості електроенергії та критерії її забезпечення
 - Реактивна потужність як причина зниження якості електроенергії
 - Техніко-економічні наслідки погіршення якості електроенергії
 - Винуватці, джерела та причини погіршення якості електроенергії
 - Техніко-економічні проекти з покращання якості електроенергії

13.1 Економічна значущість якості електроенергії та критерії її забезпечення

Стандартом ISO 9000 поняття «*якість*» визначено як ступінь відповідності сукупності характеристик, що властиві об'єкту, вимогам (Системи, 2012).

Якість електроенергії – це сукупність властивостей електроенергії, що визначають вплив на електрообладнання, прилади та пристрої й оцінюються показниками якості електроенергії (ПЯЕ). На практиці ідеальні ПЯЕ забезпечити технічно неможливо, тому орієнтуються на рівні допустимих відхилень, що нормуються національним стандартом ГОСТ 13109-97. Усі показники якості електроенергії (табл. 13.1) можна розділити на основні та допоміжні (Конюхова, 2002). Крім того, ПЯЕ можуть бути поділені на показники, що характеризують якість частоти, і показники, що характеризують якість напруги.

За джерелом впливу основні ПЯЕ можуть поділятися на три групи.

До першої групи належать *відхилення частоти δf та встановлене відхилення напруги δU_g* . Відхилення частоти регулюється енергосистемою та залежить лише від неї. Окремі ЕП на промислових підприємствах (а тим більше в побуті) не можуть впливати на цей показник, оскільки потужність їх значно менша порівняно із сумарною потужністю генераторів електростанцій енергосистеми. Отже, значення цих параметрів залежать від ЕК.

До другої групи належать ПЯЕ, що характеризують несинусоїдальність форми кривої напруги, несиметрію та коливання напруги. Це відповідно *коефіцієнти викривлення синусоїдальності кривої напруги K_U і n -ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$, коефіцієнти зворотної K_{2U} і нульової K_{0U} послідовностей, розмахи коливань напруги δU_t та доза флікеру P_{st} і P_{lt}* . Джерелами цих викривлень напруги є споживачі електроенергії (електроприймачі).

Таблиця 13.1 – Сутність основних ПЯЕ, причини та наслідки їх відхилення від норми

Показник ЯЕ	Сутність показника	Причини відхилення	Наслідки відхилення показника
1	2	3	4
Відхилення частоти δf , Гц	Відображає різницю між дійсним f і номінальним значеннями частоти $f_{ном}$ змінного струму в СЕП: $\delta f = f - f_{ном}$	Частота змінного струму в електричній системі прямо залежить від частоти обертання генераторів електричних станцій	Техніко-економічний збиток обумовлений зниженням активної потужності та зростанням РП унаслідок зростання електромагнітного впливу. Вважається, що зниження частоти на 1 % збільшує втрати у мережах на 2 %. Істотним є вплив частоти на кількість обертів електродвигунів, а отже, на їх зношення та продуктивність. Економічний збиток обумовлюється недопуском продукції промисловими підприємствами
Відхилення напруги $\delta U_{\text{в}}$, %	Відмінність напруги $U_{\text{в}}$, що встановилася, від її номінального значення $U_{ном}$: $\delta U_{\text{в}} = \frac{U_{\text{в}} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 \%$	Визначається балансом РП, графіком навантаження вузла, спаданням напруги на ділянках мережі, коефіцієнтом трансформації трансформаторів, режимом роботи засобів КРП	Відхилення впливає на вихідні значення ЕП, наприклад, на температуру в електротермічній установці, освітленість, корисну потужність електродвигунів тощо. Додатні відхилення напруги призводять до збільшення втрат потужності (у тому числі і реактивної) в мережах, збільшення продуктивності механізмів з асинхронним приводом та скорочення термінів служби устаткування. Так, у середньому при підвищенні напруги на 1 % РП зростає на 3 % для АД потужністю 20–100 кВт і на 5–7 % для АД меншої потужності. Від’ємні відхилення напруги позначаються на зниженні продуктивності, збільшенні втрат напруги та зниженні втрат потужності, суттєво збільшуються тривалість технологічного процесу, а отже, і собівартість вироб-

Продовження таблиці 13.1

1	2	3	4
			<p>ництва. Знижується термін служби двигунів, оскільки збільшується споживання струму, що призводить до нагріву обмоток. При тривалій роботі на напрузі $0,9U_{ном}$ термін служби двигуна знижується вдвічі. При зменшенні напруги до $0,93-0,95U_{ном}$ освітленість робочого місця знижується на 10–15 %</p>
<p>Коливання напруги:</p> <p>– розмах коливань напруги δU_t;</p> <p>– частота повторення змін напруги $F_{\delta U_t}$;</p> <p>– тривалість зміни напруги $\Delta t_{i, i+1}$;</p> <p>– доза флікеру* P_f (короткочасна P_{st}, та тривала P_{lt})</p>	<p>Різке мінливе відхилення напруги тривалістю від півперіоду до декількох секунд:</p> <p>– різниця між наступними один за одним максимальним U_{max} та мінімальним U_{min} значеннями діючих значень обвідних напруг:</p> $\delta U_t = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} \cdot 100 \% ;$ <p>– кількість одиночних змін напруги за одиницю часу (1/с, 1/хв):</p> $F_{\delta U_t} = m/T,$ <p>де m – кількість змін напруги за час T;</p> <p>– інтервал часу між змінами напруги;</p> <p>– міра сприйнятливості людини до впливу флікеру за встановлений проміжок часу, тоб-</p>	<p>Відбуваються під впливом навантаження на мережу, яке різко змінюється. До джерел коливань напруги належать потужні ЕП з імпульсним, різко змінним характером споживання активної та РП: дугові сталеплавильні печі, рудно-термічні печі, електродвигуни великої потужності, індукційні печі, електроплавильні та ін.</p>	<p>Коливання напруги негативно впливає на зір і продуктивність праці робітників. Також виникає брак або недовиробництво продукції через порушення роботи установок високочастотного нагрівання, руйнування сердечників індукційних плавильних печей, вихід з ладу систем автоматичного управління та синхронних електродвигунів, зниження ККД електродвигунів тощо. Збільшується тривалість технологічного процесу, знижується продуктивність установок і якість продукції, підвищуються питомі втрати електроенергії та зростає собівартість продукції</p>

1	2	3	4
	то інтегральна характеристика коливань напруги, що викликають у людини роздратування, яке накопичується за встановлений період часу, через мерехтіння світлового потоку		
<p>Несинусоїдальність струму та напруги:</p> <p>– коефіцієнт викривлення синусоїдальної форми кривої напруги K_U;</p> <p>– коефіцієнт n-ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$</p>	<p>Викривлення синусоїдальної форми напруги або струму:</p> $K_U = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^n U_{(n)}^2}{U_{(1)}^2}} \cdot 100 \%,$ <p>де n – порядок гармоніки; $U_{(n)}$ – діюче значення n-ї гармоніки, В; $U_{(1)}$ – діюче значення для 1-ї (основної) гармоніки, В;</p> $K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100 \%$	<p>Обумовлена функціонуванням ЕП з нелінійною вольт-амперною характеристикою (дугові сталеплавильні печі, перетворювачі, трансформатори, індукційні печі, люмінесцентні лампи та ін.)</p>	<p>Вищі гармоніки утворюють складові прямої, зворотної і нульової послідовностей. Струми нульової послідовності створюють додаткове підмагнічування сталі в електричних машинах, що призводить до погіршення їх характеристик, додаткового нагрівання статорів АД і магнітопроводів трансформаторів. Вищі гармоніки напруги, підсумовуючись із основною гармонікою, сприяють підвищенню діючого значення напруги на затискачах ЕП. Вищі гармоніки напруги та струму несприятливо впливають на електроустаткування, створюючи додаткові втрати в електричних машинах, трансформаторах і мережах, погіршуючи умови роботи конденсаторних батарей, скорочуючи термін служби ізоляції електричних машин і апаратів, підвищуючи аварійність у кабельних мережах, викли-</p>

*Флікер – суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги.

Продовження таблиці 13.1

1	2	3	4
			каючи збої у роботі систем релейного захисту, автоматики, телемеханіки та зв'язку. При несинусоїдальній напрузі спостерігається нагрівання усіх видів ЕП і, як наслідок, прискорене їх старіння
<p>Несиметрія струмів і напруг:</p> <p>– коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю K_{2U};</p> <p>– коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0U}</p>	<p>Порушення рівності амплітуд фазових напруг (струмів) і/або кута між ними:</p> <p>– відношення напруги зворотної послідовності U_2 до номінальної напруги $U_{ном}$:</p> $K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100 \% ;$ <p>– відношення напруги нульової послідовності U_0 до номінальної фазової напруги $U_{ном.ф}$:</p> $K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном.ф}} \cdot 100 \%$	<p>Основною причиною несиметрії є нерівність навантаження по фазах</p>	<p>Несиметрія напруг викликає значні струми зворотної послідовності I_{2U}, які, накладаючись на струми прямої послідовності, викликають додаткове нагрівання обертових машин, створюючи негативний обертальний момент, знижують швидкість обертання роторів АД, зменшують їх ККД. Це супроводжується збільшенням споживання РП і, як наслідок, зниженням напруги. Внаслідок зниження оборотності електродвигунів виникає брак продукції. Термін служби повністю навантаженого АД, що працює при несиметрії напруги 4 %, скорочується в 2 рази, а при несиметрії напруги 5 % потужність двигуна зменшується на 5–10 %</p>
<p>Провали та короткочасні зникнення напруги U_n:</p>	<p>До провалів напруги відносять раптове зниження напруги у точці електричної мережі нижче $0,9U_{ном}$, за яким відбувається відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня через проміжок часу від десяти-</p>	<p>Провали напруги обумовлені помилками персоналу або дефектами засобів захисту та автоматики. Причиною провалів також може бути коротке замикання через влучання блискавки.</p>	<p>Порушення технології процесу, брак продукції, вихід з ладу блоків живлення та самих ЕП. Збиток може вимірюватися цінністю інформації, яка втрачається, наприклад, унаслідок виходу з ладу серверів</p>

1	2	3	4
<p>– глибина провалів δU_n;</p> <p>– тривалість провалів Δt_n;</p> <p>– частота появи F_n провалів</p>	<p>ти мілісекунд до декількох десятків секунд:</p> <p>– розраховується за формулою</p> $\delta U_n = \frac{U_{ном} - U_{min}}{U_{ном}} \cdot 100 \%,$ <p>де U_{min} – залишкова напруга у точці контролю, В;</p> <p>– різниця між часом відновлення напруги t_k і часом початку провалу t_n:</p> $\Delta t_n = t_k - t_n;$ <p>– розраховується за формулою</p> $F_n = \frac{m(\delta U_n, \Delta t_n)}{M} \cdot 100 \%,$ <p>де $m(\delta U_n, \Delta t_n)$ – число провалів глибиною δU_n і тривалістю Δt_n за певний інтервал часу T; M – сумарне число провалів напруги за час T</p>	<p>Тривалість провалу визначається сукупністю часу, протягом якого спрацьовують засоби захисту та автоматики</p>	
<p>Тимчасова перенапруга:</p>	<p>Підвищення напруги у точці електричної мережі вище $1,1 U_{ном}$ тривалістю більше 10 мс, що виникає в системах електропостачання при кому-</p>	<p>Причинами появи короткочасних перенапруг є комутації ЛЕП, конденсаторних батарей або трансформаторів</p>	<p>Небезпеку становлять тривалі перенапруги (див. коливання та відхилення напруги)</p>

Продовження таблиці 13.1

1	2	3	4
<p>– коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{nep U}$;</p> <p>– тривалість тимчасової перенапруги Δt_{nepU}</p>	<p>таціях або коротких замиканнях. Виділяють короточасні, тривалі (періодичні) та імпульсні (аперіодичні) тимчасові перенапруги:</p> <p>– розраховується за формулою</p> $K_{nep U} = \frac{U_{\max a}}{\sqrt{2}U_{ном}}$ <p>де $U_{\max a}$ – амплітудне значення напруги основної частоти за час існування тимчасової перенапруги, В;</p> <p>– розраховується за формулою:</p> $\Delta t_{nepU} = t_{з.nep} - t_{н.nep},$ <p>де $t_{з.nep}$ і $t_{н.nep}$ – моменти часу, що відповідають початку й закінченню перенапруги</p>		
Імпульсна напруга $U_{имп}$	Це різка зміна напруги у точці електричної мережі, що триває 10–15 мкс (грозвий імпульс) або 10–15 мс (комутаційний імпульс)	Імпульсні напруги викликаються перехідними процесами при комутаціях у СЕП, а також грозивими явищами	Імпульсна напруга є небезпечною для ізоляції ліній та електрообладнання

Джерела: ГОСТ, 1999; Управление, 2006; Герлига, 2011; Жовнір, 2008; Конюхова, 2002; Самойлов, 2002.

До третьої групи належать ПЯЕ, що характеризують випадкові електромагнітні явища й електротехнологічні процеси в СЕП. Вони охоплюють провали напруги U_n , перенапругу $K_{перU}$ та імпульсну напругу $U_{имп}$. У більшості випадків вони виникають у результаті комутацій або розрядів блискавки в ЛЕП (Управление, 2006).

ПЯЕ перших двох груп нормуються Державним стандартом, і на них встановлено два припустимі рівні: нормальний і граничний (табл. 13.2). ПЯЕ третьої групи не можуть нормуватися, оскільки є випадковими величинами, однак статистична інформація про них має велике значення для нормальної експлуатації СЕП.

Таблиця 13.2 – Встановлені ГОСТ 13109-97 норми ПЯЕ (ГОСТ, 1999)

Показник ЯЕ, одиниця вимірювання	Норма ЯЕ		Межі припустимих похибок вимірювання ПЯЕ	
	нормально припустимі	гранично припустимі	абсолютні	відносні
Відхилення напруги δU_v , %	±5	±10	±0,5	–
Розмах коливань напруги δU_t , %	–		–	±8
Доза флікеру, відн. од.: короткочасна P_{st} та тривала P_{lt}	– –	1,38; 1,0 1,0; 0,74	– –	±5 ±5
Коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги K_U , %			–	±10
Коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$, %			±0,05 (при $K_{U(n)} < 1,0$)	±5 (при $K_{U(n)} \geq 1,0$)
Коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю K_{2U} , %	2	4	±0,3	–
Коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0U} , %	2	4	±0,5	–
Відхилення частоти δf , Гц	±0,2	±0,4	±0,03	–
Тривалість провалу напруги Δt_n , с	–	30	±10	–
Імпульсна напруга $U_{имп}$, кВ	–	–	–	±10
Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$, відн. од.	–	–	–	±10

Приклад 1

Визначимо, на скільки відсотків зросте реактивна потужність для АД (50 кВт) та втрати в мережі, якщо відомо, що зниження частоти від номіна-

льного значення становило 3 %, а відхилення напруги +1,5 %.

Відомо, що зростання напруги на 1% для АД потужністю 20–100 кВт призводить до зростання РП на 3 %, тоді

$$\Delta PП = 1,5 \cdot 3 = 4,5 \%,$$

а зниження частоти на 1% призведе до зростання втрат на:

$$\Delta B = 3 \cdot 2 = 6 \%.$$

Погіршення ЯЕ зумовлене технологічними процесами її виробництва, передачі, розподілу і споживання. Останніми роками проблеми забезпечення ЯЕ набувають особливої актуальності у зв'язку з тим, що ЯЕ безпосередньо впливає на економічність і тривалість експлуатації будь-яких сучасних електроприладів у різних галузях економіки. Найбільшого ефекту досягають споживачі при оптимальних параметрах ЯЕ, які визначаються відповідними економіко-математичними розрахунками. Практика показує, що при ПЯЕ, які знаходяться в допустимих межах, має місце висока ефективність роботи електрообладнання. Якщо показники виходять за межі допустимих значень, то у споживачів виникає збиток, величина якого залежить від значущості виходу одного або групи показників за допустимі межі та тривалості такого відхилення. Залежно від величини збитків вирішують питання про доцільність застосування додаткових пристроїв (устаткування) для покращання ЯЕ як на рівні споживача, так і на рівні постачальника залежно від того, які саме ПЯЕ не відповідають нормі і хто є винуватцем погіршення (Бурбело, 2008).

Для України як одного з найбільших постачальників електроенергії у Східній Європі проблема невідповідності ЯЕ стандартам ЄС має пріоритетне значення. Сьогодні зарубіжні споживачі не мають бажання «засмічувати» свої мережі неякісною електроенергією. Тому національна економіка через погіршення ЯЕ може зазнати чималих економічних втрат у вигляді пені енергопостачальним компаніям та у зв'язку з розірванням контрактів на постачання електроенергії до країн ЄС.

Подробиці

Якщо в командно-адміністративній економіці цілком припустимим вважалося переривання електропостачання не більш ніж 2–3 рази на рік, то в умовах ринкової економіки це є неприйнятним. Збурювання з боку джерел живлення, навіть унаслідок короткочасних провалів напруги (тривалістю до 0,1–0,2 с) вже призводить до зривів технологічних процесів (Чугунов, 2010).

Згідно з дослідженням, проведеним EPRI (Electric Power Research Institute, США), щорічні збитки від зниження ЯЕ становлять 15–24 млрд дол. США. Дослідження, проведені СЕА (Canadian Electrical Association, Канада) показали, що у Канаді збитки від провалів і раптового підвищення, імпульсів

напруги та гармонік становлять 1,2 млрд дол. США щорічно, тоді як у колишньому СРСР – близько 10 млрд дол. США (Сапрыка, 2006).

У цілому зниження ЯЕ може призвести до техніко-економічних збитків, пов'язаних зі: збільшенням втрат активної потужності та електроенергії; скороченням терміну служби електрообладнання і передчасним виходом його з ладу; збільшенням капітальних вкладень у СЕП; негативним впливом на довкілля та здоров'я людини; порушенням технологічного процесу виробництва у енергоспоживачів, що призводить до зниження якості виробленої продукції та збільшення енерговитрат на її виробництво, та ін.

Залежно від конкретної системи усунення описаних вище проблем, пов'язаних з погіршенням ПЯЕ, можна заощадити 10–40 % енергії залежно від ступеня прояву кожного з негативних факторів.

13.2 Реактивна потужність як причина зниження якості електроенергії

За наявності у колі індуктивностей або ємностей енергія ними не споживається, а накопичується у магнітному (для індуктивностей) або електричному (для ємностей) полі й повертається до джерела. Таким чином, індуктивності та ємності є реактивним навантаженням. Найбільшу кількість РЕ споживають електродвигуни при неповному навантаженні, електрозварювальні апарати, індукційні й дугові печі, силові випрямлячі.

Реактивна потужність знижує ЯЕ, погіршує передавальну здатність ліній живлення, призводить до додаткових втрат і перегріву проводів, до необхідності невиправданого збільшення потужності трансформаторів і перетину проводів і кабелів, перекосів, провалів та стрибків напруги в електромережі. Крім того, ще однією важливою проблемою для споживача, викликаною РП, є необхідність оплачувати її споживання із власної кишені.

Подобиці

За оцінками експертів, частка електроенергії у вартості різних видів продукції в Україні становить від 15 до 40 %. Тому економія електроенергії в межах навіть одиниць відсотків вивільняє для споживача досить істотні фінансові кошти й дозволяє значно зменшити собівартість виробленої продукції. Це досить вагомий аргумент для того, щоб у рамках будь-якого підприємства із установленими потужностями понад 100 кВА з усією серйозністю підійти до аналізу й аудиту енергоспоживання та вироблення методики КРП (Шапошников, 2010).

Електричні установки змінного струму, до складу яких входять такі ЕП, як трансформатори, електродвигуни, електрозварювальні апарати, силова

електроніка і т. д., і особливо ЕП, у яких є зрушення фаз між струмом і напругою (рис. 13.1), споживають електроенергію, що називається «повною енергією» (E_{app}).

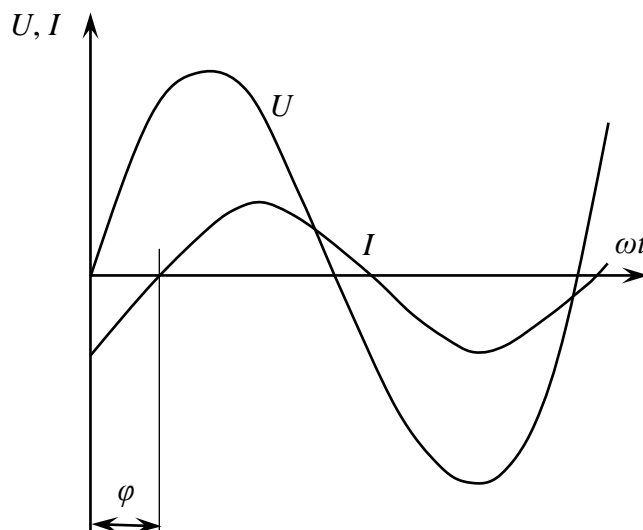


Рисунок 13.1 – Зрушення фаз між струмом і напругою (кут φ)

Ця енергія вимірюється у кіловольт-ампер-годинах (кВА·год). Їй відповідає повна потужність S (кВА). Ця енергія може бути представлена у вигляді двох складових (рис. 13.2):

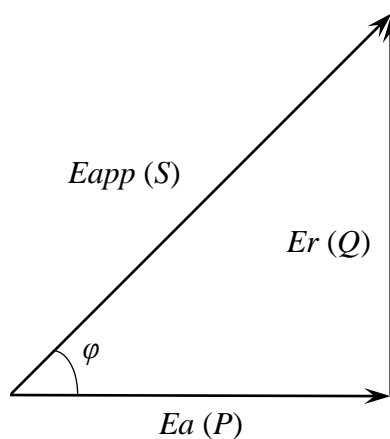


Рисунок 13.2 – Складові повної енергії

- активної енергії E_a , яка вимірюється у кіловат-годинах (кВт·год). Вона перетворюється ЕП в механічну роботу і тепло. Активній енергії відповідає активна потужність P (кВт);

- реактивної енергії E_r , яка вимірюється у кіловат-годинах (кВАр·год). Вона витрачається на створення магнітних полів в обмотках електродвигунів і трансформаторів. Реактивній енергії відповідає реактивна потужність Q (кВАр).

Повна потужність визначається за формулою

$$S = \sqrt{(P)^2 + (Q)^2} . \quad (13.1)$$

Коефіцієнт потужності (або $\cos \varphi$) електричного пристрою дорівнює відношенню активної потужності до повної потужності і набуває значень від 0 до 1:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} . \quad (13.2)$$

Таким чином, за допомогою коефіцієнта потужності можна визначити кількість РЕ, що споживається електричними пристроями:

- якщо коефіцієнт потужності дорівнює 1, то РЕ, що споживається пристроєм, дорівнює нулю (чисто активне навантаження);
- якщо коефіцієнт потужності менший від 1, то РЕ, що споживається пристроєм, не дорівнює нулю, причому чим нижчий коефіцієнт, тим більше споживається РЕ. Для чисто індуктивного навантаження коефіцієнт потужності дорівнює 0.

Лічильники електроенергії можуть визначати обсяг споживання активної й реактивної енергії, тому постачальники електроенергії, виставляючи споживачам рахунки за електрику, використовують не $\cos \varphi$, а $\operatorname{tg} \varphi$:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} . \quad (13.3)$$

На відміну від $\cos \varphi$ чим менший $\operatorname{tg} \varphi$, тим менше споживання РЕ. Співвідношення між $\cos \varphi$ і $\operatorname{tg} \varphi$ виражається таким рівнянням:

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + (\operatorname{tg} \varphi)^2}} . \quad (13.4)$$

Якщо $\cos \varphi \approx 1$, то робота електроустановки є оптимальною, що забезпечує такі переваги: безкоштовне одержання РЕ споживачем; зменшення кількості спожитої енергії, кВА; зменшення активних втрат у кабелях завдяки зниженню струму, що споживається електроустановкою; підвищення стабільності напруги для споживача; зниження втрат електроенергії у силовому трансформаторі.

Для окремих цехів, підключених до однієї й тієї самої мережі електроживлення, коефіцієнт потужності може бути різним. Це залежить від типу електроустановок, що використовуються, і режиму їх роботи (табл. 13.3) (Обеспечение, 2009).

Таблиця 13.3 – Коефіцієнти потужності основних ЕП (Обеспечение, 2009)

Приймач		$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Стандартні АД при навантаженні:	0 %	0,17	5,80
	25 %	0,55	1,52
	50 %	0,73	0,94
	75 %	0,80	0,75
	100 %	0,85	0,62
Лампи розжарювання		≈ 1	≈ 0
Люмінесцентні лампи		$\approx 0,5$	$\approx 1,73$
Газорозрядні лампи		0,4 – 0,6	$\approx 2,29 - 1,33$
Печі опору		≈ 1	≈ 0
Індукційні печі (з компенсацією)		$\approx 0,85$	$\approx 0,62$
Установки діелектричного нагрівання		$\approx 0,85$	$\approx 0,62$
Апарати контактного електрозварювання		0,8 – 0,9	0,75 – 0,48
Однофазні апарати дугового зварювання статичною дугою		$\approx 0,5$	$\approx 1,73$
Апарати дугового зварювання обертовою дугою		0,7 – 0,9	1,02 – 0,48
Трансформатори й випрямлячі для дугового зварювання		0,7 – 0,8	1,02 – 0,75
Дугові печі		0,8	0,75
Тиристорні силові випрямлячі		0,4 – 0,8	2,25 – 0,75

Коефіцієнт потужності електроустановки можна підвищити, якщо установити у колі додаткове джерело РЕ, що компенсує РЕ основного навантаження. Джерелами РЕ можуть бути різні пристрої, але найпоширенішими є фазокомпенсатори й шунтувальні конденсатори (паралельно підключені) або послідовно підключені конденсатори в ЛЕП. Найчастіше застосовуються конденсатори, оскільки вони не споживають активної енергії, мають низьку вартість, прості в експлуатації, мають тривалий термін дії.

13.3 Техніко-економічні наслідки погіршення якості електроенергії

Розглянуті вище техніко-економічні наслідки відхилення ПЯЕ від норми на підприємствах мають місце й у побуті: вони дуже часто призводять до виходу з ладу побутової техніки. Наприклад, добова зміна напруги мережі від 200 до 240 В, що сьогодні є звичайним явищем, може вивести з ладу мікрохвильову піч, яка має обмеження за максимальною напругою (як правило, 230 В) (Заец, 2005). А зменшення напруги нижче норми для холодильника може призвести до того, що двигуну не вистачить пускового моменту і його обмотка згорить. Обрив нейтралі на підстанції може збіль-

шити напругу в мережі до 380 В, яку не витримає жодна побутова техніка (Абрамов, 2004).

Подробиці

Унаслідок перепадів напруги у фізичної особи вийшли з ладу кольоровий телевізор, музичний центр, системний блок і радіотелефон. Це змусило постраждалого звернутися до суду. Рішенням суду ухвалено стягнути з ЕК всю суму збитку.

Енергопостачальна компанія звернулася до суду з апеляційною скаргою з метою перекласти відповідальність на житлову контору. Апеляційна скарга була відхилена, а рішення суду першої інстанції визнано правильним, оскільки за законом обов'язок забезпечувати належний технічний стан і безпеку енергетичних мереж, а також приладів обліку споживання енергії покладається на ЕК, якщо інше не встановлене законодавчими актами. Відповідно до Цивільного кодексу енергопостачальна компанія, що неналежно виконала зобов'язання за договором енергопостачання, зобов'язана відшкодувати заподіяний нею реальний збиток.

Погіршення ЯЕ призводить до збитків, які мають місце як у споживачів, так і у постачальників електроенергії. Під збитком, викликаним погіршенням ЯЕ, розуміють усі види негативних наслідків, що виникають у роботі СЕП, споживачів і ЕП. Розрізняють три види збитку: технічний, технологічний і економічний.

З позиції споживача:

1) *технічний збиток* обумовлений:

- перегрівом обертових машин, прискореним старінням ізоляції, скороченням терміну служби (у деяких випадках виходом з ладу) електроустаткування;
- зростанням споживання електроенергії й необхідної потужності електроустаткування;
- збоєм у роботі електронних систем управління, обчислювальної техніки та специфічного устаткування;
- перешкодами в теле- і радіоапаратурі, помилковою роботою рентгенівського устаткування;

2) *технологічний збиток* пов'язаний з порушенням технології виробництва і викликаний недовиробництвом та браком продукції, простоями устаткування, псуванням технологічного обладнання;

3) *економічний збиток* – технічний і технологічний збитки, виражені у грошовій формі. Найбільший вплив відхилення ПЯЕ від норми здійснює на такі економічні характеристики:

- зниження обсягу продажів унаслідок зменшення кількості продукції, що випускається, погіршення її якості;

- збиток від перевитрати електроенергії;
- збиток від зменшення терміну служби струмоприймачів і електроустаткування;
- зниження продуктивності устаткування.

З позиції постачальника електроенергії:

1) *технічний збиток* обумовлений порушенням роботи й неправильним спрацьовуванням пристроїв релейного захисту та автоматики; зниженням ефективності процесів генерації, передачі і споживання електроенергії за рахунок збільшення втрат в елементах мережі; збільшенням втрат в усіх елементах електричної мережі;

2) *технологічний збиток* викликаний відхиленнями режимів роботи електроустаткування та похибками вимірювальних приладів;

3) *економічний збиток* обумовлений додатковими витратами на потреби підстанцій та втратами електроенергії, параметри якої не відповідають нормативам, і яку у зв'язку з цим абонент має право не оплачувати.

13.4 Винуватці, джерела та причини погіршення якості електроенергії

Основну відповідальність за якість електроенергії повинні нести ЕК як організатори енергопостачання. Сьогодні, користуючись тим, що в ГОСТ 13109-97 не зазначена кількість провалів напруги упродовж року, вони не завжди здійснюють необхідний контроль та не приділяють увагу належному стану й обслуговуванню свого електрогосподарства. З іншого боку, часто винуватцем погіршення ПЯЕ може виступати і споживач, широко використовуючи потужні вентиляльні перетворювачі, дугові сталеплавильні печі, зварювальні установки, які при всій своїй економічності й технологічній ефективності впливають на ЯЕ. У табл. 13.4 наведені суб'єкти ринку, від діяльності яких в основному залежить якість електроенергії. Проаналізуємо більш докладно вплив суб'єктів ринку електроенергії на показники її якості.

Енергопостачальні організації. Основною причиною низької ЯЕ тут є зношування розподільних мереж. За даними Міністерства енергетики України зношування розподільного комплексу досягає близько 66 % (Енергетика, 2005; Концерн, 2013). Підстанційне устаткування зношене на 70 %, ЛЕП – на 40 % (Жорняк, 2010). Причому помітна тенденція: чим нижче напруга мереж, тим більшою мірою вони зношені. Стабільне зростання електроспоживання та жорсткість режимів використання електроенергії обумовлюють необхідність термінової модернізації існуючих електричних мереж.

Причинами аварійних ситуацій є також застаріле обладнання, ненадійна робота самого устаткування через технічні відмови та некоректна

робота обслуговуючого персоналу (Жорняк, 2010). Халатне відношення ЕК до свого електрогосподарства в сукупності спричиняє погіршення ПЯЕ. З метою виведення людського фактора за контур дії СЕП необхідно підвищувати рівень автоматизації генеруючих і розподільних систем.

Таблиця 13.4 – Найбільш імовірні винуватці погіршення ЯЕ (Герлига, 2011; Жорняк, 2010)

Властивості електричної енергії	Показник ЯЕ	Найбільш імовірні винуватці погіршення ЯЕ
Відхилення напруги	Відхилення напруги δU_{ϕ}	СО, МК
Коливання напруги	Розмах коливань напруги δU_t Доза флікеру P_t	Споживач із різко змінним навантаженням
Несинусоїдальність напруги	Коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги K_U Коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$	Споживач із нелінійним навантаженням, МК
Несиметрія трифазної системи напруг	Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U}	Споживач із несиметричним навантаженням, МК
Відхилення частоти	Відхилення частоти δf	СО, генеруючі компанії
Провал напруги	Тривалість провалу напруги Δt_n	МК
Імпульс напруги	Імпульсна напруга U_{imn}	МК
Тимчасова перенапруга	Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$	МК

Споживачі електроенергії. Споживач може бути джерелом викривлень за декількома ПЯЕ, при цьому кількість і місце розташування таких споживачів у системі електроспоживання, як правило, відомі дуже приблизно, а рівень внесених ними перешкод практично невідомий. Коливання напруги, несиметрія і несинусоїдальність напруги викликаються в основному роботою окремих потужних ЕП на промислових підприємствах, і лише величина цих ПЯЕ залежить від потужності живильної енергосистеми в розглянутій точці підключення споживача. Деякі ЕП вносять викривлення в режими роботи, що встановилися (табл. 13.5), а інші – лише в пускові та регулюючі режими (табл. 13.6) (Управление, 2006). Таким чином, відповідальність за погіршення ЯЕ може нести як постачальник, так і споживач. Питання виявлення деструкторів, що зумовлюють появу несиметрії напруг і струмів, оцінювання їх впливу на збільшення втрат в елект-

ричних мережах, а також впливу на технічні і економічні показники генераторів і електротехнічні установки споживачів є надзвичайно актуальним завданням.

Таблиця 13.5 – Промислові джерела викривлень напруги, які створюють переешкоди в режимах, що встановилися (Управление, 2006)

Споживач	ПЯЕ
Виробництво хімічного волокна, целюлозно-паперова промисловість	Відхилення напруги
Машинобудівні підприємства з потужними зварювальними установками	Відхилення, коливання, несиметрія напруги
Підприємства чорної металургії з дуговими сталеплавильними печами	Відхилення, коливання, несинусоїдальність, несиметрія напруги
Підприємства кольорової металургії (електроліз)	Відхилення, коливання, несинусоїдальність напруги
Підприємства з потужними однофазними ЕП	Відхилення, несиметрія напруги
Тягові підстанції електрифікованого залізничного транспорту	Відхилення, несинусоїдальність, несиметрія напруги

Таблиця 13.6 – Промислові джерела викривлень напруги, що створюють переешкоди при пускових режимах або при регулюванні (Управление, 2006)

Електроприймач	Режим роботи
<i>Несинусоїдальність напруги (вищі гармоніки)</i>	
Електродвигуни змінного струму з регульованою швидкістю	Пуск, гальмування
Печі опору (до 40 кВт)	Тиристорне управління
Прилади освітлення	Включення, тиристорне управління
<i>Колівання напруги</i>	
Печі опору (до 2 МВт)	Включення, тиристорне управління
Перетворювачі	Рекуперативне гальмування
<i>Тимчасові перенапруги</i>	
Трансформатори	Включення і відключення
Перетворювачі	Рекуперативне гальмування

Деякі фахівці пропонують ввести коефіцієнт впливу споживача на викривлення напруги, який визначається відношенням розрахункової допустимої провідності навантаження споживача до фактичної провідності його навантаження (Висящев, 2002). Коефіцієнт впливу споживача на викривлення напруги залежить від допустимого значення напруги викривлення, параметрів навантаження споживача (струму викривлення, провідності, однаковості фазових кутів). За значенням коефіцієнта впливу споживача на викривлення напруги можна адекватно визначити вплив кожного із

споживачів на електричну мережу і побудувати систему стимулювання. Якщо коефіцієнт впливу споживача на викривлення напруги більший від одиниці, то споживач вважається винним у викривленні напруги, на нього накладаються штрафні санкції у вигляді надбавки до тарифу. Якщо коефіцієнт впливу споживача на викривлення напруги менший від одиниці, то споживач вважається постраждалим від викривлень напруги, які вносяться іншими споживачами, і він отримує компенсацію у вигляді знижки до тарифу на електричну енергію.

На сьогодні розроблено методику визначення винуватців викривлення напруги у вузлі електричної мережі за напрямом потужності зворотної послідовності. Якщо потужність зворотної послідовності, як і потужність прямої послідовності, має напрям від джерела до споживача, то причина несиметрії в СЕП, а якщо потужність зворотної послідовності направлена від споживача, то причина несиметрії зумовлена його несиметричним навантаженням (Качество, 2006).

При укладанні договору з ЕК необхідно виділити підрозділ про поділ взаємної відповідальності за ЯЕ між постачальниками та споживачами. Договорами на електропостачання повинно встановлюватися безумовне зобов'язання ЕК підтримувати на межі балансової належності електромережі значення ПЯЕ відповідно до норм ДСТУ 13109-97.

Згідно із Законом України «Про електроенергетику» постачальник несе відповідальність у розмірі 25 % від вартості електроенергії, параметри якості якої не відповідають умовам договору. Крім того, споживач має право відмовитися від оплати неякісної електроенергії, відпущеної ЕК. Але тут виникає питання альтернативи. Отже, на всі ПЯЕ, кількісне значення норм на які є у ДСТУ, договірно може запускатися механізм штрафних санкцій (Ш):

$$Ш = k_{ш} \cdot T_c \cdot E, \quad (13.5)$$

де $k_{ш}$ – коефіцієнт штрафу; T_c – середній тариф поставленої електроенергії певному споживачу; E – обсяг електроенергії низької якості.

Приклад 2

Визначимо розмір штрафу для ЕК, яка при постачанні електроенергії для металургійного підприємства перевищила максимально допустимі значення відхилення напруги. Відомо, що кількість поставленої у поточному місяці електроенергії погіршеної якості з вини компанії становила 50 тис. кВт·год за тарифом 0,68 грн/кВт·год. Коефіцієнт штрафу – 0,25.

Отже, розмір штрафу становитиме, грн:

$$Ш = k_{ш} \cdot T_c \cdot E = 0,25 \cdot 0,68 \cdot 50000 = 8500.$$

З іншого боку, у договорі можна передбачити, що у випадках, коли технічно буде встановлено, що погіршення ПЯЕ відбулося з вини абонента та призвело до порушення нормального функціонування електроустановок ЕК, вона має право припинити постачання електричної енергії (повністю або частково) після завчасного попередження абонента.

Забезпечувати захист прав споживачів електроенергії й контроль над дотриманням ліцензіатами умов і правил підприємницької діяльності зобов'язана регулююча комісія. У багатьох країнах економічне регулювання розподільних компаній залишається в основному ціновим, при цьому питанням якості не приділяється належної уваги. З іншого боку, технічні стандарти і правила щодо якості послуг недостатньо враховують принципи економічності й ефективності витрат.

13.5 Техніко-економічні проекти з покращання якості електроенергії

Компенсація реактивної потужності (КРП). Одним з найефективніших економічних напрямів у галузі енергозбереження є КРП. Завдяки сучасній технічній базі, інноваційним рішенням, досить низьким капіталовкладенням і порівняно невеликим строкам окупності останніми десятиліттями він отримав найсильніший поштовх у розвитку (Шапошников, 2010). Компенсація РП полягає у формуванні додаткового навантаження протилежного характеру (ємнісного для активно-індуктивного навантаження та індуктивного для активно-ємнісного навантаження) для лінійних навантажень, а також активної фільтрації гармонік – для нелінійних навантажень. Це забезпечує коригування коефіцієнта потужності і його підвищення аж до 0,99 (Описание, 2010).

Розглянемо випадки, коли індуктивному реактивному навантаженню, яке створюється електроспоживачами, можна протидіяти за допомогою ємнісного навантаження, підключаючи точно розрахований конденсатор. Це й називається коригуванням коефіцієнта потужності або КРП.

Для розрахунків РП (Q_k), яку буде компенсувати установка, необхідно знати величину активної потужності P і $\operatorname{tg} \varphi$. Ці параметри вимірюються на виході вторинної обмотки трансформатора:

$$Q_k = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{вимірний}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{необхідний}}). \quad (13.6)$$

Приклад 3

Нехай є електроустановка, електроживлення якої здійснюється від знижувальної підстанції (ВН/НН). Необхідно змінити коефіцієнт потужності електроустановки до значення $\cos \varphi = 0,943$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,35$) на вторинній

обмотці з такими параметрами: живлення – 320 В, 3 фази, 50 Гц, $P = 500$ кВт, $\cos \varphi$ (вторинної обмотки) = 0,743 (або $\tan \varphi = 0,9$).

Тоді за формулою (13.6):

$$Q_k = 500 \cdot (0,9 - 0,35) = 275 \text{ кВАр.}$$

Залежно від підключення конденсатора або конденсаторної установки (КУ) можливі такі види компенсації:

1) *індивідуальна, або постійна, компенсація*, при якій індуктивна РП компенсується безпосередньо в місці її виникнення, що веде до розвантаження кабелів (рис. 13.3). Це найбільш витратне рішення, що обумовлюється більшою кількістю установок та неможливістю зміни потужності батарей конденсаторів.

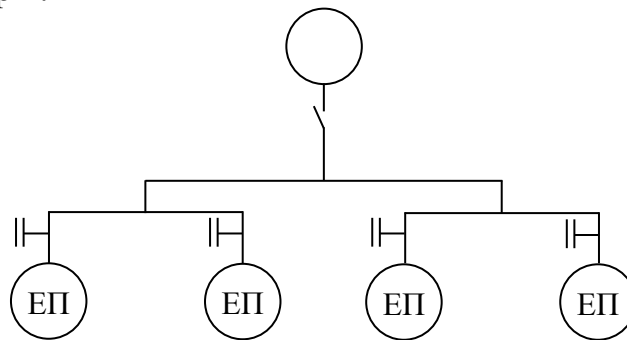


Рисунок 13.3 – Схема індивідуальної компенсації

Перевагами індивідуальної компенсації є зниження плати за надлишкове споживання РЕ і технічна ефективність рішення, оскільки РЕ генерується в тому самому місці, де і споживається. Таким чином, джоулеві втрати (RI^2) знижуються в усіх лініях та зменшуються перетини усіх кабелів, що сприяє зменшенню втрат у кабелях;

2) *посекційна компенсація*, при якій аналогічно індивідуальній компенсації для декількох одночасно працюючих споживачів (для груп електродвигунів, трансформаторів, розрядних ламп та ін.) підключається загальний постійний конденсатор (рис. 13.4). Тут також розвантажується лінія, що підходить лише до точки розподілу на окремі групи ЕП. Дане рішення, як правило, застосовується у великих промислових електричних мережах.

Перевагами посекційної компенсації є:

- зниження плати за надлишкове споживання РП;
- зниження необхідної повної потужності, на якій, як правило, ґрунтується постійна плата за електроенергію;
- можливість зменшення перетинів кабелів, що живлять локальні розподільні щити, або використання таких кабелів без зменшення перетинів для забезпечення додаткової пропускну здатності на випадок підви-

щення навантаження;

- зниження навантаження силового трансформатора, який може прийняти додаткове навантаження;
- зниження втрат у кабелях;

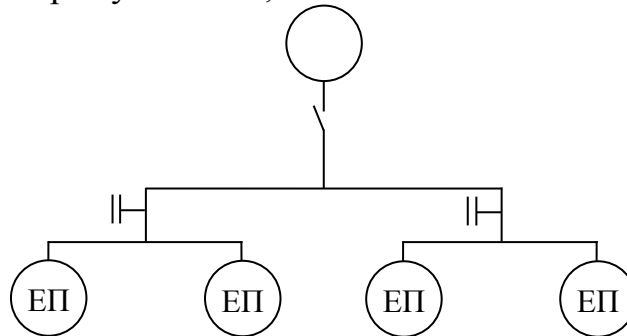


Рисунок 13.4 – Схема посекуційної компенсації

3) *централізована компенсація*, при якій певна кількість конденсаторів підключається до головної або групової розподільної шафи (рис. 13.5). Таку компенсацію, як правило, застосовують у великих електричних системах зі змінним навантаженням, де не прийнятні постійно увімкнені батареї конденсаторів, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. На відміну від індивідуальної і групової компенсації цей спосіб має найкраще співвідношення «якість компенсації / ціна», оскільки при найменших фінансових витратах забезпечує максимальну ефективність компенсації. При такій компенсаційній схемі втрати в кабелях (RI^2) не знижуються.

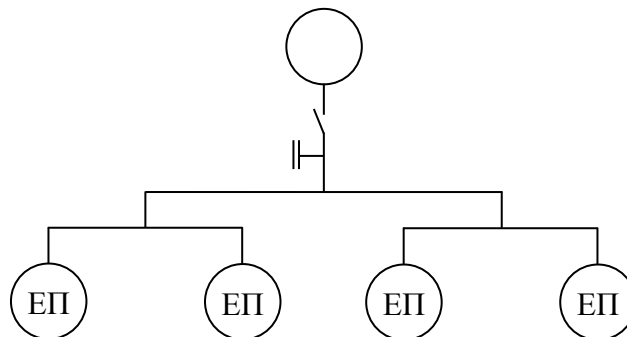


Рисунок 13.5 – Схема централізованої компенсації

До переваг централізованої компенсації належать: відсутність плати за споживання РЕ; економічність рішення, оскільки компенсація здійснюється в одній точці шляхом зміни кількості підключених конденсаторів; зниження навантаження на трансформатор;

- 4) *конденсаторні установки постійної ємності*. Вироблена КУ РЕ

постійна. Вона не залежить від зміни коефіцієнта потужності й навантаження ЕП і від кількості РЕ, яка споживається електроустановкою (рис. 13.6). КУ такого типу застосовуються в електроустановках, що працюють цілодобово з постійним навантаженням; для КРП трансформаторів у режимі холостого ходу; для КРП окремих електродвигунів.

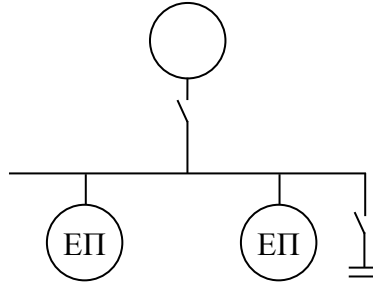


Рисунок 13.6 – Застосування КУ постійної ємності

Подробиці

Установка однофазних німецьких конденсаторів сумарною потужністю 37 тис. кВАр у кожному з 114 тис. домогосподарств одного з районів столиці Перу м. Ліми підвищила середньозважений $\cos \varphi$ розподільної мережі з 0,84 до 0,93, що дозволило щорічно заощаджувати приблизно 280 кВт·год на кожний встановлений кВАр РП, або близько 19,3 МВт·год на рік.

У м. Джайпур (Індія) ЕК на базі тих самих німецьких конденсаторів, але іншої серії, здійснено КРП у повітряних ЛЕП 0,4 кВ. У результаті значення $\cos \varphi$ підвищилося до 0,95, а загальні втрати знизилися до 13 % (Шапошников, 2010).

Зниження втрат напруги. Втрати напруги ΔU на ділянці електричної мережі визначаються так:

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{\text{ном}}, \quad (13.7)$$

де P – активна потужність, кВт; Q – РП, кВАр; R і X – відповідно активний і реактивний опори ЛЕП, Ом; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, В.

Активні й реактивні опори практично постійні, а активна й реактивна потужності змінні, причому характер цих змін може бути різним:

- при повільній зміні навантаження відповідно до її графіка – *відхилення напруги*;
- при різко змінному характері навантаження – *коливання напруги*;
- при несиметричному розподілі навантаження за фазами електричної мережі – *несиметрія напруг у трифазній системі*;
- при нелінійному навантаженні – *несинусоїдальність форми кривої напруги* (Ланцов, 2014).

Зниження втрат напруги (ΔU) досягається:

1) вибором перетину провідників ЛЕП ($\equiv R$) за припустимою втратою напруги;

2) застосуванням поздовжньої ємнісної компенсації реактивного опору лінії (X). Однак це призводить до підвищення струмів короткого замикання при $X \rightarrow 0$. Завдяки послідовному включенню конденсаторів K (поздовжня ємнісна компенсація) втрати напруги в лінії визначаються за формулою

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_k)}{U_{ном}} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (13.8)$$

де X_k – частина індуктивного опору, що компенсується конденсаторами, Ом; ΔU_a – частина напруги, що відповідає активній потужності, В; ΔU_p – зниження втрат напруги за рахунок компенсації реактивної потужності, В.

Таким чином, послідовно включені конденсатори компенсують частину індуктивного опору лінії, тим самим зменшується ΔU_p у лінії і створюється певна додаткова напруга в мережі, що залежить від навантаження.

Послідовне включення конденсаторів доцільне лише при значній РП навантаження при коефіцієнті РП $\text{tg } \varphi > 0,75-1,0$. Якщо цей коефіцієнт близький до нуля, втрати напруги у лінії визначаються в основному активним опором і активною потужністю. У цих випадках компенсація індуктивного опору недоцільна.

Послідовне включення конденсаторів досить ефективно при різких коливаннях навантаження, оскільки регулюючий ефект конденсаторів (величина додаткової напруги) пропорційний струму навантаження й автоматично змінюється практично безінерційно. Тому послідовне включення конденсаторів необхідно застосовувати у повітряних лініях напругою 35 кВ і нижче, що живлять різко змінне навантаження з відносно низьким коефіцієнтом потужності. Їх використовують також у промислових мережах із різко змінними навантаженнями (Конюхова, 2002);

3) компенсацією РП (Q) для зниження її передачі електромережами за допомогою КУ і синхронних електродвигунів, що працюють у режимі перезбудження. Регульовальний ефект компенсувальних пристроїв можна визначити за формулою

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{ку}) \cdot X}{U_{ном}}, \quad (13.9)$$

де $Q_{ку}$ – потужність компенсувальної установки.

Крім зниження втрат напруги, це є одним із ефективних заходів енергозбереження, що знижує загальні втрати електроенергії в мережах;

4) регулюванням напруги U у центрі живлення ($U_{ц. ж}$):

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{ц. ж}, \quad (13.10)$$

яке здійснюється за допомогою трансформаторів, оснащених пристроєм автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації залежно від величини навантаження;

5) напруга може регулюватися на проміжних трансформаторних підстанціях ($U_{мп}$):

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_{мп} \quad (13.11)$$

за допомогою трансформаторів, оснащених пристроєм перемикання відпайок на обмотках з різними коефіцієнтами трансформації (перемикання без збудження, тобто з відключенням від мережі).

Перший (R) і другий (X) способи обираються при проектуванні мережі і не можуть надалі змінюватися. Третій ($Q_{ку}$) і п'ятий ($U_{мп}$) способи ефективні для регулювання при сезонній зміні навантаження мережі, але керувати режимами роботи компенсуючого устаткування споживачів необхідно централизованно, залежно від режиму роботи всієї мережі. Четвертий спосіб – регулювання напруги в центрі живлення ($U_{ц. ж}$) – дозволяє енергопостачальній організації регулювати напругу відповідно до графіка навантаження мережі (Ланцов, 2014).

Балансування фаз. Оскільки до кожної фази підключаються різні навантаження (які найчастіше мають динамічний характер), навантаження фаз ніколи не вдається повністю збалансувати, тобто фази будуть навантажені нерівномірно. При цьому зрушення фаз може бути значним, досягаючи 50 (і більше) відсотків.

Є низка причин, які обумовлюють необхідність балансування фаз. Однією з них є підвищення загального ККД трифазної системи. Вирівнювання струмів навантаження й зниження струму найбільш завантаженої фази здійснюється за рахунок збільшення навантаження фаз, які менше завантажені. Це дозволяє збільшити загальне навантаження системи без збільшення погодженої встановленої потужності й зміни конструкції фідера.

Контролінг ЯЕ передбачає оцінку відповідності ПЯЕ встановленим нормам, виявлення сторони, що винна в погіршенні цих показників, а також прогнозування розвитку мережі та навантаження на неї у майбутньому зі збереженням ПЯЕ на нормативному рівні. Контролінг ЯЕ містить:

– *моніторинг ПЯЕ* – поточну оцінку й аналіз ПЯЕ упродовж довготривалого періоду для надання об'єктивної інформації щодо енергопостачання. Він дозволяє вибрати оптимальні варіанти вирішення проблем

надійності та ефективності енергопостачання. Моніторинг ПЯЕ надає попередню інформацію для проведення енергоаудитів як у постачальника, так і споживача електроенергії з метою виявлення деструктора;

– *діагностичний контроль ЯЕ (енергоаудит)* – періодичне або одноразове виявлення «винуватця» та причин погіршення ЯЕ, визначення допустимого внеску у порушення вимог стандарту за кожним ПЯЕ, внесення їх у договір енергопостачання та нормалізацію ЯЕ;

– *інспекційний контроль ЯЕ* – як правило, одноразово здійснюється органами сертифікації для отримання інформації про стан сертифікованої електроенергії у мережах ЕК з метою підтвердження того, що ЯЕ упродовж часу дії сертифікату продовжує відповідати встановленим вимогам;

– *оперативний контроль ЯЕ* – необхідний в умовах експлуатації, де існують і в найближчій перспективі не можуть бути усунені проблеми погіршення ЯЕ. Оперативний контроль необхідний у точках приєднання тягових підстанцій залізничного та міського електрифікованого транспорту, підстанцій підприємств, що мають ЕП з нелінійними характеристиками;

– *системний контроль ЯЕ* – здійснюється диспетчерськими службами електроенергетичних систем (системним оператором) з метою встановлення відсотку (частки) участі кожної електростанції у балансі потужності. Контроль відхилень частоти і напруги на шинах електростанцій у поєднанні з контролем відхилень від заданого режиму за активною і реактивною потужністю повинен розглядатися як обов'язкова умова для об'єктивної оцінки участі конкретної електростанції у забезпеченні ЯЕ (Управление, 2006);

– *комерційний контроль ЯЕ* – засіб економічного впливу на винуватця погіршення ЯЕ, за результатами якого визначаються знижки (надбавки) до тарифів на електроенергію за її якість. Його правове і методичне забезпечення повинно бути обґрунтовано нормативними документами.

Контроль, як правило, здійснюється у точці загального приєднання, на межі поділу балансової належності, на виводах ЕП або в іншій точці, взятій за узгодженням між ЕК і споживачем як точка мережі, в якій за наявності претензій будь-якої зі сторін договору енергопостачання буде відбуватися перевірка дотримання договірних вимог за ЯЕ, яка є основою для розрахунків за їх порушення (Красник, 2007).

Сьогодні розроблені унікальні прилади, що здатні не лише визначати і контролювати усі ПЯЕ, а й виявляти сторону, що їх погіршує, та частку її впливу. Умовно усі комплекси вимірювання ПЯЕ можна поділити на стаціонарні та переносні (Герлига, 2011). Сучасні прилади контролю оснащені декількома різноманітними інтерфейсами для зв'язку із зовнішніми більш інтелектуальними пристроями, наприклад, із персональним комп'ютером. Використовуючи такі прилади, необхідно виконати неабиякий обсяг вимі-

рювань із високою швидкістю і одночасною математичною і статистичною обробкою їх значень. Цього можна досягти, використовуючи можливості сучасних інформаційних технологій. Поточну інформацію з місця реєстрації ПЯЕ можна передавати каналами зв'язку на сервер у режимі реального часу. Це дозволить оперативно ухвалювати управлінські рішення. Така інформація повинна бути доступна і споживачам, які мають право знати про рівень ЯЕ, що їм постачається, щоб визначити, яких втрат вони зазнають.

Як основні критерії прийняття рішень щодо вибору проектів із покращання ПЯЕ, як правило, використовують чистий дисконтований дохід, внутрішню норму доходності та строк окупності проектів.

Техніко-економічне обґрунтування установки в електричних мережах приладів контролю ПЯЕ можна здійснювати згідно з методикою (Управління, 2006) таким чином.

Стационарні прилади будуть установлені упродовж строку, що не перевищує один рік. Сумарні капітальні вкладення (K) становлять

$$K = k \cdot K_{\text{стац}} + l \cdot K_{\text{пер}}, \quad (13.12)$$

де $K_{\text{стац}}$ – вартість одного стаціонарного приладу контролю ПЯЕ з урахуванням витрат на його установку; $K_{\text{пер}}$ – вартість одного переносного приладу; k – кількість стаціонарних приладів, які встановлюються на межах СЕП; l – кількість переносних приладів.

Сумарні експлуатаційні витрати в t -му році (B_t) становлять

$$B_t = (k + l) \cdot V_{\text{обсл}} + V_{\text{експ}} + V_{\text{пош}} + V_{\text{відш}}, \quad (13.13)$$

де $V_{\text{обсл}}$ – щорічні витрати на технічне обслуговування одного приладу контролю ПЯЕ; $V_{\text{експ}}$ – щорічні витрати на обробку й аналіз результатів вимірювання приладів; $V_{\text{пош}}$ – витрати на пошук і виявлення винуватців погіршення ЯЕ; $V_{\text{відш}}$ – витрати, пов'язані із відшкодуванням збитку, заподіяного споживачам з вини ЕК відповідно до підтверджених на основі результатів вимірювань позовів.

Вартісна оцінка результатів установки приладів за рік t (O_{pt}) дорівнює

$$O_{pt} = 2 \cdot \sum_{i=1}^{m_t} \Delta T_{it} \cdot E_{\text{вин}it} + \Delta T_{et} \cdot E_{\text{пром}t} + O_{\text{поз}t}, \quad (13.14)$$

де ΔT_{it} , $E_{\text{вин}it}$ – надбавка до тарифу та річне електроспоживання i -го промислового споживача, винного в погіршенні ЯЕ; m_t – кількість споживачів, винних у погіршенні ЯЕ; ΔT_{et} – знижка до тарифу промислових споживачів, обумовлена погіршенням ЯЕ з вини енергосистеми (наприклад, перевищенням максимально припустимих значень відхилення напруги) і скасо-

вана енергосистемою після аналізу результатів вимірювань ПЯЕ, виявлення причин погіршення ЯЕ з вини енергосистеми й усунення цих причин; $E_{промт}$ – річне електроспоживання промислових споживачів; $O_{ноzt}$ – сумарна вартість позовів до ЕК, обґрунтовано відхилених на підставі результатів вимірювань. Коефіцієнт 2 перед знаком суми показує, що за відсутності приладів для визначення ПЯЕ всю відповідальність за погіршення ЯЕ несе ЕК.

Приклад 4

Сумарне річне споживання електроенергії СЕП становить 100 млн кВт·год. Для контролю ЯЕ при середньому тарифі 0,68 грн/кВт·год встановлюються 10 стаціонарних і 3 переносних прилади. Частка промислового навантаження СЕП становить 25 %. Ціна одного стаціонарного приладу становить $K_{стац} = 75$ тис. грн, переносного – $K_{пер} = 55$ тис. грн; витрати на обслуговування одного приладу $B_{обсл} = 1$ тис. грн/рік; витрати на проведення контролю й аналізу ЯЕ (з урахуванням заробітної плати трьох операторів) – 90 тис. грн/рік; середні витрати на відшкодування збитків від погіршення ЯЕ за позовними заявами $B_{відш} = 60$ тис. грн/рік; очікувана вартість за відхиленими позовами, підтверджених протоколами вимірювань, $O_{ноzt} = 102$ тис. грн/ рік.

За результатами вимірювань встановлено середнє перевищення нормально припустимих значень відхилення напруги δU_e на 3 % і коефіцієнтів несиметрії напруги K_U на 1,5 %. Договором передбачена корекція тарифу за електроенергію, що споживається, у вигляді неустойки за погіршення ЯЕ, яка стягується з винної сторони: за погіршення ЯЕ через відхилення напруги δU_e – 10 % встановленого тарифу, за коефіцієнтом викривлення синусоїдальної форми кривої напруги k_U – 15 %. Визначимо, чи економічно доцільно оснащувати СЕП засобами вимірювання ПЯЕ.

Обчислимо вартість електроенергії, відпущеної підприємствам:

$$D = 0,68 \cdot 100 \cdot 0,25 = 17 \text{ млн грн.}$$

Виплата неустойки за відсутності контролю за ПЯЕ становитиме:

$$H = (0,1 + 0,15) \cdot 17 = 4,25 \text{ млн грн.}$$

Скорочення виплат за неустойкою в результаті реалізації контролю визначимо з урахуванням того, що виплата за k_U у розмірі 50 % впливу буде покладена на 12 % промислових підприємств і відповідно повернеться постачальнику в подвійному розмірі.

Відомо також, що постачальник вживатиме заходів щодо врегулювання напруги, що знизить для нього обсяг виплат за відхилення δU_e на 10 % від тарифу: $\Delta D = (2 \cdot 0,5 \cdot 0,15 \cdot 0,12 + 0,1) \cdot 17 = 2,006$ млн грн.

Економія в результаті придбання приладів з урахуванням відхилених позовів становитиме: $O_{pt} = 2,006 + 0,102 = 2,108$ млн грн.

Сумарні річні експлуатаційні витрати становитимуть:

$$B_t = (10 + 3) \cdot 1 + 90 + 60 = 163 \text{ тис. грн.}$$

Тоді балансовий прибуток становитиме:

$$P_6 = O_{pt} - B_t = 2,108 - 0,163 = 1,945 \text{ млн грн.}$$

З урахуванням податку на прибуток (19 %) чистий прибуток становитиме:

$$\text{ЧП} = P_6 - 0,19 \cdot P_6 = 1,945 - 0,19 \cdot 1,945 = 1575,45 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, оснащення ЕК засобами вимірювання ПЯЕ є економічно доцільним.

Необхідно зазначити, що наведена оцінка економічної ефективності установки приладів і організація постійного контролю ЯЕ за цією методикою не враховує того, що вироблені на основі оцінки і реалізовані заходи щодо покращання ЯЕ будуть сприяти збільшенню термінів служби й підвищенню надійності роботи електротехнічного устаткування електростанцій і підстанцій, а також устаткування споживачів, тобто дадуть додатковий ефект, який важко піддається визначенню, але в якому зацікавлені як постачальник, так і споживач електроенергії (Управление, 2006).

Реалізація проектів з покращання ЯЕ дозволить ЕК повноцінно надавати послуги з енергопостачання як на національному, так і на міжнародному ринку, що підвищить у майбутньому конкурентоспроможність України у міжнародному розподілі праці.

ПИТАННЯ ДО ТЕМИ

1. Наведіть приклади негативних наслідків в економіці внаслідок зниження якості електроенергії.
2. Яким чином погіршення якості електроенергії впливає на економічні показники роботи підприємства?
3. Які показники якості електроенергії нормуються в Україні?
4. Якими показниками визначається якість електроенергії?
5. Що таке реактивна потужність та як вона впливає на якість електроенергії?
6. За допомогою яких показників вимірюється реактивна потужність?
7. Яким чином можна знизити реактивну потужність?
8. Яких збитків зазнає споживач та постачальник електроенергії при погіршенні якості електроенергії?
9. Яким чином можна досягти компенсації втрат напруги?
10. Яким чином може розподілятися відповідальність постачальника та споживача за погіршення якості електроенергії?
11. Наведіть приклади економічних збитків, обумовлених погіршенням якості електроенергії.
12. Обґрунтуйте основні стимули впровадження інтелектуальних систем електропостачання.

13. Які економічні критерії використовують при обґрунтуванні проєктів з покращання якості електроенергії?

ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

1. Визначте, на скільки відсотків зросте реактивна потужність для АД (10 кВт) та знизиться термін його служби, якщо відомо, що зниження частоти від номінального значення становило 2 %, а відхилення напруги – $0,87U_{ном}$.

2. Оцінити розмір штрафу для ЕК, яка при постачанні електроенергії споживачу перевищила максимально припустимі значення відхилення напруги і частоти. Відомо, що кількість поставленої у поточному місяці електроенергії невідповідної якості з вини компанії становила 35 тис. кВт·год за тарифом 0,72 грн/кВт·год. Коефіцієнт штрафу згідно з договором становить 0,35.

3. Сумарне річне споживання електроенергії СЕП становить 150 млн кВт·год. Для контролю ЯЕ при середньому тарифі 0,72 грн/кВт·год встановлюються 15 стаціонарних і 2 переносних прилади. Частка промислового навантаження СЕП становить 40 %. Ціна одного стаціонарного приладу становить $K_{стац} = 105$ тис. грн, переносного – $K_{пер} = 95$ тис. грн; витрати на обслуговування одного приладу $B_{обсл} = 2,5$ тис. грн/рік; витрати на проведення контролю й аналізу ЯЕ (з урахуванням заробітної плати 5 операторів) – 190 тис. грн/рік; середні витрати на відшкодування збитків від погіршення ЯЕ за позовними заявами $B_{виду} = 250$ тис. грн/рік; очікувана вартість з відхиленнях позовів, підтверджених протоколами вимірювань, $O_{позт} = 80$ тис. грн/рік. За результатами вимірювань встановлено середнє перевищення нормально припустимих значень відхилення напруги δU_e на 4 % і коефіцієнтів несиметрії напруги K_U на 3 %. Договором передбачена корекція тарифу за електроенергію, що споживається, у вигляді неустойки за погіршення ЯЕ, яка стягується з винної сторони: за погіршення ЯЕ щодо відхилення напруги $\delta U_e - 5$ % встановленого тарифу, за коефіцієнтом викривлення синусоїдальної форми кривої напруги $K_U - 8$ %. Скорочення виплат щодо неустойки в результаті реалізації контролю визначається з урахуванням того, що виплата за K_U у розмірі 20 % впливу буде покладена на 30 % промислових підприємств і повернеться постачальнику у подвійному розмірі. Відомо також, що постачальник проведе заходи із урегулювання напруги, що знизить для нього обсяг виплат за відхилення δU_e на 4 % від тарифу.

Оцінити економічну доцільність оснащення СЕП засобами вимірювання ПЯЕ.

ВИСНОВКИ

Діяльність енергетичних систем, які охоплюють виробництво, транспортування й кінцеве використання паливно-енергетичних ресурсів, здійснює значний вплив на соціально-економічний добробут суспільства, політичну безпеку держав, визначає коло найбільш вагомих екологічних проблем. Комплексний вплив енерговиробництва та енергоспоживання на суспільно-економічну діяльність приводить до того, що в кінцевому підсумку рівень розвитку суспільства значною мірою визначається ступенем ефективності використання ним енергоресурсів в енергетичних системах.

У сучасній світовій практиці для оцінки рівня енергетичного розвитку держав та його впливу на соціальну, економічну й екологічну діяльність використовуються різноманітні показники, які характеризують з різних боків ступінь використання основних факторів енергетичного виробництва. Найбільш важливими з них є загальне споживання країною енергоресурсів та у розрахунку на душу населення встановлена потужність електростанцій, обсяги імпорту, експорту енергоресурсів, енергоємність валового внутрішнього продукту тощо. У межах окремого енергетичного підприємства на мікрорівні пріоритетного значення набувають показники ефективності використання основних фондів та обігових коштів, рівня собівартості енергетичної продукції, продуктивності праці, цінової політики, обсяги отриманого прибутку та рентабельність виробництва. Зазначені економічні показники енергетичного підприємства є взаємозв'язаними і разом утворюють єдину систему оцінки економічної ефективності функціонування суб'єкта господарювання. Зокрема, показники використання основних фондів та обігових коштів, продуктивності праці впливають на величину собівартості енергетичної продукції, яка, у свою чергу, визначає рівень ціни одиниці енергоресурсу (енергії). Формування кінцевих економічних результатів діяльності підприємства – прибутку та рентабельності – прямо залежить від ціни одиниці продукції, її собівартості та обсягу реалізації. Сукупність економічних показників діяльності окремих енергопідприємств визначає макроекономічні показники розвитку енергетичної галузі.

Важливу роль у функціонуванні енергетичного комплексу відіграє держава. Враховуючи високий ступінь природного монополізму, властивий енергетиці, основними завданнями державного регулювання у цій сфері є підтримання конкуренції серед енерговиробників, створення правових засад функціонування енергетичних ринків, забезпечення охорони навколишнього природного середовища, тарифне регулювання, стимулювання енергозбереження як у виробників, так і у споживачів енергії тощо. Для виконання зазначених завдань створюються структури державного

управління енергетичним комплексом. В Україні до їх складу належать Кабінет Міністрів та Президент України, Верховна Рада України, Рада національної безпеки і оборони України, Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, його державні департаменти, національні енергетичні компанії (НАК «Надра України», НАК «Нафтогаз України» тощо), Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України і його підрозділи, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України, місцеві державні адміністрації та ін.

Ефективність функціонування енергетики у межах країни та ступінь енергетичної безпеки держави значною мірою залежить від якості планування і прогнозування макроенергетичних показників. Найважливішим енергетичним документом країни є енергетичний баланс, який пов'язує потоки енергії, що виробляється в країні та надходить у вигляді імпорту енергоресурсів, та такої, що споживається в країні або йде на експорт. Співвідношення експорту й імпорту енергоресурсів, ступінь забезпечення держави енергією власного виробництва визначають енергетичну і врешті-решт політико-економічну незалежність країни.

Ринкові відносини, в умовах яких функціонує економіка України, потребують застосування адекватних методів управління енергетичною галуззю країни. Глибоке проникнення енергетики в усі сфери матеріального і нематеріального виробництва визначає її вирішальну роль у підвищенні ефективності функціонування національного господарства. На сучасному етапі економічного розвитку енергетичний комплекс України потребує вирішення багатьох невідкладних проблем, серед яких диверсифікація зовнішніх джерел постачання енергоресурсів, формування ефективної тарифної політики, раціоналізація структури органів державного управління паливно-енергетичним комплексом, залучення інвестицій у модернізацію існуючих та створення нових основних фондів енергетики, реалізація державної політики енергозбереження, використання економічних методів управління енергетичною галуззю, розвиток «зеленої» енергетики, підвищення надійності й якості енергопостачання та ін. Довготривалими пріоритетами державної енергетичної політики України відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2030 року та пов'язаними з нею національними програмами і планами визначені такі напрями, як створення лібералізованих конкурентних ринків енергоносіїв, максимальна реалізація потенціалу енергозбереження, залучення в розвиток паливно-енергетичного комплексу зовнішніх інвестицій, нарощування експортного потенціалу паливно-енергетичного комплексу, наближення українських енергетичних підприємств до норм та стандартів Європейського Союзу, активний розвиток альтернативних енергоджерел тощо. Досягнення цих орієнтирів

передбачає дотримання і врахування у практичній діяльності економічних закономірностей розвитку енергетики, активізацію економічного стимулювання реорганізації енергетичної галузі на базі впровадження ресурсо- та енергозберігаючих технологій.

Важливим напрямом сучасного розвитку енергетики України є підвищення частки в енергобалансі країни альтернативних відновлювальних джерел енергії. З позицій диверсифікації зовнішніх постачальників енергоресурсів та забезпечення зростання енергетичної незалежності держави розвиток «зеленої» енергетики набуває вирішального значення, обумовлюючи необхідність відповідного реформування нормативно-правової бази, створення економічно сприятливого середовища для запровадження альтернативних технологій енерговиробництва й енергоспоживання у промисловості й побуті. Розбудова сектору «зеленої» енергетики також сприятиме вирішенню актуальних проблем забезпечення надійності та якості енергопостачання, що загострюються в міру зростання національного та світового попиту на енергію. Реалізація проектів з покращання якості і надійності енергопостачання на базі запровадження енергозберігаючих та «зелених» технологій дозволить енергетичним компаніям повноцінно надавати послуги з енергопостачання на внутрішньому і зовнішньому ринках, підвищити конкурентоспроможність та енергонезалежність України в умовах глобалізації.

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

Використана література

1. Абрамов С. М. Устройство защиты потребителей электроэнергии / С. М. Абрамов // *Электрик*. – 2004. – № 10. – С. 6 – 8.
2. Аксенов Ю. Формирование цен на природный газ / Ю. Аксенов // *Энергетическая политика Украины*. – 2001. – № 4. – С. 26 – 32.
3. Арбатов А. А. Современный мировой рынок нефти и его особенности / А. А. Арбатов // *Энергия: экономика, техника, экология*. – 2000. – № 12. – С. 13 – 17.
4. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України / С. О. Кудря, В. Ф. Резцов, Т. В. Суржик [та ін]. – К.: Інститут відновлювальної енергетики НАН України, 2012. – 41 с.
5. Барг И. Г. Воздушные линии электропередачи / И. Г. Барг, В. И. Эдельман. – М. : Энергия атомиздат, 1985. – 246 с.
6. Бланк И. А. Управление финансовыми ресурсами / И. А. Бланк. – 2-е изд. – М.: Омега-Л, Эльга, 2011. – 768 с.
7. Бурбело М. Й. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах : монографія / М. Й. Бурбело. Л. М. Мельничук. – Вінниця : УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 110 с.
8. Быстрицкая О. Высокий «зеленый» тариф вывел Украину в лидеры развития ветроэнергетики [Электронный ресурс] / О. Быстрицкая, А. Суков. – ООО «Деловая Пресса Страны», 2014. – Режим доступа : <http://www.capital.ua/ru/publication/12827-vysokiy-zelenyy-tarif-vyvel-ukrainu-v-lidery-razvitiya-vetroenergetiki> (актуально на 3.03.2015).
9. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. ГКД 340.000.001-95. – Киев : Минэнерго Украины, 1995. – 34 с.
10. Висящев А. Н. Влияние потребителей на искажение напряжения / А. Н. Висящев, С. Г. Тигунцев, И. И. Луцкий // *Электрические станции*. – 2002. – № 7. – С. 26 – 31.
11. Витрати палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві на теплових електростанціях. Методика визначення. ГКД 34.09.100-2003: Наказ Міністерства палива та енергетики України № 580 від 15 жовтня 2003 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://document.ua/vitrati-paliva-na-vidpushenu-elektrichnu-ta-teplovu-energiyu-nor17270.html> (актуально на 3.03.2015).
12. Возняк О. Т. Енергетичний потенціал сонячної енергетики і перспективи його використання в Україні [Електронний ресурс] / О. Т. Воз-

няк, М. Є. Янів. – 2010. – Режим доступу : http://www.siriusone.net/index.php?action=page&page_id=136 (актуально на 3.03.2015).

13. Вугільна промисловість України [Електронний ресурс] (станом на 05.07.2014 р.). – Режим доступу : <http://uk.wikipedia.org> (актуально на 3.03.2015).

14. Гелету́ха Г. Биомасса согреет Украину [Электронный ресурс] / Г. Гелету́ха. – Ukrbio.com, 17.06.2013 г. – Режим доступа : <http://ru-bio.ukrbio.com/ru/articles/5999/> (актуально на 3.03.2015).

15. Гелету́ха Г. Г. Сучасний стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні [Електронний ресурс] / Г. Г. Гелету́ха, Т. А. Железна, П. П. Кучерук, Є. М. Олійник // Аналітична записка БАУ № 9 від 27.05.2014. – Режим доступу : <http://www.uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-9-ua.pdf> (актуально на 3.03.2015).

16. Гелету́ха Г. Г. Перспективи вирощування та використання енергетичних культур в Україні [Електронний ресурс] / Г. Г. Гелету́ха, Т. А. Железна, О. В. Трибой // Аналітична записка БАУ № 10 від 12.09.2014а. – Режим доступу : <http://www.uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-10-ua.pdf> (актуально на 3.03.2015).

17. Герлига В. А. Показатели качества электроэнергии / В. А. Герлига, П. Г. Гуржий // Збірник наукових праць СНУЯЕтаП. – 2011. – Вип. 2 (38). – С. 177 – 183.

18. Глівенко С. В. Економічне прогнозування : навч. пос. / С. В. Глівенко, М. О. Соколов, О. М. Теліженко. – 3-тє вид., доп. – Суми : Університетська книга, 2004. – 207 с.

19. Глобальная энергетика и устойчивое развитие. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга) / под ред. В. В. Бушуева (ИЭС), В. А. Каламанова (МЦУЭР). – М.: ИД «Энергия», 2011. – 360 с.

20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. – Введен 01.01.1999 г. – Режим доступа : <http://www.nucon.ru/dictionary/gost13109-97.php> (актуально на 3.03.2015).

21. Гук Ю. Б. Расчет надежности схем электроснабжения / Ю. Б. Гук, М. М. Синенко, В. А. Тремясов. – Л. : Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. – 216 с.

22. Дебарберис Л. Развитие электросетей в Европе: состояние и перспективы [Электронный ресурс] / Л. Дебарберис, Ж. Фулли, К. Алеку, Ф. Гангале // Эффективное антикризисное управление. – 2010. – Режим доступа : http://www.e-c-m.ru/magazine/61/eau_61_23.htm (актуально на 3.03.2015).

23. Дом с нулевым энергопотреблением [Электронный ресурс] / Умный Дом, 2.02.2013 г. – Режим доступа : <http://www.umnyi-doma.ru/aktivnyj-dom-konsercija/dom-s-nulevym-energopotrebleniem.html> (актуально на 3.03.2015).

24. Дорофеев В. В. Рынок электрической энергии и мощности в России: каким ему быть / В. В. Дорофеев, В. И. Михайлов, И. В. Фраер, В. И. Эдельман. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 364 с.
25. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://document.ua/nadiinist-tehniki.-termini-ta-viznachennja-nor8506.html> (актуально на 3.03.2015).
26. Економіка підприємства : підручник / за заг. ред. д.е.н., проф. Л. Г. Мельника. – Суми : Університетська книга, 2012. – 648 с.
27. Економіка підприємства: підручник / Г. О. Швиданенко, В. Г. Васильков, Н. П. Гончарова [та ін.] ; за заг. ред. Г. О. Швиданенко. – К.: КНЕУ, 2009. – 598 с.
28. Економічна енциклопедія: у 3 т. / відп. ред. С. В. Мочерний. – К.: Видавничий центр «Академія», 2000. – Т. 1. – 864 с.
29. Економічна енциклопедія: у 3 т. / відп. ред. С. В. Мочерний. – К.: Видавничий центр «Академія», 2001. – Т. 2. – 848 с.
30. Економічне промислове підприємництво [Електронний ресурс] / EbookTime, 2012. – Режим доступу : http://ebooktime.net/book_176.html (актуально на 3.03.2015).
31. Електроенергетика України [Електронний ресурс] (станом на 05.07.2014 р.). – Режим доступу : <http://uk.wikipedia.org> (актуально на 3.03.2015).
32. Енергетика світу та України. Цифри та факти. – К : Українські енциклопедичні знання, 2005. – 404 с.
33. Енергія Сонця [Електронний ресурс] / Енергія Сонця. Solar energy, 2013. – Режим доступу : <http://solar.pp.ua/energiya-soncu> (актуально на 3.03.2015).
34. Єрмілов С. Формування конкурентних енергоринків в Україні [Електронний ресурс] / С. Єрмілов // Економіка України. – 2007. – № 10. – Режим доступу : http://www.me.gov.ua/file/link/107824/file/UE10-2007_Er.pdf (актуально на 3.03.2015).
35. Жовнір Ю. М. Проектування, монтаж та експлуатація повітряних ліній із застосуванням самоутримних ізольованих проводів та арматури SICAME [Електронний ресурс] / Ю. М. Жовнір, О. П. Жовнір. – 2008. – Режим доступу : <http://www.twirpx.com/file/763206/> (актуально на 3.03.2015).
36. Жорняк Л. Б. Исследование методов моделирования для повышения качества электрической энергии в системах электроснабжения потребителей электроэнергии / Л. Б. Жорняк, Т. А. Ерж, В. И. Осинская, С. О. Баранник // Електротехніка і електромеханіка. – 2010. – № 2. – С. 63 – 67.

37. Забезпечення енергетичної безпеки України / Рада національної безпеки і оборони України, Нац. ін-т проблем міжнародної безпеки. – К.: НІПМБ, 2003. – 264 с.
38. Заец Н. И. Устройство защиты от перепадов сетевого напряжения / Н. И. Заец // *Электрик*. – 2005. – № 5. – С. 7 – 9.
39. Замулко А. І. Енергоринок та тарифна політика України у сфері електроенергетики / А. І. Замулко, Є. М. Іншеков, В. Ф. Находов [та ін.] // *Управління енерговикористанням: зб. доп.* / За заг. ред. д.т.н., проф. А. В. Праховника. – К.: Альянс за збереження енергії, 2001. – С. 242 – 364.
40. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, у 2013 році [Електронний ресурс] / НКРЕ, 2014. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/?id=11197> (актуально на 3.03.2015).
41. Зношеність інфраструктури промисловості та ЖКГ становить загрозу національній безпеці України [Електронний ресурс] / УСПП, 2014. – Режим доступу : <http://uspp.ua/znoshenist-infrastrukturi-promislovosti-ta-zhkg-stanovit-zagrozu-nacionalniy-bezpeci-ukraini-ndash-akinakh.html> (актуально на 3.03.2015).
42. Издержки и себестоимость производства в энергетике [Электронный ресурс], 2006. – Режим доступа : <http://rudocs.exdat.com/docs/index-163553.html?page=7.htm> (актуально на 3.03.2015).
43. Инновационное развитие топливно-энергетического комплекса: проблемы и возможности / под общ. ред. Г. К. Вороновского, И. В. Недина. – К.: Знання України, 2004. – 386 с.
44. Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости электрической и тепловой энергии в энергосистемах и на электростанциях, затрат на передачу и распределение энергии в электрических и тепловых сетях [Электронный ресурс], 2011. – Режим доступа : <http://www.bestpravo.ru/sssrgn-pravo/x7p.htm> (актуально на 3.03.2015).
45. Интегрированный отчет 2013. Эффективность. Устойчивость [Электронный ресурс] / ДТЭК, 2014. – Режим доступа : <http://www.dtek.com/library/file/dtek-ar2013-ua.pdf> (актуально на 3.03.2015).
46. Интеллектуальные сети Smart Grid: экспертное мнение, 2011 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://blog.liga.net/user/epopova/article/6447.aspx> (актуально на 3.03.2015).
47. Іваненко І. А. Ціноутворення на світовому ринку нафти [Електронний ресурс] / І. А. Іваненко, А. А. Рукавіцина // *Вісник ДонДУЕТ. Економічні науки*. – 2011. – № 3(51). – Режим доступу : http://www.nbu.gov.ua/portal/Soc_Gum/Vdnuet/econ/2011_3/Ivan_Ruk.pdf (актуально на 3.03.2015).
48. Інформація щодо галузі відновлювальної енергетики України: лист НКРЕ від 15.03.2014 р. № 1472/23/61-14.

49. Кавешников Н. Ю. Возобновляемая энергетика в Евросоюзе: смена приоритетов: [Электронный ресурс] / Н. Ю. Кавешников // Журнал С.О.К. – 2014. – № 4. – Режим доступа : <http://www.c-o-k.ru/articles/vozobnovlyaemaya-energetika-v-evrosoyuze-smena-prioritetov> (актуально на 3.03.2015).

50. Касьяненко В. О. Моделювання та прогнозування економічних процесів : навч. посіб. / В. О. Касьяненко, Л. В. Старченко. – Суми : СумДУ, 2006. – 185 с.

51. Качество электроэнергии будут измерять [Электронный ресурс], 2006. – Режим доступа : <http://chp.com.ua/all-news/item/4703-kachestvo-elektroenergii-budut-izmeryat?tmpl=component&print=1> (актуально на 3.03.2015).

52. Ковалко М. П. Энергобережения – приоритетный напрямок державної політики України / М. П. Ковалко, С. П. Денисюк. – К.: УЕЗ, 1998. – 512 с.

53. Кодекс законів про працю України (в остат. ред. від 26.10.2014 р.). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=322-08> (актуально на 3.03.2015).

54. Компания ПАТ «Укргідроенерго» [Электронный ресурс]. – 2015. – Режим доступа : <http://uge.gov.ua/>.

55. Комплексна державна програма енергобереження України. – К.: Держкоменергобереження України, 1996. – 234 с.

56. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України (схвалено Постановою Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 р. № 1789) [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1789-2002-%EF> (актуально на 3.03.2015).

57. Концерн АББ: официальный сайт, 2013 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.abb.ru/> (актуально на 3.03.2015).

58. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. – М.: Издательство «Мастерство», 2002. – 320 с.

59. Красник В. В. Рыночная электроэнергетика. Подключение к электросетям, покупка и продажа электроэнергии. – М. : ЗАО «Энергосервис», 2007. – 248 с.

60. КТМ 204 Україна 246-99 «Галузева методика нормування витрат палива на виробництво та відпуск теплової енергії котельнями теплового господарства» [Электронный ресурс]. – К., 1999. – Режим доступа : <http://www.janko.front.ru> (актуально на 3.03.2015).

61. Лазненко Д. О. Енергетична незалежність України: поточний стан, оцінка перспектив. [Электронный ресурс] / Д. О. Лазненко, 2014. – Режим доступа : <http://www.laznenko.com/blog/energetichna-nezalezhnist-ukra%D1%97ni-potochnij-stan-ocinka-perspektiv/#more-230> (актуально на 3.03.2015).

62. Ланцов А. В. Качество электрической энергии [Электронный ресурс] / А. В. Ланцов, 2014. – Режим доступа : <http://www.e-audit.ru/> (актуально на 3.03.2015).
63. Мельник Л. Г. Економіка енергетики: навчальний посібник / Л. Г. Мельник, О. І. Карінцева, І. М. Сотник. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2006. – 238 с.
64. Минимальная зарплата (Украина) за 2000–2014 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://currency.in.ua/index/salary> (актуально на 3.03.2015).
65. На вугілля чекає нова хвиля популярності? [Електронний ресурс] / Finance.ua, 6.08.2014. – Режим доступу : <http://news.finance.ua/ua/news/~/331591> (актуально на 3.03.2015).
66. Нагорная Н. В. Экономика энергетики: учеб. пособие / Н. В. Нагорная; Дальневосточный государственный технический университет. – Владивосток : Изд-во ДВГТУ, 2007. – 157 с.
67. НАК «Енергетична компанія України», 2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.ecu.gov.ua> (актуально на 3.03.2015).
68. Нафтогазова промисловість України [Електронний ресурс] (станом на 01.07.2014 р.). – Режим доступу : <http://uk.wikipedia.org> (актуально на 3.03.2015).
69. Національний класифікатор України: Класифікатор професій ДК 003:2010 / Прийнятий та набув чинності згідно з наказом Держспоживстандарту України від 28.07.2010 р. № 327 [Електронний ресурс]. – Чинний від 01.11.2010 р. – Режим доступу : <http://trudovepravo.com.ua/klassifikatorprofesiy> (актуально на 3.03.2015).
70. Нелидов И. Е. Экономика энергомашиностроения: учебник / И. Е. Нелидов . – 3-е изд. – М.: Высш. школа, 1979. – 336 с.
71. Обеспечение качества электрической энергии: техническое руководство и каталог продукции (компенсация реактивной мощности и контроль качества электрической энергии). – М. : Legrand, 2009. – 36 с.
72. Овсиенко О. В. Государственное регулирование энергосбережения в многоукладной экономике: дис... канд. экон. наук: 08.02.03 / О. В. Овсиенко; ХНУ им. В. Н. Каразина. – Харьков, 2005. – 227 с.
73. Описание блока энергосбережения и повышения качества электроэнергии [Электронный ресурс] / Toshiba, 2010. – Режим доступа : <http://www.fiainter.com> (актуально на 3.03.2015).
74. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику: методика. Энергосистемы и электрические сети. ГКД 340.000.002-97. – Киев : Минэнерго Украины, 1997. – 54 с.
75. Організація виробництва : підручник / за заг. ред. П. В. Круша, В. І. Подвігіної, В. О. Гулевич. – К.: Каравела, 2010. – 536 с.

76. Осадчая О. Права потребителей электроэнергии [Электронный ресурс] / О. Осадчая. – Олвасервис, 2014. – Режим доступа : <http://www.olva.kiev.ua/ua/page/11/> (актуально на 3.03.2015).

77. Основні завдання та функції Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, визначені Указом Президента України від 10.09.2014 р. № 715/2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/?id=11804> (актуально на 3.03.2015).

78. Основні фонди енергетичних підприємств [Електронний ресурс] / www.ekonomikam.com, 2014. – Режим доступу : <http://www.ekonomikam.com/ecfins-1536-3.html> (актуально на 3.03.2015).

79. Перспективи енергозабезпечення України в контексті світових тенденцій: монографія / за заг. наук. ред. А. Шевцова. – Д.: РФ НІСД, 2008. – 208 с.

80. Податковий кодекс України [Електронний ресурс] // Відомості Верховної Ради України (ВВР). – 2011. – № 3–14, 15–16, 17, ст.112 (в остат. ред. від 01.01.2015 р.). – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=2755-17> (актуально на 3.03.2015).

81. Полевой М. Производство и рынок биоэтанола в Украине. [Электронный ресурс] / М. Полевой, 2010. – Режим доступа : <http://minprom.ua/articles/43500.html> (актуально на 3.03.2015).

82. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку № 7 «Основні засоби» від 27 квітня 2000 р. № 92 (в остат. ред. від 01.01.2015 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=z0288-00> (актуально на 3.03.2015).

83. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку № 8 «Нематеріальні активи» (затверджено Наказом Міністерства фінансів України 18.10.1999 р. № 242) (в остат. ред. від 27.06.2013 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=z0750-99> (актуально на 3.03.2015).

84. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку № 9 «Запаси» (затверджено Наказом Міністерства фінансів України 02.11.1999 р. № 751/4044 (в остат. ред. від 17.12.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z0751-99> (актуально на 3.03.2015).

85. Положення про Державну інспекцію ядерного регулювання України (затверджено Указом Президента України від 6.04.2011 р. № 403/2011) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://document.ua/pro-polozhennja-pro-derzhavnu-inspekciyu-jadernogo-regulyuva-doc52437.html> (актуально на 3.03.2015).

86. Попит на газ у світі збільшиться на 60 % до 2030 р. [Електронний ресурс] // Українська енергетика. – 2011. – 19 квітня. – Режим доступу : <http://www.ua-energy.org/post/7092> (актуально на 3.03.2015).

87. Порядок розрахунку нормативних витрат електроенергії підприємствами теплоенергетики при виробництві, транспортуванні та поставці (розподілі) теплової енергії / Затверджено Наказом Міністерства з питань житлово-комунального господарства України від 2.02.2009 р. № 12 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/RE16188.html (актуально на 3.03.2015).

88. Пособие по прогнозированию цен на природный газ для Украины на период до 2025 года [Электронный ресурс] / Запорожье, 2011. – Режим доступа : http://www.ecosys.com.ua/press/library/posobie_po_prognozirovaniu_tsen_na_gaz.pdf (актуально на 3.03.2015).

89. Потенціал відновлюваної енергетики в Україні [Електронний ресурс] / Держенергоефективності України, 2014. – Режим доступу : <http://sae.gov.ua/uk/activity/vidnovlyuvana-enerhetyka/potentsial> (актуально на 3.03.2015).

90. Правила користування електричною енергією : затверджено Постановою НКРЕ 31.07.1996 № 28 (у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 р. № 910) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua> (актуально на 3.03.2015).

91. Правила оптового ринку електричної енергії України (затверджено Постановою НКРЕ від 12.09.2003 р. № 921) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.nerc.gov.ua/control/uk/publish/article/main?art_id=44233&cat_id=32002 (актуально на 3.03.2015).

92. Про альтернативні види палива: закон України від 14.01.2000 р. № 1391-XIV [Електронний ресурс] (в остат. ред. від 21.07.2012 р.). – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/1391-14> (актуально на 3.03.2015).

93. Про встановлення фіксованих мінімальних розмірів «зелених» тарифів на електричну енергію: Постанова НКРЕ від 1.04.2013 р. № 365 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://document.ua/pro-vstanovlennja-fiksovanih-minimalnih-rozmiriv-zelenih-tar-doc137809.html> (актуально на 3.03.2015).

94. Про освіту : закон України від 23.05.1991 р. № 1060-XII (в остат. ред. від 06.09.2014 р.). [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1060-12> (актуально на 3.03.2015).

95. Про Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України: указ Президента України від 13.04.2011 р. № 462/2011 (в остат. ред. від 25.12.2013 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/462/2011> (актуально на 3.03.2015).

96. Про електроенергетику : закон України від 16.10.1997 р. № 575/97-ВР (в остат. ред. від 01.07.2014 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?page=1&nreg=575%2F97-%E2%F0> (актуально на 3.03.2015).

97. Про енергозбереження : закон України від 01.07.1994 р. № 74/94-ВР (в остат. ред. від 01.01.2013 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/74/94-%D0%B2%D1%80> (актуально на 3.03.2015).

98. Про засади функціонування ринку електричної енергії України: закон України від 24.10.2013 р. № 663-VII [Електронний ресурс] (в остан. ред. від 20.04.2014 р.) – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/663-18> (актуально на 3.03.2015).

99. Про затвердження Державної цільової економічної програми енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010–2015 роки: Постанова Кабінету Міністрів України від 1.03.2010 р. № 243 (в остат. ред. від 27.04.2011 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=243-2010-%EF> (актуально на 3.03.2015).

100. Про затвердження статуту Національної акціонерної компанії «Надра України» : Постанова Кабінету Міністрів України № 1460 від 27.09.2000 р. (в остат. ред. від 09.09.2011 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1460-2000-%EF> (актуально на 3.03.2015).

101. Про колективні договори і угоди : закон України від 01.07.1993 р. № 3357-XII (в остат. ред. від 26.10.2014 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=3356-12> (актуально на 3.03.2015).

102. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України № 902-р від 01.10.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80> (актуально на 3.03.2015).

103. Про Раду національної безпеки і оборони України : закон України від 05.03.1998 р. № 183/98-ВР (в остат. ред. від 31.12.2014 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/183/98-%D0%B2%D1%80> (актуально на 3.03.2015).

104. Про створення Національної енергогенеруючої компанії «Енергоатом» : Постанова Кабінету Міністрів України № 1268 від 17.10.1996 р. (в остат. ред. від 08.10.2014 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.nau.ua/doc/?code=1268-96-%EF> (актуально на 3.03.2015).

105. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 р. № 1071-р [Електронний ресурс]. – Режим доступу : // <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/1071-2013-%D1%80> (актуально на 3.03.2015).

106. Про утворення Координаційного центру із забезпечення впровадження нової моделі ринку електричної енергії: постанова Кабінету Міністрів України № 530 від 23.09.2014 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/530-2014-%D0%BF> (актуально на 3.03.2015).

107. Про утворення Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» : Постанова Кабінету Міністрів України № 747 від 25.05.1998 р. (в остат. ред. від 15.04.2014 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=747-98-%EF> (актуально на 3.03.2015).

108. Программа финансирования альтернативной энергетики в Украине (USELF) [Електронний ресурс] / USELF, 2013. – Режим доступу : <http://www.uself.com.ua/index.php?id=28&L=2> (актуально на 3.03.2015).

109. Прузнер С.П. Экономика энергетики СССР: учебник для вузов / С. П. Прузнер, А. Н. Златопольский, А. М. Некрасов. – М. : Высш. школа, 1982. – 424 с.

110. Ринок електроенергії в Україні [Електронний ресурс] / ІК НЕТ, 2014. – Режим доступу : <http://iknet.com.ua/uk/rynok-elektroenergii-v-ukraine.html> (актуально на 3.03.2015).

111. Ринок електроенергії в Україні. Проблеми вдосконалення [Електронний ресурс]: аналітичні записки щодо проблем і подій суспільного розвитку (січень–грудень 2008 р.). – Режим доступу : <http://old.niss.gov.ua/Monitor/april08/14.htm> (актуально на 3.03.2015).

112. Рудь А. Инвестиционный обзор InVenture: рынок пеллет в Украине – Инвестиционные перспективы развития мирового и рынка пеллет Украины [Электронный ресурс] / А. Рудь. – 13.08.2014. – Режим доступа : http://stiba.umi.ru/novosti_rynka_tvyordogo_biotopliva/investicionnyj_obzor_inventure_rynok_pellet_v_ukraineinvesticionnye_perspektivy_razvitiya_mirovogo_i_rynka_pellet_ukrainy/ (актуально на 3.03.2015).

113. Самойлов М. В. Основы энергосбережения: учебное пособие / М. В. Самойлов, В. В. Паневчик, А. Н. Ковалев. – Минск : БГЭУ, 2002. – 198 с.

114. Сапрыка А. В. Экспериментальные исследования качества электрической энергии в осветительных сетях / А. В. Сапрыка // Коммунальное хозяйство городов. – 2006. – № 74. – С. 365 – 368.

115. Себестоимость энергетической продукции [Электронный ресурс], 2007. – Режим доступа : http://kurs.ido.tpu.ru/courses/man_in_energy/module_6.htm (актуально на 3.03.2015).

116. Система державного управління ПЕК України // Національна безпека і оборона. – 2001. – № 2. – С. 24 – 29.
117. Системы менеджмента качества: основные положения и словарь (ГОСТ ISO 9000-2011). – М.: Стандартинформ, 2012. – 28 с.
118. Соломаха О. Що таке диференційований тариф? [Електронний ресурс] / О. Соломаха, В. Ліфанов, Є. Бабак // Електротема. – 2009. – № 7 (159). – Режим доступу : http://www.lina.com.ua/im/eltema_7_59.pdf (актуально на 3.03.2015).
119. Сотник І. М. Управління ресурсозбереженням: соціо-еколого-економічні аспекти: монографія / І. М. Сотник. – Суми : Вид-во СумДУ, 2010. – 499 с.
120. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбиной. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
121. Справочник по проектированию электроэнергетических систем ; под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
122. Статистичний щорічник України за 2013 рік / Держслужба статистики України; за ред. О.Г. Осауленка. – К.: Державна служба статистики України, 2014. – 534 с.
123. Стахурський В.О. Економіка енергетики та організація виробництва : конспект лекцій для студ. за напрямом 6.050601 «Теплоенергетика», 6.050604 «Енергомашинобудування» всіх форм навчання / В.О. Стахурський. – К.: НУХТ, 2012. – 153 с.
124. Степаненко Т. В. Аналіз існуючого стану використання диференційованих тарифів на електроенергію та їх вплив на режими виробництва і споживання електроенергії [Електронний ресурс] / Т. В. Степаненко, Т. Ф. Находов, 2011. – Режим доступу : <http://en.iee.kpi.ua/conf2011/2011-11-14-01-27-10/373-2011-11-15-12-06-46.html> (актуально на 3.03.2015).
125. У Європі зростає споживання газу [Електронний ресурс] // Економічна правда. – 2011. – 8 березня. – Режим доступу : // <http://www.epravda.com.ua/news/2011/03/8/275632/> (актуально на 3.03.2015).
126. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов, и др.; под ред. Ю. В. Шарова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
127. Феदिшин Б. П. Економіка енергетики: навч. посіб. / Б. П. Феदिшин. – Тернопіль : Астон, 2003. – 160 с.
128. Федотова Г. Оптимизация надёжности электроснабжения потребителей / Г. Федотова, Н. Воропай // Reliability: Theory & Applications. – № 2. – 2007. – С. 126 – 139.

129. Фомина О. Международный угольный рынок [Электронный ресурс] / О. Фомина // Энергетика Украины, 15.03.2011. – Режим доступа : <http://uaenergy.com.ua/post/7490> (актуально на 3.03.2015).
130. Хареба В. В. Наукові аспекти виробництва біоетанолу в Україні. [Електронний ресурс] / В. В. Хареба, 2012. – Режим доступу : <http://sugar-journal.com.ua/custom/.../17-19.pdf> (актуально на 3.03.2015).
131. Хейне П. Экономический образ мышления / П. Хейне, П. Боутке, Д. Причитко; пер. с англ. – М. : Вильямс, 2007. – 544 с.
132. Хопф З. Эффективность не ограничивается эксплуатацией в нормальном режиме [Электронный ресурс] / З. Хопф // Журнал сетевых решений / LAN. – 2008. – № 10. – Режим доступа : <http://www.osp.ru/lan> (актуально на 3.03.2015).
133. Цена энергии: формирование международных цен на уголь [Электронный ресурс] / Секретариат Энергетической Хартии, 2010. – Режим доступа : <http://www.ueex.com.ua/files/art146.pdf> (актуально на 3.03.2015).
134. Ціни на газ для різних категорій споживачів [Електронний ресурс] / 104.ua, 30.12.2014. – Режим доступу : <http://104.ua/ua/gas-and-money/how-costs/id/tarifi-dlja-riznih-kategorij-spozivachiv-7315> (актуально на 3.03.2015).
135. Чугунов Г. А. Мониторинг показателей качества электроэнергии / Г. А. Чугунов, М. Н. Агапов, А. И. Тищенко // Ползуновский вестник. – 2010. – № 2. – С. 98 – 102.
136. Шапошников А. П. Компенсация реактивной мощности как эффективный метод экономии электроэнергии / А. П. Шапошников // Электрик. – 2010. – № 5 – 6. – С. 29 – 31.
137. Шеметов А. Н. Надёжность электроснабжения : учеб. пособие / А. Н. Шеметов. – Магнитогорск : ГОУ ВПО «МГТУ им. Г. И. Носова», 2006. – 141 с.
138. Экономическая энциклопедия / гл. ред. Л. И. Абалкин. – М.: ОАО «Изд-во «Экономика», 1999. – 1055 с.
139. Яковлев А. І. Методи оцінки збитку на підприємствах при виході з ладу електроенергетичного обладнання / А. І. Яковлев, О. В. Мозенков, В. М. Кобелев. – Харків : ВПП «Контраст», 2012. – 120 с.
140. Bergeka A. Are Tradable Green Certificates a Cost-efficient Policy Driving Technical Change or a Rent-Generating Machine? Lessons from Sweden 2003–2008 // A. Bergeka, S. Jacobsson // Energy Policy. – 2010. – № 38. – P. 1255–1271.
141. Bhattacharyya S. C. Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance / S. C. Bhattacharyya. – London: Springer-Verlag, 2011. – 720 p.

142. BP Statistical Review of World Energy 2013 [Electronic resource]. – Mode of access: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf (current as of 03/03/2015).

143. European Commission, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market. – COM (2009) 115, March 2009.

144. European Commission, Green Paper: Towards a Secure, Sustainable and Competitive European Energy Networks. – COM (2008) 782, November 2008.

145. GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH). Legal Frameworks for Renewable Energy: Policy Analysis for 15 Developing and Emerging Countries [Electronic resource]. – Germany, 2012. – Mode of access: <http://www.icafrica.org/fileadmin/documents/Knowledge/GIZ/Legal%20Frameworks%20for%20Renewable%20Energy.pdf> (current as of 03/03/2015).

146. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018 [Electronic resource] / EPIA, 2014a. – Mode of access: http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapublications/44_epia_gmo_report_ver_17_m.pdf&t=1423828569&hash=5dff17f966917d29a68958ae214e4ec8c44faf40 (current as of 03/03/2015).

147. Global Trends in Renewable Energy Investment 2013. Key Findings. Frankfurt School UNEP Collaboration Center for Climate & Sustainable Energy Finance. – Frankfurt am Main: Bloomberg new energy finance, 2014. – 88 p.

148. Hertwich E. G. Consumption and the rebound effect [Electronic resource] / E. G. Hertwich // Journal of Industrial Ecology. – 2005. – № 9 (1). – P. 85 – 98. – Mode of access: http://www.score-network.org/files//333_3.pdf (current as of 03/03/2015).

149. Hydropower for a Sustainable Europe: 2013 [Electronic resource] / HEA, 2013. – Mode of access: http://www.eurelectric.org/media/75067/fact_sheet-hydropower-web-2013-160-0002-01-e.pdf/ (current as of 03/03/2015).

150. Jacobs D. Feed-In-Tariffs and Other Support Mechanisms for Solar PV Promotion / D. Jacobs, B. Sovacool // Renewable Energy. – 2012. – № 1. – P. 73 – 109.

151. Key World Energy Statistics 2014 [Electronic resource] / IEA, 2014. – Mode of access: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf>. – Title from the screen (current as of 03/03/2015).

152. On the Energy Performance of Buildings: Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May, 2010 [Electronic resource]. – Mode of access: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/;ELX_SESSIONID=FZMjThLLzfxmmMCQGp2Y1s2d3Tjwtd8QS3pqdkhXZbwqGwlgY9KN!2064651424?uri=CELEX:32010L0031 (current as of 03/03/2015).

153. Pedraza J.M. The Use of Hydropower Plants for Electricity Generation in the European Region [Electronic resource] / J.M. Pedraza // Hydroelectricity and Power Electronics: Environmental Impacts, Emerging Technologies and Challenges, Editors: Lucille Burke. – Nova Science Publishers, 2014. – Mode of access: http://www.researchgate.net/publication/264416660_Hydroelectricity_and_Power_Electronics_Environmental_Impacts_Emerging_Technologies_and_Challenges (current as of 03/03/2015).

154. Renewable Energy Regulation. Inogate Programme «Capacity Building for Sustainable Energy Regulation in Eastern Europe and Central Asia»: Textbook. – Hungary: Energy Regulators Regional Association, 2011. – 113 p.

155. Renewables. Global Status Report [Electronic resource]. – Paris, 2014. – Mode of access: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/e-paper/GSR2014/page147.html> (current as of 03/03/2015).

156. Schallenberg-Rodriguez J. Fixed feed-in-Tariff Versus Premium: A Review of the Current Spanish System / J. Schallenberg-Rodriguez, R. Haas // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2012. – № 16 (1). – P. 293 – 305.

157. Smart Grids в Германии: [Электронный ресурс] / AlterEnergy.info, 2013. – Режим доступа : <http://www.alterenergy.info/distributedgeneration/87-notes/511-distributed-generation-in-germany> (current as of 03/03/2015).

158. The Outlook for Energy: A View to 2040 [Electronic resource] / Exxon Mobil Corporation, 2015. – Mode of access: http://cdn.exxonmobil.com/~media/Reports/Outlook%20For%20Energy/2015/2015-Outlook-for-Energy_print-resolution.pdf (current as of 03/03/2015).

159. Vestas, 2014 [Electronic resource]. – Mode of access: <http://www.vestas.com/> (current as of 03/03/2015).

160. Wind in power: 2013. European Statistics. [Electronic resource] / EWEA, 2014. – Mode of access: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf (current as of 03/03/2015).

161. World Energy Outlook 2014 [Электронный ресурс] / OECD/IEA, 2014. – Режим доступа : http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_ES_Russian.pdf (current as of 03/03/2015).

162. World Energy Trilemma 2012. Energy Sustainability Index [Electronic resource] / World Energy Council, 2012. – 128 p. – Mode of access: http://www.worldenergy.org/documents/2012_energy_sustainability_index_vol_ii.pdf (current as of 03/03/2015).

Рекомендована література

163. Ажнакін С. Г. Шляхи модернізації оптового ринку електроенергетики України [Електронний ресурс] / С. Г. Ажнакін, 2012. – Режим

доступу : http://www.nbu.gov.ua/portal/Soc_Gum/Ei/2012_47/PDF/2_Azhnak.pdf (актуально на 3.03.2015).

164. Анализ топливно-энергетического комплекса Украины [Электронный ресурс] / ООО «Группа компаний «Pro Capital Group», 2012. – Режим доступа : <http://www.pro-capital.com.ua> (актуально на 3.03.2015).

165. Андріанова І. І. Методи формування тарифів на енергоносії [Електронний ресурс] / І. І. Андріанова, 2010. – Режим доступу : http://www.nbu.gov.ua/portal/Soc_Gum/Rmugt/2010_32/Files/3218.pdf (актуально на 3.03.2015).

166. Багиев Г. Л. Организация, планирование и управление промышленной энергетикой : учебник / Г. Л. Багиев, А. Н. Златопольский. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 240 с.

167. Багиев Г. Л. Основы экономики и управления качеством энергии / Г. Л. Багиев. – Л.: Изд-во Лен. ун-та, 1979. – 120 с.

168. Барда Є. Оптовий ринок електричної енергії в Україні [Електронний ресурс] / Є. Барда. – Режим доступу : http://navigator.rv.ua/index.php?option=com_content&task=view&id=57&Itemid=33 (актуально на 3.03.2015).

169. Вільха В. А. Проблеми реформування енергоринку України [Електронний ресурс] / В. А. Вільха. – Режим доступу : <http://www.economy.nauka.com.ua/index.php?operation=1&iid=284> (актуально на 3.03.2015).

170. Воропай Н. И. Надежность систем электроснабжения / Н. И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2006. – 205 с.

171. Галузеві методичні рекомендації з формування собівартості виробництва, передачі та постачання електричної і теплової енергії / Міністерство палива та енергетики України, АТ «Львів – ОРГРЕС». – Львів, 2001. – 98 с.

172. Долгов П. П. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием : учебник / П. П. Долгов, И. М. Савин. – Харьков : Изд-во «Основа», 1990. – 263 с.

173. Долішній Д. Б. Використання міжнародного досвіду реформування ринку електроенергії в Україні [Електронний ресурс] / Д. Б. Долішній, В. П. Петренко, 2009. – Режим доступу : http://www.nbu.gov.ua/portal/soc_gum/eprom/2009_46/st_46_06.pdf (актуально на 3.03.2015).

174. ДСТУ 2155-93 Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://document.org.ua/energozberezhennja.-metodi-viznachennja-ekonomichnoyi-efekti-nor3157.html> (актуально на 3.03.2015).

175. Згуровець О. В. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии / О. В. Згуровець, Г. П. Костенко // Проблемы загальної енергетики . – 2007. – № 16. – С. 75 – 80.

176. Казанський С. Світовий досвід організації оптових ринків електричної енергії [Електронний ресурс] / С. Казанський // Електропанорама. – №1 – 2. – 2008. – Режим доступу : http://www.elektropanorama.com.ua/ua/magazine/1_2008/market?article=377 (актуально на 3.03.2015).

177. Ключев Ю. Б. Планирование на энергетических предприятиях: учебник / Ю. Б. Ключев, Л. П. Падалко. – М.: Высш. шк., 1992. – 336 с.

178. Конституція України // Відомості Верховної Ради. – 2011. – № 10. – Ст. 68.

179. Коршунова Л. А. Инновационный и стратегический менеджмент: учеб. пособие / Л. А. Коршунова, Н. Г. Кузьмина. – Томск : Изд-во ТПУ, 2003. – 162 с.

180. Коршунова Л. А. Экономика энергетических предприятий : учеб. пособие / Л. А. Коршунова, Н. Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 156 с.

181. Красник В. В. Рыночная электроэнергетика. Подключение к электросетям, покупка и продажа электроэнергии / В. В. Красник. – М. : ЗАО «Энергосервис», 2007. – 248 с.

182. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М. : Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.

183. Кузнецова А. Біогаз та «зелені тарифи» в Україні – чи вигідне інвестування? [Електронний ресурс] / А. Кузнецова, К. Куценко, 2010. – Режим доступу : <http://agribusiness.kiev.ua/img/zstored/files/AgPP%2026.pdf> (актуально на 3.03.2015).

184. Левицький Ю. А. Проблеми і перспективи розвитку оптового ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] / Ю. А. Левицький, 2009. – Режим доступу : http://www.nbu.gov.ua/portal/Soc_Gum/Ever/2009_2/8.pdf (актуально на 3.03.2015).

185. Летягина Е. Н. Энергетическая отрасль в условиях инновационного развития экономики : монография / Е. Н. Летягина. – М.: Креативная экономика, 2011. – 144 с.

186. Мазур І. Енергоємність валового внутрішнього продукту України: передумови зниження [Електронний ресурс] / І. Мазур // Вісник ТНЕУ. – 2012. – № 1. – С. 64 – 72. – Режим доступу : http://www.nbu.gov.ua/portal/Soc_Gum/Vtneu/2012_1/1_2012/06Maz.pdf (актуально на 3.03.2015).

187. Мангараков А. С. Регулирование спроса на электроэнергию [Электронный ресурс] / А. С. Мангараков, 2010. – Режим доступу : lib71.library.krasu.ru/ft/ft/b72/0227142/pdf/13/69a.pdf (актуально на 3.03.2015).

188. Менеджмент в электроэнергетике : учеб. пособие / [А. Ф. Дьяков, В. В. Жуков, И. М. Левченко и др.]; под. ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 448 с.

189. Методические рекомендации по формированию себестоимости продукции (работ, услуг) в промышленности, утвержденные Приказом Министерства промышленной политики Украины от 09.07.2007 г. № 373. – К., 2007. – 321 с.

190. Мехович С. А. Тарифоутворення на ринку електроенергії України в умовах реформування [Електронний ресурс] / С. А. Мехович, А. С. Колесніченко, 2010. – Режим доступу : <http://www.sworld.com.ua/index.php/ru/economy-411/business-sectors-of-the-economy-411/11246-411-0420> (актуально на 3.03.2015).

191. Модель енергоринку України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.ukrenergexport.com> (актуально на 3.03.2015).

192. Можаева С. В. Экономика энергетического производства : учеб. пособие / С. В. Можаева. – СПб. : Изд-во «Лань», 2003. – 208 с.

193. НАК «Енергетична компанія України», 2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.ecu.gov.ua> (актуально на 3.03.2015).

194. Организация, планирование и управление в энергетике : учебник / под ред. В. Т. Кузьмина. – М.: Высш. шк., 1984. – 408 с.

195. Особенности формирования тарифов в энергетике [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://pricinginfo.ru/publ/cenoobrazovanie_v_energetike/formirovanie_tarifov/17-1-0-52 (актуально на 3.03.2015).

196. Петренко І. Енергоефективність в Україні. Підсумки року [Електронний ресурс] / І. Петренко // ЭСКО. – 2011. – № 4. – Режим доступу : // http://journal.esco.co.ua/2011_4/art045.htm (актуально на 3.03.2015).

197. Попов А. Н. Повышение качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий за счёт уменьшения несимметрии фазных напряжений / А. Н. Попов // Электронный физико-технический журнал. — 2011. – Т. 6. – С. 26 – 35.

198. Про затвердження Типової методики «Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту»: Наказ Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів від 20.05.2010 р. № 56 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://tc.nusta.com.ua/dkprku/dgerela/280.htm> (актуально на 3.03.2015).

199. Про оптимізацію системи центральних органів виконавчої влади : Указ Президента України № 1085/2010 від 9.12.2010 р. (в остат. ред. від 21.01.2014 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.dmsu.gov.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=397%3Aukaz-prezidenta-ukrajini--1085-2010&catid=1%3Alatest-news&Itemid=1&lang=uk (актуально на 3.03.2015).

200. Прузнер С. Л. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием / С. Л. Прузнер, А. Н. Златопольский, В. Г. Журавлев. – М.: Высш. шк., 1981. – 432 с.

201. Семенов Г. А. Економіка підприємства : навчальний посібник: / Г. А. Семенов, М. О. Панкова, А. Г. Семенов. – вид. 2-ге перероб. та доп. – Київ : ЦНЛ, 2008. – 328 с.
202. Сисоїв М. «Зелений» тариф: заманливо, але непросто [Електронний ресурс] / М. Сисоїв // Дело. – 2010. – 22.02. – Режим доступу : <http://ecoclub.kiev.ua/index.php?go=Pages&in=view&id=138> (актуально на 3.03.2015).
203. Соловьев Д. Б. Современные приборы для определения качества электрической энергии и бюджетный вариант измерителя системы / Д. Б. Соловьев // Электрик. – 2005. – № 11–12. – С. 32 – 36.
204. Сотник І. М. Економіка енергетики: Практикум : навч. посібник / І. М. Сотник. – Суми : Вид-во СумДУ, 2008. – 262 с.
205. Суходоля О. М. Економічна оцінка ефективності інноваційних проектів (енергозберігаючих заходів) [Електронний ресурс] / О. М. Суходоля // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – № 2. – 2004. – Режим доступу : http://esco-ecosys.narod.ru/2004_2/art61/art61.htm (актуально на 3.03.2015).
206. Тубинис В. В. Управление электропотреблением за рубежом [Электронный ресурс] / В. В. Тубинис. – Режим доступа : <http://www.energsovet> (актуально на 3.03.2015).
207. Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики) : навчальний посібник / М. М. Черемісін, В. І. Романченко. – Харків : Факт, 2006. – 168 с.
208. Чернухин А. А. Экономика энергетики СССР: учебник / А. А. Чернухин, Ю. Н. Флаксерман. – 4-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.
209. Шевцов А. Ринок електроенергії в Україні. Проблеми вдосконалення [Електронний ресурс] / А. Шевцов, М. Земляний, В. Вербинський, 2008. – Режим доступу : <http://old.niss.gov.ua/Monitor/april08/14.htm> (актуально на 3.03.2015).
210. Шевцов А. І. Основні питання політики розвитку електроенергетичної галузі України. Аналітична доповідь [Електронний ресурс] / А. І. Шевцов, В. О. Бараннік, М. Г. Земляний, Т. В. Рязова. – Режим доступу : http://dp.niss.gov.ua/public/File/docs/Pitannya_Pol%В3tiki.pdf (актуально на 3.03.2015).
211. Шишкин С. Компенсация реактивной мощности в сельских распределительных сетях / С. Шишкин // Электрик. – 2012. – № 1–2. – С. 12 – 15.
212. Экономика машиностроительного производства: учебник / под ред. И. Э. Берзиня, В. П. Калинина. – М.: Высш. шк., 1988. – 304 с.

213. Экономика и управление энергетическими предприятиями: учебник / Т. Ф. Басова, Е. И. Борисов, В. В. Бологова и др.; под ред. Н. Н. Кожевникова. – М.: Издательский центр "Академия", 2004. – 427 с.

214. Экономика машиностроения : учебник / под ред. Е. М. Карлика. – Л.: Машиностроение, 1985. – 392 с.

215. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003. – 416 с.

216. Экономика энергетики: учеб. пособие / Н. Д. Рогалев, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова и др.; под редакцией Н. Д. Рогалева. – М.: МАИ, 2008. – 288 с.

ГЛОСАРІЙ

Абсолютні показники ефективності – визначаються як результат безпосереднього ділення ефекту на витрати, що його викликали.

Адміністративні витрати – загальногосподарські витрати, спрямовані на обслуговування і управління підприємством.

Активні основні виробничі фонди – елементи основних виробничих фондів (робітники, машини та обладнання, інструменти), що безпосередньо впливають на форму і властивості предметів праці, визначають продуктивність праці, обсяг випуску продукції.

Амортизація – поступове перенесення вартості основних фондів на вироблену продукцію для накопичення коштів для повного їх відновлення (реновації).

Аналітично-розрахункові прогнози – вид прогнозів, які на відміну від гіпотетичних базуються на аналізі динаміки наявних статистичних показників і різних розрахунків, здійснюваних за допомогою: екстраполяції, інтерполяції, обробки динаміки статистичних рядів показників, кореляційних залежностей, зіставлення показників прогнозованого об'єкта з іншими об'єктами спостережень.

Арифметично-дегресивний (кумулятивний) метод амортизації – метод амортизації, за якого річна сума амортизації визначається як добуток вартості, що амортизується, і кумулятивного коефіцієнта. Кумулятивний коефіцієнт розраховується як відношення кількості років, що залишаються до кінця очікуваного терміну використання об'єкта основних засобів, до суми кількості років його корисного використання.

База порівняння показників ефективності – нормативний або інший показник, своєрідний «шаблон», з яким порівнюють показники ефективності для ухвалення управлінського рішення.

Балансування фаз – вирівнювання струмів навантаження фаз і кутів між ними.

Біоенергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на виробництві енергії із біомаси.

Вітроенергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на використанні кінетичної енергії вітрового потоку для генерації електроенергії.

Вивільнення обігових коштів – відносне зменшення потреби в обігових коштах, обумовлене прискоренням їх оборотності, що забезпечує збереження або підвищення існуючого рівня реалізації продукції. Розрізняють *абсолютне* й *відносне* вивільнення обігових коштів.

Вигода – одержання визначених переваг, додаткового доходу, прибутку.

Видатки на продукцію – усі витрати (матеріали, зарплата, амортизація верстатів тощо), пов'язані з функцією виробництва продукції.

Видатки періоду – витрати, що не включаються до виробничої собівартості і розглядаються як витрати того періоду, в якому вони були виконані.

Видаткова частина енергетичного балансу – визначає пропорції розвитку різних типів енергетичних установок для задоволення певних енергоспоживчих процесів.

Виробнича амортизація – метод амортизації, який передбачає розрахунок як вихідної величини квоти амортизації, що залежить від продуктивності основних фондів.

Виробнича потужність – показник, що характеризує здатність підприємства забезпечити максимально можливий випуск продукції за певний період (як правило, за 1 рік, квартал, місяць) при повному використанні устаткування і виробничих площ на даному підприємстві.

Виробничі запаси – група оборотних фондів, що містить такі елементи: сировину й основні матеріали; куповані напівфабрикати; допоміжні матеріали; паливо; тару; запасні частини для ремонтів машин і устаткування; малоцінний і швидкозношуваний інструмент, оснащення, господарський інвентар.

Виробничі основні фонди – частина основних фондів, що функціонують у сфері матеріального виробництва (котли, турбіни, генератори і т. д.).

Виторг – грошові кошти, отримані (виручені) підприємством, фірмою, підприємцем від продажу товарів і послуг, виторг від реалізації.

Витрати – витрати в процесі господарської діяльності, що призводять до зменшення коштів підприємства або до збільшення його боргових зобов'язань: витрати, пов'язані з ресурсним забезпеченням виробництва, придбанням матеріалів, устаткування, оплатою праці працівників, ремонтом устаткування, виплатою відсотків за кредитами, орендною платою, сплатою податків тощо.

Витрати майбутніх періодів – частина оборотних фондів підприємства, що складається із зазнаних ним витрат на придбання необхідних для виробництва активів, які поки що не надійшли на підприємство.

Відновлювальна система – система, працездатність якої підлягає відновленню (ремонту).

Відновна вартість основних фондів – вартість відтворення основних фондів у сучасних умовах.

Відрядна оплата праці – форма заробітної плати, основний розрахунковий принцип якої відповідає формулі: $Z_{від} = P \cdot K$, де P – розцінки за одиницю виконаної роботи; K – кількість виконаної роботи. Відрядна форма

оплати праці містить *пряму відрядну, відрядно-прогресивну, відрядно-преміальну, акордну і непряму відрядну* системи.

Вільні ціни – ціни, що формуються на ринку під впливом кон'юнктури незалежно від дій державних органів. Держава може домагатися зміни цих цін (їх рівня) лише шляхом впливу на кон'юнктуру ринку.

Внутрішня норма рентабельності – норма дисконту, за якої інтегральний ефект перетворюється на нуль, відповідає граничному розміру норми дисконту, при якому інвестиційний проект є вигідним.

Геометрично-дегресивний метод амортизації – метод амортизації, при якому її розрахунок здійснюється за допомогою застосування твердої відсоткової ставки амортизації до останньої залишкової вартості об'єкта (амортизація на основі залишкової вартості).

Геотермальна енергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на виробництві енергії за допомогою тепла надр Землі.

Гідроенергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на перетворенні енергії водного потоку в електроенергію.

Гіпотеза – судження, що характеризує наукове передбачення на рівні загальної теорії. Це означає, що вихідну базу побудови гіпотези складають теорія й відкриті на її основі закономірності, а також причинно-наслідкові зв'язки функціонування і розвитку досліджуваних об'єктів. На рівні гіпотези дається якісна характеристика об'єктів, що виражає загальні закономірності їх поведіння.

Гіпотетичні прогнози – прогнози, основу яких складає вивчення загальних тенденцій розвитку науки і техніки та у складанні яких велику роль відіграють експертні оцінки фахівців, отримані значною мірою за допомогою інтуїції, тобто чуття, здогаду, проникливого передбачення, що ґрунтуються, однак, на знанні предмета.

Глобальні енергетичні прогнози – енергетичні прогнози, що охоплюють усі рівні прогнозування в електроенергетиці з урахуванням взаємного її впливу і всього народного господарства.

Групові нормативні витрати електроенергії підприємствами теплоенергетики – нормативні витрати електроенергії, що складаються на основі індивідуальних нормативних витрат окремими котельнями, що входять до складу цього теплоенергетичного підприємства.

Дегресивна амортизація – метод амортизації, за якого у перші роки використання об'єкта на витрати списуються більш вагомні суми, ніж у наступні роки.

Діагностичний контроль якості електроенергії (енергоаудит) – періодичне або одноразове виявлення «винуватця» та причин погіршення якості електроенергії, визначення допустимого вкладу у порушення вимог

стандарту щодо кожного показника якості електроенергії, внесення їх у договір енергопостачання та нормалізація якості електроенергії.

Довгострокові енергетичні прогнози – енергетичні прогнози, що складаються переважно на термін більше 15 років.

Довгострокові фінансові інвестиції – частина витрат на придбання і будівництво основних засобів, що ще не перетворилися в основні засоби, не може брати участі у процесі господарської діяльності, а тому не повинна піддаватися амортизації.

Додаткова заробітна плата – змінна частина заробітної плати, що залежить від результатів господарської діяльності підприємства і встановлюється у вигляді премій, винагород і компенсаційних виплат, передбачених трудовим законодавством.

Доза флікеру – міра сприйнятливості людини до впливу флікеру (суб'єктивного сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги) за встановлений проміжок часу.

Економіка енергетики – галузь економічної науки, що вивчає економічні та організаційні питання видобутку енергетичних ресурсів, а також вироблення, перетворення, передачі і використання різних видів енергії.

Економіко-математична модель – формалізована методика доведення до повного, вичерпного опису процесу одержання й обробки вихідної інформації та правил розв'язання розглянутої задачі в досить широкому класі конкретних випадків.

Економічна ефективність – це вид ефективності, що характеризує результативність діяльності економічних систем (підприємств, територій, національної економіки).

Економічна потужність енергетичного устаткування – потужність, що відповідає режиму роботи устаткування, при якому втрати і питомі витрати енергоресурсу (первинної енергії) є мінімальними, а ККД досягає максимального значення.

Економічний ефект – виражений у вартісній (грошовій) формі результат яких-небудь дій (зокрема перелічених вище господарських заходів).

Економічний збиток постачальника від погіршення якості електроенергії – витрати енергокомпанії на потреби підстанцій з метою підвищення якості електроенергії та втрати електроенергії, параметри якої не відповідають вимогам нормативних документів або договору електропостачання і яку абонент має право не оплачувати або оплачувати зі знижкою.

Економічний збиток споживача від погіршення якості електроенергії – технічні і технологічні втрати внаслідок виходу одного

або групи показників якості за допустимі межі, виражені у грошовому вираженні, до яких відносять перевитрати за електроенергію, втрати від зменшення терміну служби струмоприймачів і електроустаткування, від зниження обсягів продажів унаслідок зменшення кількості продукції, що випускається, і погіршення її якості та від зниження продуктивності устаткування.

Експертний розрахунок цін на газ – передбачає встановлення ціни на газ виходячи зі структури використання енергоресурсів окремими споживачами, регіонами та галузями. При цьому враховується вся сукупність основних факторів у енергозабезпеченні – види і ціни енергоносіїв-конкурентів, альтернативне паливо, ефективність їх використання, фінансові умови, транспортні видатки тощо.

Енергетика – галузь народного господарства, що охоплює складну сукупність процесів перетворення, розподілу і використання усіх видів енергетичних ресурсів від їх видобутку до приймачів енергії включно.

Енергетичне прогнозування – це процес розроблення енергетичних прогнозів, що ґрунтується на наукових методах пізнання явищ в енергетиці, і використання всієї сукупності методів, засобів і способів прогнозування.

Енергетичний баланс – баланс, що охоплює всі види енергоресурсів та всі стадії їх перетворення – від видобутку до споживання.

Енергетичний ринок – місце зустрічі продавця енергії та її покупця.

Енергетичні прогнози на дуже віддалену перспективу – енергетичні прогнози, термін прогнозування яких становить понад 20–30 років.

Енергоемність валового внутрішнього продукту – макроекономічний показник, що розраховується співвідношенням кількості спожитих паливно-енергетичних ресурсів до величини валового внутрішнього продукту країни й характеризує ефективність використання енергоресурсів на рівні національної економіки.

Енергоефективність – витрати енергії на одиницю виробництва та/або споживання одиниці продукції (досягнення соціально-економічного ефекту).

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

Ефект (від лат. *effectus* – виконання, дія) – означає результат, наслідок яких-небудь причин, дій. Ефект може вимірюватися в матеріальному, соціальному і грошовому вираженні.

Ефективність – показник, що характеризує співвідношення результату (ефекту) і витрат, що забезпечили його одержання.

Загальна (абсолютна) економічна ефективність природоохоронних витрат в енергетиці – показник економічної ефективності, що є відношенням річного обсягу повного економічного ефекту (тобто суми економічних ефектів i -го виду від запобігання або зменшення витрат на j -му

енергетичному об'єкті) $\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij}$ до приведених витрат, що викликали цей ефект, (тобто до суми річних експлуатаційних витрат S_{piv} і капітальних вкладень в об'єкти природоохоронного призначення K , приведених до річної розмірності за допомогою нормативного строку окупності T_n), тобто

$$E_3 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij} / (S_{piv} + \frac{K}{T_n}),$$

де E_3 – загальна (абсолютна) економічна ефектив-

ність природоохоронних витрат.

Загальновиробничі нормативні витрати електроенергії підприємств теплоенергетики – це витрати електроенергії на допоміжні потреби при виробництві, транспортуванні і постачанні теплової енергії (ремонт основних засобів та інших необоротних активів загальновиробничого призначення, вентиляцію і освітлення виробничих приміщень, випробування тепломереж тощо).

Залишкова вартість основних фондів – існуюча вартість основних фондів, яка ще не перенесена на готову продукцію.

Засоби виробництва – це сукупність усіх елементів, що беруть участь у процесі виготовлення продукції. Вони поділяються на *засоби праці* (верстати, машини, печі тощо) і *предмети праці* (сировина, матеріали, напівфабрикати та ін.).

Збиток від ненадійності електропостачання – явні і неявні витрати, які може понести (несе) споживач, або ЕК через перерви (зриви поставок електроенергії) в електропостачанні.

Звітна калькуляція – калькуляція, що складається за фактичними даними бухгалтерського обліку виробничих витрат.

«Зелена» енергетика – сфера енергетики, що забезпечує вироблення електричної, теплової та механічної енергії з мінімальними впливом на довкілля та ризиком техногенних катастроф.

«Зелений» тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), із відновлюваних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями).

Змінні витрати – види витрат, абсолютна величина яких зростає зі збільшенням обсягу випуску продукції і зменшується із його зниженням.

Імпульс напруги – різка зміна напруги в точці електричної мережі, за якою іде відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд.

Інвестиційна діяльність підприємства – вид діяльності підприємства, пов'язаний із процесом обґрунтування і реалізації найбільш ефективних форм вкладення капіталу, спрямованих на розширення економічного потенціалу підприємства.

Індивідуальні технологічні нормативні витрати електроенергії котельнею – регламентовані нормативно витрати електроенергії, які розраховуються для конкретних умов функціонування котельні: типу, потужності і терміну роботи обладнання, що споживає електроенергію, виду палива, виду та параметрів теплоносія, теплових втрат у мережах теплопостачання, наявності теплових пунктів, режиму роботи системи опалення та гарячого водопостачання, схеми теплопостачання, кліматичних умов та інших факторів.

Інспекційний контроль якості електроенергії – контроль, який здійснюється органами сертифікації для отримання інформації про стан сертифікованої електроенергії у мережах енергетичної компанії з метою підтвердження того, що якість електроенергії упродовж часу дії сертифіката продовжує відповідати встановленим вимогам.

Інтегральний дисконтований чистий прибуток – загальний (інтегральний) чистий прибуток, на який може розраховувати інвестор за період будівництва й експлуатації об'єкта, дорівнює сумі дисконтованих чистих грошових потоків за розрахунковий період.

Інтенсивність відмов (параметр потоку відмов) – щільність імовірності виникнення відмови системи для певного моменту часу.

Інтуїтивні методи прогнозування – методи прогнозування, які використовуються в тих випадках, коли неможливо врахувати вплив багатьох факторів через значну складність об'єкта прогнозування; містять *індивідуальні й колективні експертні оцінки*.

Кадри – основний (штатний) склад працівників підприємств, установ та організацій у різних галузях народного господарства.

Калькуляція собівартості продукції (від лат. *calculatio* – рахунок, підрахунок) – поданий у табличній формі розрахунок витрат на виробництво і збут одиниці продукції (виробів, робіт, послуг) або групи однорідних виробів.

Капітальне будівництво – усі роботи, пов'язані зі створенням основних фондів; особлива сфера матеріального виробництва, що поєднує буді-

вельну індустрію, діяльність замовників, які створюють умови для інвестування, проектно-дослідні організації, наукові інститути.

Капітальні вкладення – витрати на створення основних фондів.

Кваліфікація – сукупність знань та умінь виконувати роботи відповідного рівня складності на окремих ділянках виробництва.

Класифікація статей калькуляції – групування статей калькуляції за рядом ознак: за складом витрат (елементні (прості) і комплексні); за способом віднесення витрат на собівартість (прямі і непрямі); за ступенем впливу обсягу виробництва на рівень витрат витрати (змінні і постійні) тощо.

Коефіцієнт екстенсивного завантаження основних фондів – показник, що характеризує рівень використання устаткування у часі і визначається за кожною групою однотипного устаткування за формулою $K_e = T_{ф.в} / T_{\delta}$, де $T_{ф.в}$ – фактичний час, відпрацьований устаткуванням, годин; T_{δ} – час можливого використання устаткування (режимний, плановий фонд часу), годин.

Коефіцієнт завантаження обігових коштів в обороті – показник ефективності використання обігових коштів підприємства, який характеризує їх суму, що припадає на одну гривню реалізованої продукції.

Коефіцієнт змінності – показник, що характеризує ступінь інтенсифікації виробництва і показує кількість умовних змін, що відпрацювало устаткування в цеху. $K_{з.м} = (F_1 + F_2 + F_3) / W_{об}$, де F_1, F_2, F_3 – кількості фактично відпрацьованих машинозмін у I, II і III змінах; $W_{об}$ – загальна кількість машин та обладнання, які існують на підприємстві чи в цеху.

Коефіцієнт інтенсивного використання основних фондів – показник, що характеризує рівень використання машин та устаткування за продуктивністю чи потужністю. $K_i = Q_{факт} / Q_{техн}$, де $Q_{факт}$ – фактичний випуск продукції за одиницю часу; $Q_{техн}$ – технічно обґрунтований випуск продукції за одиницю часу.

Коефіцієнт оборотності обігових коштів – показник ефективності використання обігових коштів підприємства, який показує кількість оборотів, які ці кошти здійснюють за плановий період.

Коефіцієнт реактивної потужності ($\cos \varphi$) – відношення активної потужності до повної, набуває значень від 0 до 1.

Комерційний контроль якості електроенергії – засіб економічного впливу на винуватця погіршення якості електроенергії, за результатами якого визначаються знижки (надбавки) до тарифів на електроенергію за її якість.

Компенсація реактивної потужності – формування додаткового навантаження протилежного характеру (ємнісного для активно-індуктивного навантаження та індуктивного для активно-ємнісного навантаження)

для лінійних навантажень, а також активної фільтрації гармонік – для нелінійних навантажень.

Контролінг якості електроенергії – комплекс заходів, який містить оцінку відповідності показників якості електроенергії встановленим нормам, виявлення сторони, що винна у погіршенні цих показників, а також прогнозування розвитку мережі та навантаження на неї у майбутньому зі збереженням показників якості електроенергії на нормативному рівні.

Корисна енергія – кількість енергії, теоретично необхідна для здійснення тих чи інших енергетичних процесів або одержувана на стадії перероблення, перетворення, транспортування і збереження енергетичних ресурсів.

Короткострокові енергетичні прогнози – енергетичні прогнози, термін прогнозування яких становить переважно від 1 до 5 років.

Кошторис витрат – повне зведення витрат на виробництво і реалізацію продукції, згруповане за економічно однорідними елементами.

Кошторисна калькуляція – калькуляція, що розробляється на освоєвані види нової продукції або на продукцію, не передбачену планом.

Ліквідаційна вартість основних фондів – вартість реалізації об'єкта після закінчення терміну його корисного використання (експлуатації).

Логістика – 1) наука, що займається оптимізацією господарських зв'язків; 2) сукупність методів планування, контролю і управління транспортуванням, складуванням, іншими матеріальними і нематеріальними операціями, що здійснюються в процесі доведення сировини і матеріалів до виробничих підрозділів, обробки їх до готової продукції і представлення останньої споживачу з урахуванням його інтересів і вимог, а також передачі, збереження й обробки відповідної інформації.

Локальні енергетичні прогнози – енергетичні прогнози, що передбачають створення прогнозів у межах всієї енергетики.

Максимальна потужність енергетичного устаткування – потужність енергетичного устаткування, яка упродовж тривалого часу збігається з номінальною, а упродовж короткого часу (кілька годин) може перевищувати її. Це перевищення визначається перевантажувальною здатністю устаткування за умов нагрівання електроустаткування і форсування режимів тепломеханічного устаткування ТЕС.

Максимізація прибутку – цільова настанова в діяльності організації, спрямована на одержання максимального прибутку як за рахунок внутрішніх резервів, так і за рахунок споживачів.

Метод амортизації на основі ступеневих ставок, що знижуються, – метод амортизації, який передбачає застосування при розрахунках амортизаційних відрахувань твердих амортизаційних ставок, що знижуються дегресивно при збільшенні терміну корисної служби об'єкта.

Метод зменшеного залишку – метод амортизації, який полягає в тому, що застосовується тверда норма амортизації, а база розрахунку амортизації прив'язується до балансової вартості, однак балансовою вартістю вважається не повна первісна вартість на початок звітного періоду, а залишкова вартість.

Метод найменших квадратів – метод прогнозування, який використовується для знаходження параметрів наближених залежностей між двома або декількома прогнозованими величинами за їх емпіричними значеннями; полягає у мінімізації суми квадратичних відхилень між величинами, за якими спостерігають, і відповідними оцінками (розрахунковими величинами), обчисленими за підібраним рівнянням зв'язку.

Метод обліку виробничих витрат – передбачає визначення складу і розміру витрат за окремими виробами, видами, групами виробів, переділами, замовленнями тощо.

Метод прямого обліку виробничих витрат – ґрунтується на аналізі фактичних витрат розрахункового періоду.

Метод прискореного зменшення залишкової вартості – метод амортизації, при якому річна норма амортизації розраховується виходячи з терміну корисного використання об'єкта і подвоюється. Річна сума амортизації визначається як добуток залишкової вартості об'єкта на початок звітного року і річної норми амортизації.

Метод прогнозування – сукупність прийомів і способів мислення, що дозволяють на основі аналізу ретроспективних даних, екзогенних (зовнішніх) і ендогенних (внутрішніх) зв'язків об'єкта прогнозування, а також їх вимірів у межах розглянутого явища або процесу вивести судження визначеної імовірності щодо його (об'єкта) майбутнього розвитку.

Методи екстраполяції – методи прогнозування, які передбачають дослідження тенденцій зміни тих або інших кількісних характеристик об'єкта, що складаються статистично; широко використовуються при прогнозуванні тенденцій розвитку енергетики.

Методи моделювання – методи прогнозування, що передбачають конструювання моделі на основі попереднього вивчення об'єкта і виділення його суттєвих характеристик, експериментальний і теоретичний аналіз моделі, зіставлення результатів із даними об'єкта, коригування моделі.

Методи непрямого державного впливу на енергетику – методи впливу держави на енергетичну галузь, що спрямовані на зміну параметрів ринкового середовища і передбачають державне регулювання цін, тарифів, рівнів податків і мита, кредитних ставок тощо.

Методи оцінки основних фондів – облік і оцінка засобів праці здійснюються в натуральній і вартісній (грошовій) формах. Існує декілька видів

вартісної оцінки основних виробничих фондів: за первісною, відновною вартістю, за первісною або відновною вартістю з урахуванням зносу (залишковою вартістю), за ліквідаційною вартістю.

Методи прогнозування на основі індивідуальних експертних оцінок – група методів прогнозування, яка базується на використанні індивідуальних оцінок окремих експертів та містить: метод «інтерв'ю»; аналітичний метод, метод розроблення сценаріїв.

Методи прогнозування на основі колективних експертних оцінок – група методів прогнозування, яка базується на використанні колективних оцінок експертів та на тому, що при колективному мисленні, по-перше, вища точність результату прогнозу і, по-друге, при обробці індивідуальних незалежних оцінок, що виносяться експертами, виникають продуктивні ідеї й оптимальні рішення.

Методи прямого державного регулювання енергетики – методи впливу держави на енергетичну галузь, що містять ліцензування державою окремих видів діяльності, контроль за дотриманням технічних та екологічних стандартів, вимог безпеки функціонування енергетичних об'єктів, регулювання умов конкуренції на енергоринку.

Мінімальна заробітна плата – установлений державою розмір плати за просту, некваліфіковану працю, нижче якого не може здійснюватися оплата праці за фактично виконану найманим робітником повну місячну норму праці.

Мінімальна потужність енергетичного устаткування – найменше навантаження, при якому енергетичний агрегат ще здатний стійко працювати.

Мінімізація витрат – вибір оптимального поєднання факторів виробництва, що дозволяє підприємству (фірмі) одержати заданий обсяг виробництва з найменшими грошовими витратами.

Моніторинг показників якості електроенергії – поточна оцінка і аналіз показників якості електроенергії упродовж довготривалого періоду для надання об'єктивної інформації щодо енергопостачання.

Моральне спрацювання (знос) основних фондів – зменшення їх вартості незалежно від фізичного зношення.

Надійність – це властивість системи зберігати в часі у встановлених межах значення параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції у заданих режимах і умовах застосування.

Надійність енергосистеми – здатність енергосистеми виконувати функції з виробництва, передачі, розподілу і постачання споживачів електричною енергією в необхідній кількості й нормованій якості шляхом взаємодії генеруючих установок, електричних мереж і електроустановок споживачів.

Надійність електропостачання – безперервне забезпечення споживачів електроенергією заданої якості відповідно до договірних зобов'язань.

Невідновлювана система – система, відновлення працездатності якої неможливе або вважається недоцільним.

Невиробничі основні фонди – частина основних фондів, які задовольняють побутові й культурні потреби працюючих: житлові будинки, дитячі сади й ясла, клуби, стадіони та їх оснащення, які є власністю підприємств та перебувають на їх балансі.

Нематеріальний актив – немонетарний актив, який не має матеріальної форми, може бути ідентифікований та утримується підприємством з метою використання упродовж періоду більше ніж один рік (або одного операційного циклу, якщо він перевищує один рік) для виробництва, торгівлі, в адміністративних цілях чи для надання в оренду іншим особам.

Неприскорена амортизація – система нарахування амортизації, яка забезпечує, щоб упродовж усього економічно раціонального терміну служби засобів праці накопичена сума амортизаційних відрахувань максимально відповідала реальним темпам втрати засобами праці споживчих властивостей і вартості.

Непрямі (непрямі) витрати – витрати, що, як правило, пов'язані з виробництвом декількох видів продукції (наприклад, загальновиробничі й адміністративні витрати). Їх облік у собівартості продукції здійснюється *побічно*: вони беруться у відсотковому відношенні від прямих видів витрат, немов би накладаючись на них.

Несиметрія напруги (струму) – порушення рівності амплітуд фазних напруг (струмів) і (або) кута між ними.

Несинусоїдальність напруги (струму) – викривлення синусоїдальної форми напруги (струму).

Нове будівництво – створення комплексу об'єктів основного, підсобного й обслуговуючого призначень, яке здійснюється для створення нових виробничих потужностей.

Номінальна заробітна плата – сума грошей, яку робітник отримує за свою працю.

Номінальна потужність енергетичного устаткування – максимальна потужність, з якою може працювати енергетичне устаткування упродовж тривалого часу; для цієї потужності задаються максимальні значення коефіцієнта корисної дії (ККД).

Норма амортизаційних відрахувань – частка вартості основних фондів, що повинна перенесена на готову продукцію упродовж 1 року; встановлюється державою у відсотках від вартості основних фондів.

Норматив (ліміт) обігових коштів – затверджена на підприємстві мінімальна, однак достатня для безперервної роботи підприємства сума обігових коштів.

Нормативна калькуляція – різновид планової калькуляції; розраховується на усі види виробів виробничої програми, виходячи з реально досяжних в умовах діяльності підприємства найбільш прогресивних норм і нормативів, можливостей використання найбільш сучасних технологічних процесів, прогресивних видів сировини, матеріалів тощо.

Оборотний капітал (обігові кошти) – засоби виробництва, що на відміну від основних фондів беруть участь лише в одному виробничому циклі, під час якого цілком переносять свою вартість на вартість готової продукції; містять оборотні фонди та фонди обігу.

Оборотні фонди – частина обігових коштів, які у своїй речовій формі являють собою предмети праці, змінюють свою натуральну форму і фізико-хімічні властивості.

Одноразові витрати – витрати, що вносяться один раз упродовж тривалого періоду часу (більше одного місяця).

Оперативні показники надійності – показники, що характеризують якість функціонування системи з позиції споживача.

Оперативний контроль якості електроенергії – контроль, який необхідний в умовах експлуатації, де є і в найближчій перспективі не можуть бути усунені проблеми погіршення якості електроенергії.

Операційна діяльність підприємства – основний вид діяльності підприємства, для здійснення якого воно саме створено; визначається специфікою галузі, в якій працює дане підприємство.

Оптова (відпускна) ціна підприємства – ціна, за якою реалізується продукція підприємства-виробника; складається із собівартості товару, прибутку підприємства і непрямих податків (акциз і податок на додану вартість).

Оптова (відпускна) ціна промисловості – ціна, за якою підприємства й організації-постачальники оплачують продукцію підприємствам-виробникам або збутовим (оптовим) організаціям; містить у собі оптову ціну підприємства та постачальницько-збутову націнку (витрати плюс прибуток постачальницько-збутових організацій).

Оптовий ринок електричної енергії – ринок обміну енергією і потужністю між їх виробниками, перепродавцями, енергопостачальними організаціями й окремими великими споживачами, що є організаційно й технологічно пов'язаною єдністю постачальників, покупців, посередників і організацій, які надають послуги із технологічної і комерційної взаємодії.

Основна заробітна плата – постійна частина заробітної плати, що залежить від результату праці працівників і визначається тарифними став-

ками, відрядними розцінками, посадовими окладами, а також надбавками і доплатами в розмірах, не вищих від встановлених чинним законодавством.

Основний капітал – це частина активів підприємства, що беруть участь у багатьох виробничих циклах, частинами переносячи свою вартість на вартість готової продукції. Конкретними формами основного капіталу (необоротних активів) на підприємстві є основні засоби, нематеріальні активи, фінансові інвестиції.

Основні засоби – це матеріальні активи, які підприємство утримує з метою використання їх у процесі виробництва або постачання товарів, надання послуг, здавання в оренду іншим особам або для здійснення адміністративних і соціально-культурних функцій, очікуваний термін корисного використання яких більший від одного року (або операційного циклу, якщо він довший за один рік).

Основні фонди – це частина засобів виробництва, що зберігають свою натуральну форму в процесі виробництва, беруть участь у багатьох виробничих циклах і переносять свою вартість на вартість готової продукції частинами в міру спрацювання.

Пасивні основні виробничі фонди – це такі елементи основних виробничих фондів (будівлі, споруди, передавальні пристрої), що створюють умови для нормальної роботи активних основних фондів.

Первісна вартість основних фондів – фактичні витрати, що зазнало підприємство у зв'язку зі створенням основних виробничих фондів, їх доставкою і монтажем, у цінах того року, в якому ці витрати були зроблені.

Перепідготовка кадрів – комплекс навчальних і тренінгових заходів, що передбачають зміну професії (спеціальності) або галузевої сфери діяльності.

Період повернення капіталу – дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна (наростаючим підсумком) сума чистих грошових потоків переходить із від'ємної зони у додатну.

Питомий виробіток електроенергії – відношення кількості енергії, виробленої за рік, до чисельності персоналу енергетичного підприємства.

Підвищення кваліфікації кадрів – процес поглиблення теоретичних знань, удосконалення умінь і практичних навичок у межах професій та спеціальностей або розширення кваліфікаційного профілю працівників через набуття інших навичок і суміжних професій.

План – постановлення точно визначеної мети і передбачення конкретних, детальних подій розвитку досліджуваного об'єкта.

Планова калькуляція – середня собівартість одиниці продукції на черговий плановий період (рік, квартал), яка використовується для встановлення оптових цін, що базуються на прогресивних нормах витрат робочого часу, матеріалів, електроенергії й інших витрат.

Планово-розрахункові прогнози – прогнози, найбільш типовим видом яких є прогнози виконання плану. Основу планово-розрахункових прогнозів, як правило, складають різні варіанти вихідних подій.

Позамовний метод обліку витрат на виробництво – застосовується в індивідуальних і дрібносерійних виробництвах обробних галузей промисловості, де випускаються вироби, що не повторюються або повторюються рідко, а також для урахування собівартості робіт у допоміжних виробництвах підприємства.

Попередільний метод обліку витрат на виробництво – застосовується у масових виробництвах, де технологічний процес складається з кількох послідовних переділів – окремих стадій обробки, що утворюють сукупність операцій або процесів, під час яких виготовляється однорідна за вихідними матеріалами і характером обробки продукція.

Погодинна оплата праці – форма заробітної плати, основний розрахунковий принцип якої відповідає формулі $Z_{\text{пот}} = T \cdot t$, де T – тарифна ставка за одиницю відпрацьованого часу, грн/год.; t – кількість відпрацьованого часу, год.

Показники економічної ефективності – показники, що характеризують співвідношення ефекту і витрат, що викликали цей ефект; розподіляються на конкретні (характеризують окремі сторони економічного, виробничого або (комерційного) процесу) та узагальнювальні (характеризують результативність діяльності всієї економічної системи в цілому (підприємства, суб'єкта, території, національної економіки)).

Порівняльні показники ефективності – показники ефективності, які отримують унаслідок зіставлення (порівняння) абсолютних показників двох або більше варіантів реалізованих заходів.

Постійні витрати – це витрати, абсолютна величина яких зі збільшенням (зменшенням) випуску продукції істотно не змінюється.

Поточні витрати – види витрат, що вносяться («течуть») постійно в процесі виробництва продукції; як правило, мають періодичність менше місяця.

Праця – доцільна діяльність людини зі створення матеріальних і духовних благ.

Прибуткова частина енергетичного балансу – визначає пропорції виробництва різних видів енергетичних ресурсів та їх використання в різних типах енергетичних установок.

Прибуток – перевищення доходів від продажу товарів і послуг над витратами на виробництво і продаж цих товарів.

Прибуток (збиток) від реалізації продукції (робіт, послуг) – визначається як різниця між виручкою від реалізації в діючих цінах без податку на додану вартість (ПДВ) і акцизів та витратами на виробництво і

реалізацію продукції. Підприємства, що здійснюють експортну діяльність, при визначенні прибутку з виручки від реалізації продукції виключають ще й експортні тарифи.

Прибуток від позареалізаційних операцій – прибуток від операцій, безпосередньо не пов'язаних з основною діяльністю підприємства: здавання майна в оренду, доходи за цінними паперами підприємства, перевищення сум отриманих штрафів над сплаченими, прибуток від спільної діяльності, прибуток минулих років, виявлений у звітному році, тощо.

Прибуток від реалізації основних засобів та іншого майна – визначається як різниця між виручкою від реалізації основних засобів підприємства, зайвого обладнання, матеріалів, комплектуючих виробів тощо та сумою залишкової вартості майна та видатків на його реалізацію (рекламу, транспортування, підготовку до реалізації й ін.).

Прискорена амортизація – система нарахування амортизації і порядок переоцінки засобів праці, за яких упродовж перших років або всього амортизаційного періоду забезпечується випереджальне зростання накопиченої суми амортизаційних відрахувань порівняно з реальними темпами втрати засобами праці споживчих властивостей і вартості.

Провал напруги – раптове зниження напруги у точці електричної мережі нижче $0,9U_{ном}$, за яким відбувається відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня через проміжок часу від 10 мілісекунд до декількох десятків секунд.

Прогноз – це науково обґрунтоване, ймовірне судження про можливий стан об'єкта в майбутньому, про альтернативні шляхи і терміни його реалізації.

Прогнози на основі експертних оцінок фахівців – прогнози, що розробляються за участі експертів із застосуванням різних видів анкетування та їх подальшої обробки, головним чином за допомогою методів математичної статистики.

Прогнозування – процес розроблення прогнозів.

Прогнозування за допомогою комбінованих методів – розроблення прогнозів з одночасним використанням статистичних та експертних методів, застосуванням проектування моделей і дослідження зворотного зв'язку для усунення можливих помилок у судженнях експертів.

Прогнозування за допомогою статистичних методів – процес розроблення прогнозів, що ґрунтується, як правило, на достовірних вихідних даних, наявній динаміці розвитку певної сфери досліджень, матеріального рівня виробництва, ресурсів тощо, виявленні кількісних тенденцій подальшого розвитку прогнозованого об'єкта шляхом застосування статистичних методів: екстраполяції з різними її модифікаціями, інтерполяції, експоненційного аналізу й ін.

Прогресивна амортизація – метод амортизації, за якого на початку використання об'єкта на витрати списується менша сума, ніж наприкінці терміну корисної служби.

Продуктивність праці – показник, що характеризує результативність витраченої праці; вимірюється обсягом випуску продукції в одиницю часу (прямий метод) або витратами праці на виробництво одиниці продукції.

Просте відтворення основних фондів – відновлення основного капіталу в незмінних розмірах. До форм простого відтворення належать заміна застарілих засобів праці на аналогічні та капітальний ремонт. Грошовим джерелом простого відтворення є амортизаційні відрахування.

Професія – якісна характеристика трудових факторів, яка характеризує певний вид роботи в одній із галузей виробництва, що вимагає відповідного комплексу спеціальних знань і практичних навичок, необхідних для її виконання.

Прямі витрати – витрати, що пов'язані з виробництвом лише даного виду виробу і можуть бути розраховані безпосередньо (прямо), виходячи з обсягу продукції, що випускається.

Прямолінійна амортизація – метод амортизації, при якому витрати на придбання або виробництво об'єкта списуються рівномірно, виходячи з очікуваного терміну використання об'єкта основних засобів. При цьому норма і сума амортизаційних відрахувань залишаються незмінними упродовж періоду амортизації.

Реактивна потужність – потужність, обумовлена процесом обміну енергією між електричними і магнітними полями.

Реальна заробітна плата – кількість товарів і послуг, яку можна купити за номінальну заробітну плату.

Регульовані ціни – ціни, що формуються під впливом попиту та пропозиції, але при своєму формуванні перебувають під певним впливом державних органів або за допомогою прямого обмеження їх зростання чи зниження, або шляхом регламентації рентабельності, або будь-яким аналогічним методом.

Резерви зниження собівартості продукції – це об'єктивні можливості зниження собівартості на підприємствах. Резерви поділяють на внутрішньовиробничі, галузеві та народногосподарські.

Резерви підвищення продуктивності праці – невикористані можливості зростання продуктивності праці, які визначаються упродовж кожного періоду часу за можливим використанням на конкретному підприємстві чи в галузі досягнень науки і техніки, організації суспільного виробництва, соціального розвитку.

Реконструкція діючих підприємств – перебудова існуючих цехів і об'єктів, як правило, без розширення будівель і споруд основного призна-

чення, що пов'язується з удосконаленням виробництва і підвищенням його техніко-економічного рівня на основі досягнень науково-технічного прогресу.

Рентабельність – відносний показник інтенсивності виробництва, що характеризує рівень прибутковості щодо певної бази.

Рентабельність за доходами – відношення суми дисконтованих доходів та ліквідаційної вартості до суми дисконтованих витрат (що враховуються при визначенні чистих грошових потоків).

Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) – є відношенням поточного річного прибутку (без вирахування амортизаційних відрахувань і з додаванням ліквідної або залишкової вартості) до капітальних вкладень, у результаті яких цей прибуток отримано.

Ринковий підхід до формування ціни на природний газ – підхід, за якого ціноутворення здійснюється на основі ринкової вартості газу, з якої виключаються всі витрати на розподіл і транспортування.

Робоча сила – здатність людини до праці, тобто сукупність фізичних і інтелектуальних здібностей людини, необхідних для здійснення трудових процесів.

Роздрібна ціна – ціна, за яку товари реалізуються у роздрібній торговельній мережі населенню; складається з оптової ціни промисловості та торговельної націнки (містить витрати і прибуток торговельних організацій).

Роздрібний ринок електричної енергії – організаційно й технологічно об'єднані групи генеруючих, передавальних, розподільних енергетичних організацій і споживачів.

«Розумне» електропостачання – єдина енергетично-інформаційна система, функціонування якої спрямоване на задоволення інтересів споживача шляхом впровадження інтелектуальних систем управління.

Розширене відтворення основних фондів – відновлення основного капіталу у постійно зростаючих масштабах (підвищення обсягу та/чи номенклатури виробів, випуск більш якісної продукції, тобто з вищою продуктивністю, новими властивостями чи функціями та ін.). Розширене відтворення основних фондів здійснюється шляхом реконструкції, розширення і технічного переозброєння діючих і будівництва нових підприємств і цехів.

Розширення – будівництво додаткових виробництв на діючому підприємстві, а також будівництво нових і збільшення потужностей існуючих окремих цехів і об'єктів на території діючих підприємств або майданчиках, що приєднані до них.

Система – сукупність взаємозв'язаних складових елементів, що може виконувати функції, не властиві її складовим.

Системний контроль якості електроенергії – контроль, що здійснюється диспетчерськими службами електроенергетичних систем (системним оператором) з метою об'єктивної оцінки участі конкретної електростанції у забезпеченні якості електроенергії.

Собівартісний підхід до формування ціни на природний газ – підхід, що ґрунтується на визначенні ціни залежно від вартості постачання газу на внутрішній ринок. При цьому до ціни газу входять ціна імпортованого газу на кордоні або початкова ціна власного газу плюс витрати на транспортування та розподіл. Ця сума є ціною газу для споживача.

Собівартість валової продукції – витрати підприємства упродовж планового періоду (1 рік, квартал, місяць) на виробництво і реалізацію продукції на всіх стадіях виробничого циклу (реалізована/товарна продукція, незавершене виробництво).

Собівартість продукції (виробів, робіт, послуг) – виражені у грошовій формі поточні витрати підприємства на її виробництво і збут.

Собівартість реалізованої продукції – витрати на виробництво і збут продукції.

Собівартість товарної продукції – витрати на виробництво продукції.

Собівартість чистої продукції – витрати підприємства на частину знову створеної вартості, що розраховується як різниця між валовою (товарною) продукцією і витратами минулої праці (матеріальні витрати + амортизація).

Сонячна енергетика – напрямок «зеленої» енергетики, що ґрунтується на використанні сонячного випромінювання для генерації енергії.

Споживачі – покупці, що використовують придбану продукцію відповідно до її функціонального призначення, з метою перепродажу або створення інших її видів.

Структура обігових коштів – кількісне співвідношення окремих елементів у загальному обсязі обігових коштів, виражене у відсотках до підсумку.

Структура основних фондів – співвідношення різних груп основних фондів у загальній їх вартості.

Сублокальні енергетичні прогнози – енергетичні прогнози, що обмежуються даними розвитку одного енергетичного підприємства.

Тарифна сітка – характеризує зміну тарифних ставок залежно від кваліфікації робітників і галузевої належності підприємства.

Тарифна ставка – визначає величину оплати праці робітника відповідного кваліфікаційного розряду за одиницю часу (1 година, день, місяць).

Тарифна угода – договір між представниками сторін переговорів з питань оплати праці і соціальних гарантій.

Тарифний коефіцієнт – коефіцієнт, що показує, у скільки разів ставка даного тарифного розряду більша від тарифної ставки першого розряду.

Тарифно-кваліфікаційні довідники – містять перелік характеристик виконуваних робіт з урахуванням їх складності й точності, а також вимоги до знань і практичних навичок робітників, необхідних для їх виконання.

Термін (строк) окупності витрат (капітальних вкладень) – показник економічної ефективності, який характеризує період, упродовж якого витрати на реалізацію заходу повністю повертаються за рахунок одержуваного ефекту.

Технічне переозброєння – комплекс заходів щодо підвищення техніко-економічного рівня окремих виробництв, цехів і ділянок на основі впровадження передової техніки і технології, механізації й автоматизації виробництва, модернізації й заміни застарілого і фізично зношеного устаткування на нове, більш продуктивне.

Технологічні нормативні витрати електроенергії підприємств теплоенергетики – це витрати електроенергії на основні й допоміжні технологічні процеси виробництва, транспортування і постачання теплової енергії, транспортування купованої теплової енергії, а також технічно неминучі втрати.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги у точці електричної мережі вище $1,1U_{ном}$ тривалістю більше 10 мс, що виникає у системах електропостачання при комутаціях або коротких замиканнях.

Типізація енергоспоживчих процесів – процеси споживання енергії відповідно до їх призначення розподіляють на три основні групи: *технологічні* (у промисловості та сільському господарстві); *транспортні*, пов'язані з переміщенням матеріалів, вантажів, людей, та *господарсько-побутові*. За цільовим призначенням і потенціалом енергії, що використовується у споживача, у складі кожної групи можна виділити такі основні види процесів: силові; високотемпературні; середньотемпературні; низькотемпературні; електрофізичні; освітлення.

Товар – усе те, що може задовольнити нестачу або потребу і пропонується ринку з метою залучення уваги, використання, придбання або споживання.

Точка контролю якості електроенергії – точка загального приєднання, межа розподілу балансової належності, виводи електроприймачів або інша точка мережі, взята за погодженням між енергетичною компанією і споживачем як точка мережі, в якій за наявності претензій будь-якої зі сторін договору енергопостачання буде відбуватися перевірка дотримання договірних вимог з якості електроенергії, яка є основою для розрахунків за їх порушення.

Тренд – це тривала тенденція зміни енергетичних показників.

Тривалість одного обороту обігових коштів – показник ефективності використання обігових коштів підприємства, який показує, упродовж якого періоду (за скільки днів) обігові кошти здійснюють один оборот.

Трудовий потенціал – наявні або очікувані кількісні та якісні трудові фактори, якими володіє суспільство (національна економіка, регіон).

Трудові ресурси – економічно активне, працездатне населення, тобто частина населення країни (регіону), що має необхідний фізичний розвиток, розумові здібності і знання для роботи у виробничій сфері.

Трудомісткість продукції – витрати робочого часу на одиницю виробленої продукції або виконаної роботи.

Узагальнювальні показники використання основних фондів – показники, що залежать від багатьох техніко-організаційних та економічних факторів і виражають кінцевий результат використання основних фондів. До них належать *фондовіддача* і *фондомісткість*.

Учасники енергетичного ринку – підприємства та організації, які видобувають, збагачують, переробляють паливно-енергетичні ресурси, виробники електричної, теплової, сонячної, вітрової видів енергії, споживачі енергії – підприємства, організації, установи, а також індивідуальні споживачі – фізичні особи, державні органи управління енергоринком, профспілки.

Фактори зниження собівартості продукції – умови, рушійні сили, що забезпечують зниження собівартості. До основних із них належать підвищення техніко-економічного рівня виробництва; підвищення рівня організації виробництва і праці; зміна обсягів і структури продукції.

Фактори зростання продуктивності праці – рушійні сили чи об'єктивні умови, що визначають можливості підвищення продуктивності праці на підприємстві; поділяються на чотири основні групи: *матеріально-технічні, організаційні, економічні й соціальні*.

Фізичне спрацювання (зношення) основних фондів – це втрата основними фондами їх споживчої вартості, тобто певних властивостей. Фізичне зношення відбувається як при функціонуванні основних фондів, так і при їх бездіяльності (наприклад, вплив корозії).

Фіксовані ціни – ціни, що встановлюються державними органами на обмежене коло товарів (електроенергія, комунальні послуги тощо).

Фінансова діяльність підприємства – вид діяльності підприємства, пов'язаний із забезпеченням підприємства зовнішніми джерелами фінансування (залучення додаткового акціонерного капіталу, емісія облігацій та інших цінних паперів, залучення кредиту, а також обслуговування залученого капіталу шляхом виплати дивідендів і кредитів).

Фонди обігу – частина обігових коштів, пов'язаних з обслуговуванням процесу обігу товарів. До фондів обігу належать: готова продукція, що

зберігається на складах підприємства; товари, відвантажені споживачу, але ним не оплачені; кошти в розрахунках і готівка.

Фондовідача – вартісний показник випуску продукції на виражену у вартісних одиницях величину основних фондів.

Фондомісткість – вартісний показник величини основних виробничих фондів, яка припадає на кожну грошову одиницю продукції, що випускається.

Формалізовані методи прогнозування – передбачають застосування математико-статистичного апарату та містять дві підгрупи методів: *екстраполяції* (методи найменших квадратів, експоненційного згладжування, змінних середніх, адаптивного згладжування) і *моделювання* (структурне, мережне, матричне та імітаційне моделювання).

Ціна – економічна категорія, що означає суму грошей, за яку продавець згодний продати, а покупець готовий придбати товар.

Штатний коефіцієнт електростанції (котельні) – відношення чисельності персоналу підприємства до встановленої потужності електростанції (осіб/МВт) або номінальної продуктивності котельні (осіб/(ГДж·год)).

Якість електроенергії – сукупність властивостей електроенергії, які визначають вплив на електрообладнання, прилади та пристрої й оцінюються показниками якості електроенергії.

Smart Grid – енергетична мережа, яка самостійно відстежує та розподіляє потоки електроенергії для максимальної ефективності їх використання.