

**Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія**



Л. О. Варинська

К.О.Братковська

**ЕНЕРГОРИНОК, ОРГАНІЗАЦІЯ, ПЛАНУВАННЯ
ТА РОЗРАХУНКИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ**

Навчально-методичний посібник
для студентів всіх форм навчання

**Запоріжжя
2014**

Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія

ЕНЕРГОРИНОК, ОРГАНІЗАЦІЯ, ПЛАНУВАННЯ
ТА РОЗРАХУНКИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

Навчально-методичний посібник
для студентів всіх форм навчання

Енергоринок, організація, планування та розрахунки в електроенергетиці.
Навчально-методичний посібник для лекцій та виконання практичних, самостійних і контрольних робіт для студентів всіх форм навчання» ЗДІА. /Укл.: Варинська Л. О., Братковська К.О. - Запоріжжя. ЗДІА, 2014. – 120 с.

Укладачі: Варинська Л. О., к.т.н., доцент кафедри економічної теорії та підприємництва Запорізького національного технічного університету;
Братковська К.О., к.е.н., доцент кафедри електротехніки та енергетичного менеджменту ЗДІА

Науковий консультант: Андрієнко О.М., к.т.н., доцент кафедри «Електричні машини» Запорізького національного технічного університету

Рецензенти:Яковлєва І.Г., д. т. н., проф., зав. каф. "Теплоенергетика" ЗДІА;
Нестеренко Ж.К., к.е.н., проф., зав. каф. "Фінанси та кредит"
Запорізького національного технічного університету.

Відповідальний за випуск: зав. кафедрою ГЕ
д.т.н., проф. О.В.Волков

ЗМІСТ

стор.

Передмова	5
Розділ I. Організація та планування виробництва в електроенергетиці.....	6
1.1. Капіталовкладення в енергетиці	6
1.2. Організація і стадії проектування.....	15
1.3. Калькуляційна вартість будівництва.....	16
1.4 . Кошториси на будівництво енергопідприємств.....	16
1.5. Метод укрупнених розрахунків	21
1.6. Визначення удорожчання капітальних вкладень для створення електричної станції	22
1.7. Розрахунок кошторисної вартості атомної електричної станції потужністю 1000 МВт	25
Питання для самопідготовки.....	26
Розділ II. Собівартість енергії.	27
2.1. Формування собівартості енергії.....	27
2.2. Класифікація і структура затрат енергетичного виробництва	29
2.3. Визначення виробничих витрат в енергетиці. Собівартість 1 кВт години електроенергії	31
2.4. Експлуатаційні витрати в енергетиці	32
2.4.1. Витрати на паливо	33
2.2 Амортизаційні відрахування	35
2.3. Витрати на заробітну плату.....	37
2.4. Визначення витрат на ремонт, допоміжні матеріали та інші напрямки.....	39
2.5. Шляхи зниження собівартості енергії.....	40
2.6. Визначення обсягів виробітку та відпуску електричної енергії.....	41
2.7. Розрахунок режиму роботи електричної станції і величини витрат на власні потреби	42
2.8. Розрахунок собівартості 1 кВт·год в умовах Дніпро ГЕС	44
Питання для самопідготовки.....	45
Розділ III. Оцінка економічної ефективності енергетичного виробництва.....	46
3.1. Прості методи оцінки ефективності капітальних вкладень.....	46
3.2. Інтегральні методи оцінки ефективності капітальних вкладень	48
3.3. Розрахунок економічної ефективності модернізації	54
3.4. Точка беззбитковості	55

3.5 . Складання бізнес -плану та вимоги до нього	58
Питання для самопідготовки.....	64
Розділ IV. Енергоринок та ціноутворення в електроенергетиці.	65
4.1. Історичний екскурс	65
4.2. Оптовий ринок електроенергії.....	72
4.3. Управління і регулювання на ринку електроенергії.....	73
4.4. Взаємодія між членами оптового ринку електроенергії	76
4.5. Політика ціноутворення в паливно -енергетичному комплексі.....	77
4.6. Формування оптових та роздрібних ринкових цін на електроенергію в умовах енергоринку.....	81
4.7. Перспективні тенденції ціноутворення в енергетиці	83
4.8 "Зелена" енергія в Україні	86
Питання для самопідготовки.....	91
Розділ V. Наукові дослідження та інноваційна діяльність в енергетиці.	93
5.1. Організація наукових досліджень.....	93
5.2. Економічна ефективність наукових досліджень.....	97
Питання для самопідготовки.....	98
Література.....	Error! Bookmark not defined.
Додаток А.	99
Додаток Б.....	105
Додаток В.	111

Передмова

Даний навчальний посібник розроблений в допомогу студентам старших курсів технічних університетів, інститутів, а також інженерам-фахівцям з енергетичних напрямків діяльності, які в процесі навчання та в подальшій виробничій діяльності стикаються з проблемами економічного характеру і мають потребу в довідниковій інформації та прикладах розрахунків для виконання техніко-економічного обґрунтування проектів, наприклад, з будівництва, а також реконструкції або модернізації енергетичних потужностей, працюючих в умовах промислових підприємств України.

Сучасні умови господарювання характеризуються стрімкими змінами, як на просторі світового ринку, так, зокрема, і в межах українського індустріального виробництва, тому розрахункові приклади, що надаються у даному посібнику, можливо використовувати в якості моделей, корегуючи розглянуту ситуацію на поточні обставини реального часу, зокрема, відносно рівнів цін, зарплати, з урахуванням певних державних положень та нормативів, що впливають на умови та результати діяльності українських промислових підприємств різних форм власності. Матеріал посібника спирається на базові поняття і положення з дисциплін, що вивчаються студентами вищих навчальних закладів зі спеціальностей енергетичного спрямування, а саме: «Економіка підприємства», «Економіки енергетики», «Економіки гідроенергетики», «Організації, планування і управління енергетичним підприємством» і т.п. Посібник містить основні стандартні методики розрахунків певних техніко-економічних показників, а також методики, що адаптовані до конкретних виробничих ситуацій і використовувались в якості прикладів, розглянутих у посібнику. Оскільки розрахункові приклади мають відношення до певних енергетичних проблем промислових підприємств, головні напрямки їх розв'язання та пояснення до них коментуються у посібнику загальними теоретичними положеннями та основними розрахунковими формулами.

Розділ I. Організація та планування виробництва в електроенергетиці.

1.1. Капіталовкладення в енергетиці

Роботи, що пов'язані з процесами створення (розширення) основних фондів підприємства (або галузі), відносять до капітального будівництва. У промисловості термін «капітальне будівництво» застосовують при будівництві нових підприємств, і при виконанні робіт з розширення або реконструкції діючих. У випадку розширення діючих підприємств можливо збільшення площ цехів основного виробництва, а також допоміжних або обслуговуючих підрозділів, які пов'язані з основним виробництвом, що, в цілому, обов'язково повинно призводити до збільшення потужності підприємства і удосконалення його техніко-економічних показників. При реконструкції діючого виробництва зазвичай проводиться повне або обмежене переозброєння технічної бази підприємства, заміна морально застарілого, фізично зношеного обладнання на більш продуктивне або більш потужне. При реконструкції іноді відбувається збільшення виробничих площ.

Капітальне будівництво здійснюється або господарським, або підрядним способом. Виконуючи будівельні та монтажні роботи господарським способом, підприємство застосовує власні ресурси окремих підрозділів, які можливо задіяти. Такий спосіб сприяє скороченню витрат на капітальне будівництво, якщо обсяги робіт незначні, тому й вважається ефективним. У разі особливої складності будівельно-монтажних робіт, коли потрібне використання спеціальних будівельних пристроїв, пристосувань та механізмів, а також, коли ступінь відповідальності за результати капітального будівництва є високою, необхідні роботи виконують підрядні спеціалізовані організації. Такий спосіб потребує немалих коштів, але є більш якісним.

Для створення нових, а також реконструкції основних фондів в межах діючих підприємств необхідні матеріальні, трудові та грошові ресурси. Сукупні витрати стосовно вказаних ресурсів складають капітальні вкладення. Інвестування є довгостроковими капітальними вкладеннями з метою отримання прибутку. Інновації – це інвестиції в нові технології або наукові розробки, які гарантують певні техніко-економічні переваги відносно існуючого способу виробництва. Велика частка ресурсів, що направляються на фінансування капітальних вкладень, формується за рахунок довгострокових позик банків або через розподіл власних коштів підприємства (прибуток, амортизаційні накопичення та ін.). Держава може взяти участь в будівництві або розширенні (реконструкції) певного виробництва тільки, якщо підприємство є об'єктом стратегічного або оборонного призначення. У такому випадку держава надає бюджетні ресурси або забезпечує пільгові умови кредитування робіт з капітального будівництва.

Будь-яке капітальне будівництво ведеться на основі проекту. Проект – це технічна документація, яка містить необхідну інформацію для створення майбутнього будівельного об'єкту, а саме: техніко-економічне обґрунтування

доцільності будівництва, генеральний план розміщення будівель та споруд, напрямки транспортних шляхів, інженерних комунікацій, а також робочі креслення. Проектна документація розробляється відповідно завданню на проектування, яке надходить від замовника. Необхідною складовою комплекту документів, щодо плану капітального будівництва, є кошторис витрат.

Вихідними даними для визначення кошторисної вартості будівництва служать: дані щодо складу устаткування, яке передбачається встановити; дані стосовно обсягів будівельно-монтажних робіт; прейскурантні ціни на устаткування, ціни на необхідну сировину та матеріали; норми накладних витрат та інші нормативні положення і стандарти. Зазвичай складають об'єктні кошториси (витрати за окремими будівельними об'єктами) та зведені, які створюються на основі об'єктних кошторисів. З метою попередньої оцінки величини витрат на капітальне будівництво, на стадії проектування широко використовуються збільшені показники вартості або кошторисні норми, які визначаються або як питомі витрати відносно ціни технологічного устаткування, що передбачається встановити, або як показники нормативної трудомісткості певних будівельно-монтажних або інших типів робіт з урахуванням загальних обсягів робіт стосовно проекту (наприклад, за кількістю нормо-годин для виконання робіт відносно одиниці устаткування певного типу). Збільшені норми і нормативи розробляються на основі або типових проектів, або за фактичними даними щодо раніше виконаних робіт.

Важливою умовою при здійсненні капітального будівництва є забезпечення максимальної ефективності стосовно використання капіталовкладень. Виконанню замовленого завдання може сприяти: раціональне проектування об'єктів та їх розміщення; скорочення термінів будівництва і часу освоєння проектної потужності об'єктів; поєднання робіт по розширенню або реконструкції діючих об'єктів, з новим будівництвом. Ефективність використання капітальних вкладень певною мірою можливо гарантувати вже на стадії створення проектів, якщо проекти розробляються з урахуванням позитивного досвіду попередніх робіт з капітального будівництва, та орієнтуванням на застосування досконалішого як проектно-конструкторського, так і виробничо-технологічного устаткування. При складанні проектів необхідно впроваджувати нові компоновальні концепції і будівельні рішення стосовно як певних конструкцій, так і властивостей матеріалів та об'єктів, а також передбачати використання прогресивних форм організації будівельно-монтажних робіт, що у підсумку повинно сприяти зменшенню загальної трудомісткості, підвищенню продуктивності праці та, в цілому, зниженню питомих капітальних витрат.

Характеристика складу та величини капітальних витрат в енергетиці має свої особливості. Так, капітальні вкладення в повітряні і кабельні лінії електропередач залежать від потужності, що передається, від напруги, типу опор, кількості ланцюгів, умов проходження траси. Велике значення мають геологічні умови (обсяги та вартість земляних робіт), кліматичні умови (вітрова напруга, інтенсивність грозової діяльності), топологічні особливості проходження траси (ліс,

гори, болота і т.ін.) та ін. чинники, які необхідно враховувати при розрахунках габаритів й конструкцій опор, грозозахисних пристроїв, перетинів проводів. Капітальні вкладення в електричну підстанцію визначаються складом основного устаткування (тип і потужність трансформатора, кількістю комірок та ін.), схемою приєднань на стороні високої напруги та ін. специфічними будівельними та технічними умовами.

Розвиток енергетики в сучасних умовах України орієнтується на досягнення країною енергетичної незалежності. Через недостатність власних енергоресурсів вирішити цю проблему в Україні, можливо, шляхом будівництва нових АЕС або модернізацією і розширенням діючих електричних станцій.

Для здійснення в сучасних ринкових умовах багатомасштабного капітального будівництва в енергетиці вже на стадії проектних розробок необхідно проводити глибокі техніко-економічні дослідження. Основними критеріями при виборі оптимального варіанта технічного проекту мають бути: прибуток та термін окупності інвестицій, які передбачається вкласти. Нажаль, сьогодні при техніко-економічних розрахунках окрім початкових даних потрібно також враховувати інші чинники, пов'язані, наприклад, з політикою держави, зміною індексу цін або показників вартості на елементи будівництва, рівнем інфляції та іншими особливостями суспільних обставин.

Для ухвалення доцільних та гнучких рішень в енергетичній сфері необхідно мати в своєму розпорядженні достатню та достовірну базу даних, як технічного, так і економічного змісту. Так, Королівська Інженерна Академія Великобританії, вивчивши внутрішній ринок виробництва електричної енергії, систематизувала інформацію, що стосувалась будівництва, виробництва та обслуговування різних типів електричних станцій. Систематизовані дані, головним чином, мали відношення до особливостей технологічних процесів виробництва електричної енергії в різних умовах і призначались для використання у випадку збільшених економічних або оцінювальних розрахунків за окремими проектами, а також при складанні планів стосовно заходів, наприклад, щодо економії енергоресурсів.

Таблиця 1.1 вказує на відмінні особливості основних типів електрогенеруючих станцій [2]. Відомості, що надаються таблицями 1.2-1.19 [2] надають ключові характеристики та кількісні показники роботи різних типів електричних станцій. Інформація наводиться з метою визначення певних особливостей щодо створення та експлуатування електричних станцій, а також для аналізу структурного складу собівартості 1 кВт години, яка формується в умовах сучасного енергоринку Великобританії з урахуванням можливих її змін відповідно до техніко-економічних тенденцій, що передбачаються на майбутнє.

Таблиця 1.1 - Співставлення характеристик різних за типами електричних станцій

	Парові станції	Гідроелектричні станції	Дизельні електричні станції	Атомні електричні станції
Місце розташування	Мають потребу в цілком достатніх і доступних поставках водних і вугільних ресурсів і адекватних засобів обслуговування їхнього транспортування	Тільки там, де можна отримати водоймища за допомогою спорудження дамб, тобто в районах типу пагористих областей	На будь-якому місці, тому що вони мають потребу в невеликій виробничій площі й відносно маленькій кількості води	Далеко від щільно населених областей, що допоможе уникнути потенційних променевих загроз
Первісні витрати	Нижче чим такі у гідроелектричних і атомних електростанцій	Дуже великі через будівництво дамби й земляних робіт	Найменші в порівнянні з іншими станціями	Найбільш високі через величезні інвестиції при побудові ядерного реактора
Виробничі витрати	Вище, ніж у гідро- і атомних електричних станцій через витрату величезної кількості вугілля	Фактично нульові, тому що ніяке паливо не потрібно	Найбільш високі в порівнянні зі сталевими станціями через високу ціну дизеля	Характерні низькі виробничі витрати, тому що невелика кількість ядерного палива може створити відносно велику кількість енергії
Доступність джерела енергії	Вугілля, - джерело енергії-запаси якого обмежені в усьому світі	Вода - джерело енергії, що ненадійна через широкий діапазон змін свого рівня протягом кожного року	Дизель - джерело енергії, недоступний у величезних кількостях через свої обмежені запаси	Ядерне паливо є особливим джерелом енергії, доступним у достатній кількості. Це тому, що мала кількість ядерного палива може зробити багато енергії
Вартість паливного транспортування	Максимальна, тому що величезна кількість вугілля транспортується до ділянок	Практично нульова	Вище, ніж для гідро- і атомних станцій	Мінімальна щодо кількості необхідного палива
Чистота й простота	Навколишня атмосфера забруднена димом і є найменш чистою	Найбільше просто із чистою атмосферою	Більше чиста атмосфера, чим навколо парових і атомних електростанцій	Менш чиста атмосфера, чим навколо дизельних і гідроелектростанцій
Загальна ефективність	Найменше значення	Найбільша ефективність близько 85%	Більш ефективно, ніж у парових станцій – близько 35%	Більш ефективно, ніж у парових станцій

Старт виробничого процесу	Потрібно багато часу для старту	Процес може стартувати негайно	Може стартувати швидко	Процес запускається легко
Необхідність у виробничих площах	Ці станції мають потребу в достатнім місці через котли та інші допоміжні засоби	Потрібно мало місця для водоймищ	Необхідно небагато місця	Станції вимагають мінімального місця в порівнянні з будь-яким іншим заводом еквівалентної потужності
Вартість обслуговування	Потрібно високо кваліфікований оперативний персонал	Незначно кваліфікований персонал	Менш кваліфікований персонал	Персонал, як високо кваліфіковані, так і добре навчений
Вартість передачі та розподілу	Досить низька, тому що станції розташовуються звичайно біля центрів навантаження	Досить висока, тому що станції розташовані досить далеко від місць навантаження	Найменші, оскільки станції розташовуються в безпосередньому місці навантаження	Досить низькі, тому що станції розташовані поблизу від центрів навантаження
Втрати на резервування потужності	Максимальні, тому що котел залишається в операції, навіть коли турбіна не працює	Відсутні	Малі втрати	Малі втрати

Таблиця 1.2 – Електрична станція (ЕС) на твердому паливі

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Гранично допустима потужність однієї установки (МВт)	1600	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	30	
Тривалість будівництва (роки)	4	
Загальна ефективність, %	38	40
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	820	860
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	24	

Таблиця 1.3 – Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах ЕС на твердому паливі (пенс/кВтгод)

	Поточний стан	Майбутня перспектива
Капітальні витрати	1,03	1,08
Паливо	1,16	1,10
Емісія вуглецю	0,82	0,78
Експлуатація та обслуговування	0,16	0,16
Накладні витрати	0,16	0,16
Резерв генерації	0,00	0,00
Підсумок	3,33	3,28

Таблиця 1.4 – Електрична станція (ЕС) на біомас паливі

	Поточний стан
Гранично допустима потужність однієї установки (МВт)	10
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	20
Тривалість будівництва(роки)	2
Загальна ефективність, %	24
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	18240
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	225

Таблиця 1.5 - Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах ЕС на біомас паливі (пенс/кВтгод)

	Поточне становище
Капітальні витрати	2,69
Паливо	0,84
Емісія вуглецю	0,00
Експлуатація та обслуговування	1,27
Накладні витрати	1,96
Резерв генерації	0,00
Підсумок	6,76

Таблиця 1.6 – Відкрита газотурбінна електрична станція

	Поточний стан	Майбутня перспектива
Гранично припустима потужність однієї установки (МВт)	40	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	20	
Тривалість будівництва (роки)	1	
Загальна ефективність, %	39	43
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	330	
Щорічні питомі експлуатаційні затрати (£/кВт)	34	

Таблиця 1.7 - Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах газотурбіної ЕС (пенс/кВтгод)

	Поточний стан	Майбутня перспектива
Капітальні витрати	0,40	0,40
Паливо	2,25	2,06
Емісія вуглецю	0,54	0,49
Експлуатація та обслуговування	0,36	0,36
Накладні витрати	0,10	0,10
Резерв генерації	0,00	0,00
Підсумок	3,64	3,41

Таблиця 1.8 - Комбінована газотурбінна електрична станція (КГТЕС)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Гранично допустим потужність однієї установки (МВт)	786	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	25	
Тривалість будівництва (роки)	2	
Загальна ефективність, %	58	60
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	300	
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	25	

Таблиця 1.9 - Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах КГТЕС (пенс/кВтгод)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Капітальні витрати	0,36	0,36
Паливо	1,53	1,47
Емісія вуглецю	0,37	0,35
Експлуатація та обслуговування	0,14	0,14
Накладні витрати	0,18	0,18
Резерв генерації	0,00	0,00
Підсумок	2,57	2,50

Таблиця 1.10 – Типова атомна електрична станція (АЕС)

	Поточне становище	Можливо
Гранично припустима потужність однієї установки (МВт)	1000	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	40	25
Тривалість будівництва (роки)	5	
Спільна ефективність, %	Не/опр	
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	1150	
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	41	

Таблиця 1.11 - Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах АЕС(пенс/кВтгод)

	Поточне становище	Приблизно для станцій с 25 річної експлуатацією
Капітальні витрати	1,32	1,50
Паливо	0,40	0,40
Емісія вуглецю	0,00	0,00
Експлуатація та обслуговування	0,45	0,46
Накладні витрати	0,08	0,08
Резерв генерації	0,00	0,00
Підсумок	2,26	2,44

Таблиця 1.12 – Прибережна вітрова електрична станція(ПВЕС)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Сумарно допустима потужність станції (МВт)	24 (12 уст. по 2 МВт)	
Чиста потужність для вироблення (МВт)	21	
Коефіцієнт використання потужності	35%	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	20	
Тривалість будівництва (роки)	2	
Спільна ефективність, %	Не/опр	
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	740	630
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	24	

Таблиця 1.13 – Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах ПВЕС (пенс/кВтгод)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Капітальні витрати	2,78	2,36
Паливо	0,00	0,00
Емісія вуглецю	0,00	0,00
Експлуатація та обслуговування	0,49	0,42
Накладні витрати	0,41	0,41
Резерв генерації	1,67	1,58
Підсумок	5,35	4,78

Таблиця 1.14 – Оффшорна вітрова електрична станція (ОФВЕС)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Сумарно допустима потужність станції (МВт)	94 (26 уст по 3,6 МВт)	
Чиста потужність для вироблення (МВт)	84	
Коефіцієнт використання потужності	35%	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	20	
Тривалість будівництва (роки)	2	
Спільна ефективність, %	Не/опр	
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	920	780
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	57	

Таблиця 1.15 – Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах ОФВЕС
(пенс/кВтгод)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Капітальні витрати	3,44	2,92
Паливо	0,00	0,00
Емісія вуглецю	0,00	0,00
Експлуатація та обслуговування	1,70	1,45
Накладні витрати	0,38	0,38
Резерв генерації	1,67	1,58
Підсумок	7,19	6,34

Таблиця 1.16 – Електричні станції, що використовують енергію хвилі або моря
(ХМЕС)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Сумарно допустима потужність станції (МВт)	12	
Економічно виправдана тривалість використання (роки)	15	
Тривалість будівництва (роки)	2	
Спільна ефективність, %	Не/опр	
Питомі капіталовкладення (£/кВт)	1400	1190
Щорічні питомі експлуатаційні витрати (£/кВт)	56	

Таблиця 1.17 – Структура вартості генерації 1 кВт · год в умовах ХМЕС
(пенс/кВтгод)

	Поточне становище	Майбутня перспектива
Капітальні витрати	4,94	4,20
Паливо	0,00	0,00
Емісія вуглецю	0,00	0,00
Експлуатація та обслуговування	1,26	1,07
Накладні витрати	0,43	0,43
Резерв генерації	0,00	0,00
Підсумок	6,63	5,70

Таблиця 1.18 – Вартість генерації 1 кВт · год в умовах базових електричних станцій
(пенс/кВтгод)

Базові електричні станції	Вартість за 1 кВт год
Газові електричні станції	2,2
Атомні електричні станції	2,3
Твердо паливні електричні станції(з розпиленням палива)	2,5
Твердо паливні електричні станції(з циркулюючим шаром палива)	2,6
Твердо паливні електричні станції з газифікацією та комбіновані електричні станції	3,2

Таблиця 1.19 – Вартість генерації 1 кВт · год в умовах базових електричних станцій з поновлюваними джерелами енергії (пенс/кВтгод)

електричні станції з поновлюваними джерелами енергії	Вартість за 1 кВт год	
	Без резерва генерації	З резервом генерації
Парові електричні станції, що використовують відходи та ін. біомасу	6,8	6,8
Прибережні вітрові електричні станції	3,7	5,4
Оффшорні вітрові електричні станції	5,5	7,2
електричні станції, що використовують енергію хвилі та моря	6,6	6,6

Примітка. Курс англійського фунта стерлінгів щодо гривни на 05.2008 рік: за 1 £ НБУ оплачує 10,18 грн.

Електричні станції, що працюють в безперервному режимі, забезпечують базовий рівень електроспоживання в енергосистемі і характеризуються найдешевшою електричною енергією. Проте, для покриття пікових навантажень, система повинна мати в своєму розпорядженні резерви генерування електричної енергії, незважаючи на те, що у випадку станцій періодичної дії, вартість 1 кВт

години зростає практично удвічі відносно базових електричних станцій. Також дорогою виходить електрична енергія у разі її генерування за допомогою поновлюваних джерел енергії через недосконалість роботи станцій, що використовують поновлювальні джерела енергії, та через нестабільність джерел такого типу.

Для характеристики будівництва гідроелектростанцій, можливо скористатися сучасними відомостями. Опубліковані, наприклад, дані про наймасштабніший проект сучасності [3] щодо створення в районі Тибету (Китай) водосховища за допомогою зведення там гребель. Перші згадки про проект відносяться до 1919 року, але війни і відсутність необхідних ресурсів пересунуло здійснення проекту на кінець століття. Будівництво гідроелектростанції потужністю 22,5 тис МВт почалося тільки у грудні 1994 року, а закінчення робіт по зведенню гребель передбачається в 2009 році. Вартість проекту (без урахування інфляції) оцінена в \$25,2 млрд., а питомі капітальні витрати складають у даному випадку приблизно \$1120 за кВт (або £700).

Інша інформація відноситься до проекту будівництва малої гідроелектростанції в районі Мурманська в Росії, потужність якої коливається протягом року (від 112 до 950 кВт). Орієнтовна вартість станції - 15-16 млн. російських крб. (або \$650 тис.) з терміном окупності 3-4 року, що для подібних об'єктів, на думку авторів [4], є задовільним. (Примітка: курс \$1 на 08.03.2008 - 23,84 грн.). Питомі капітальні витрати на спорудження 1 кВт електричної потужності становлять близько \$1000.

За останні 35 років використання малих комплексів безпаливних електростанцій, таких як малі ГЕС, в масштабі Європейського Союзу щорічно збільшувалось на 2,1%. Якщо терміни окупності капітальних вкладень в енергетику складають 8—10 років, при цьому на будівництво ТЕС йде 6—8, великих ГЕС і АЕС — 10—12 і більше років, малі ж ГЕС в Євросоюзі будуються протягом 8—10 місяців, починаючи з часу підписання контракту. Термін їх окупності — 3—4 року.

Що є мала ГЕС? Хринниківська ГЕС, наприклад, потужністю 900 кВт була здана в експлуатацію ще в 1958 році і призначена для забезпечення електричною енергією 17 колгоспів Демидівського району, що на Рівненщині. Мала ГЕС розташована на річці Поцуп в 52 км від Луцька на межі Волинської і Рівненської областей. Коли у 1977 р встановили потужні лінії електропередач, ГЕС припинила свою роботу і турбіни були демонтовані, а її дамба стала «додатком» до мальовничого водосховища. У 1990 р., з подихом свіжого політичного вітру, на Хринниківській ГЕС почалися роботи по відновленню функціонування станції: було виконано кріплення основи дамби і капітальні ремонти споруд напірного фронту. Але тільки у березні 2002 р. Хринниківська ГЕС знову дала перші кіловатгодини електроенергії. В сучасних умовах на станції працюють дві турбіни потужністю по 450 кВт., тому за добу ГЕС виробляє 19 200 кВт годин електроенергії. Станція, розпорядженням голови Демидівської райдержадміністрації від 20 липня 2000 р., зареєстрована як підприємство ТОВ «МЕК» під №.247 із статутним фондом 825 401

грн. Підприємство з року в рік нарощує обсяги виробництва, а саме: в 2003 р. станція виробила електроенергії на суму 0,5 млн. грн., в 2006 р. обсяги виробітку зросли до 1,044 млн. грн. Питома вага міні ГЕС у виробництві ВВП району складає 15%. За даними 2006 року, станцію обслуговували 14 фахівців з середньомісячною зарплатою більше 1300 грн. (на той час мінімальна заробітна платня в Україні складала 420 грн.). Призначення водосховища комплексне: енергетика, водопостачання, боротьба з паводками, рекреація, рибогосподарська діяльність. Водосховище в літній період також привертає увагу багатьох відпочиваючих.

За словами професійного гідроенергетика-експерта з великим виробничим стажем [5], потенційні гідроенергетичні ресурси України складають 4470 МВт, з них технічно доступними для використання вважається лише половина. Економічний потенціал малої гідроенергетики складає майже 30% всієї гідроенергетики України. Невеликі ГЕС, за словами експерта, можуть стати хорошою підмогою для регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпаття і Чернівецької області джерелом загального самозабезпечення електрикою. Проте, в Україні в даний час, як і в більшості пострадянських країн, домінують енергетичні системи, які створені на базі генеруючих джерел середньої та великої потужності (понад 100 МВт), а також розвиненого мережевого господарства. Вади такого підходу відносно енергозабезпечення особливо чітко виявилися під час зміни способу господарювання. Місцева влада за такою структурою енергетичного господарства не має можливостей впливати на утворення цін для кінцевих споживачів електроенергії. Регіони в цьому випадку стають «заручниками» високих енергетичних тарифів. Єдиний спосіб позбавитися такої залежності, на думку експерта, полягає у збільшенні частини власних місцевих генеруючих потужностей в загальній енергозабезпеченості регіону.

Масштабне будівництво крупних гідро-, атомних і теплових електростанцій в 50—60 рр. минулого сторіччя зменшило значення невеликих ГЕС, і вони були зупинені. Деякі з них законсервовані і, в наш час, знаходяться в зруйнованому стані або зовсім знищені. У 1984—1988 рр. об'єкти невеликих ГЕС були ретельно обстежені після чого з'ясувалося, що станцій залишилося лише 150, а діючих лише 49. Зараз в Сумській області на річці Псел в робочому стані збереглися три малих ГЕС: Нізовська, Маловорожбянська і Михайлівська. Вони й сьогодні виробляють невеликі обсяги електроенергії, проте показники їхньої роботи свідчать про високу ефективність і рентабельність виробництва. Такі станції, як правило, обслуговують 5—6 спеціалістів.

Найбільшим гідроенергетичним потенціалом малих ГЕС володіє Карпатський регіон (близько 30% ресурсів). За оцінками фахівців «Укргідропроекту», потужність регіону вимірюється в 2 млн. кВт. Лише у Закарпатській області, площа якої складає 2% території України, зосереджено близько 16,5% гідропотенціала держави. А тим часом в перспективних планах гідроенергетики Львівській, Івано-франківській і Чернівецькій областях не задіяна жодна мала ГЕС. Навпаки, в Тернопільській

області, де відсутні значні гідроресурси, сьогодні експлуатуються 7 малих ГЕС і ще три відновлюються. Прикладом раціонального використання гідроенергетичних ресурсів може служити рівнинна Вінницька область, де «на ходу» 8 малих ГЕС [5].

1.2. Організація і стадії проектування

В енергетиці проектуванням теплових електростанцій займаються державні проектні інститути Теплоелектропроект та Науково-дослідний інститут Мінпаливенерго. Проектуванням гідроелектростанцій займається Гідропроект, він і проектує окремі елементи АЕС. Електричні мережі проектує «Енергомережапроект». Керівництво діяльністю цих організацій здійснює Мінпаливенерго України.

Проектування енергетичних об'єктів здійснюється на основі цільових комплексних програм, річних та перспективних планів проектних і пошукових робіт, складених та затверджених у встановленому порядку. Проектування енергооб'єктів проводиться в чотири етапи:

1. ТЕО (техніко-економічне обґрунтування).
2. ТЗ (техзавдання).
3. Розробка техпроекту.
4. Виготовлення робочих креслень.

У ТЕО проводять попередні розрахунки щодо вибору будівельного майданчика (пункту розміщення), оптимального варіанту складу основного обладнання, потужності. Розглядають умови теплозабезпечення і будівництва під'їзних колій.

ТЗ охоплює завдання щодо потужності, конкретизує схему компоновання та прив'язки до комунікацій, враховує НТП у всіх причетних до майбутньої станції галузях. ТЗ видає замовник. Як правило, це експлуатаційник проектною організацією.

У **технічному проекті** точно фіксують майданчик у вибраному пункті будівництва (його в сучасних умовах беруть в оренду на 25-50 років із наступним викупом).

Основним розділом техпроекту будь-якої станції є теплоенергомеханічна частина. Тут проводять вибір основного обладнання, його компоновання, теплову та електричну схеми тощо. В техпроекті проводять розрахунок величини корпусів на основі вибраних схем компоновання обладнання з урахуванням його величини, дублювання, технології отримання енергії (електричної та теплової), розробляють генеральний план розміщення всіх основних і допоміжних споруд, під'їзних доріг. Кінцевими документами техпроекту є пояснювальна записка, робочі креслення та калькуляції. Затверджений ТП є офіційним документом, який надає можливість відкриття титулу для будівництва нового об'єкта і його фінансування.

1.3. Калькуляційна вартість будівництва

Одним із основних розділів техпроекту є калькуляційна вартість, за якою визначається поелементна вартість будівництва об'єкту, об'єми будівельно-монтажних робіт у грошовому обсязі і загальні розміри капіталовкладень. Калькуляція є основним документом для фінансування будівництва. В ній відображена сукупність трудових, грошових і матеріальних затрат. Калькуляції використовують при співставленні техніко-економічних розрахунків на стадії проектування, коли потрібно вибрати оптимальний варіант проектного рішення.

Є калькуляції на окремі об'єкти (об'єктні) і зведені. В об'єктних розраховують обсяги робіт, затрати на будівельно-монтажні роботи (БМР) і закупівлю обладнання на окремі об'єкти будівництва (споруди, будівлі тощо). Вони служать основою для складання зведених калькуляцій, які включають пооб'єктні калькуляції і визначають загальну вартість будівництва об'єкту.

Основною частиною зведеної калькуляції є перший розділ, де згруповані затрати на створення основних виробничих фондів. У двох інших розділах відображені затрати на створення основних невикористаних фондів (житлово- і культурно-побутове обслуговування) та виробничої бази будівельно-монтажних організацій (складів, під'їзних доріг, кранових колій, містечка будівельників). На стадії техпроекту використовують укрупнені нормативи вартості обладнання, БМР, сантехнічних робіт. На етапі робочого проектування уточнюють об'єктні калькуляції, в процесі чого може бути здешевлення або подорожчання вартості будівництва.

Таблиця 1.20- Структура капіталовкладень за різними типами енергооб'єктів

Об'єкти	Будівельно- монтажні роботи , %	Обладнання та інші витрати , %
Електростанції :		
атомні	40	60
теплові	60	40
гідро	80	20
Електричні мережі (з підстанціями) 35 кВ і вище	65	35

1.4 . Кошториси на будівництво енергопідприємств

Вартість будівництва визначається його кошторисом. Кошторис , або кошторисно- фінансовий розрахунок (КФР) - це документ , який характеризує межу допустимих витрат на спорудження об'єкта. У кошторисах на будівництво визначаються грошові , трудові та матеріальні витрати, необхідні для виконання певного обсягу будівельно -монтажних робіт. Кошторис є вихідним документом для

фінансування капітального будівництва. На його основі організовуються взаємини між замовником і підрядними організаціями. Кошториси до їх затвердження узгоджуються з підрядними організаціями та передаються їм до початку будівництва.

Кошториси підрозділяють на об'єктні та зведені, складені на основі об'єктних.

Об'єктні кошториси складають за окремими об'єктами будівництва.

Зведений кошторис до технічного проекту складається з двох розділів: розділ А - капіталовкладення в промислове будівництво і розділ Б - капіталовкладення в об'єкти не виробничого призначення.

Кошторис за розділом А в загальному вигляді складається з 12 глав:

1. Підготовка території будівництва. Сюди відносяться кошти, пов'язані з відведенням та освоєнням території.

2. Об'єкти основного виробничого призначення.

3. Об'єкти підсобного та обслуговуючого призначення. Для промислового будівництва в цю главу включаються будівлі ремонтно-технічних майстерень (гідроцех, електроцех), заводоуправлінь, прохідні та складські приміщення.

4. Об'єкти енергетичного господарства.

5. Об'єкти транспортного господарства і зв'язку.

6. Зовнішні мережі та споруди водопостачання, каналізації, теплофікації, газифікації.

7. Благоустрій та озеленення території підприємства.

8. Тимчасові будівлі і споруди (на період будівництва), кошти на зведення тимчасових будівель і споруд, необхідних для забезпечення виробничих потреб будівництва, а також розміщення та обслуговування працівників будівництва.

9. Інші роботи і будівлі, витрати, не враховані в кошторисних нормативах, які визначаються не для однієї споруди, а в цілому за об'єктом. Перелік і обсяг цих витрат залежить, перш все, від природно-економічних умов району будівництва; вони тим більше, чим складніші ці умови.

10. Зміст дирекції споруджуваного підприємства й авторський нагляд.

11. Підготовка експлуатаційних кадрів.

12. Проектні та вишукувальні роботи.

За кожною главою окремо відображається вартість: загальна, будів - монтажних робіт, устаткування, пристосувань і виробничого інвентарю. Наприкінці кошторису окремим рядком вказують резерв на непередбачені роботи і витрати, що визначається у таких межах: для ТЕС - 3 ... 5 %; АЕС - до 10 %. Для електростанцій, що мають у своєму складі водосховища (наприклад, ГЕС), передбачається гл. 13, в якій обліковуються роботи і витрати на створення водосховища.

Кошторис за розділом Б включає в себе витрати на створення фондів не виробничого призначення (житлове, громадське та комунально-побутове будівництво), пов'язані з будівництвом даного виробничого комплексу. Витрати на

створення виробничо-технічної бази будівельної індустрії будівництва враховуються окремо за рахунок спеціальних коштів, що виділяються на розвиток будівельної індустрії в країні і оздоблення механізмами будівельних організацій. Ці витрати визначаються у відсотках від суми витрат за главами 1 ... 12 (10 ... 12 %).

За підсумком кошторису зазначаються зворотні суми, одержувані в процесі будівництва і після завершення його (ліквідна частина вартості тимчасових будівель і споруд, амортизаційні відрахування за цими спорудами та ін.). Якщо із загальної вартості $C_{\text{общ}}$ відняти зворотні суми $C_{\text{возвр}}$, то отримаємо проектну первісну вартість основних фондів (виробничих і невиробничих)

$$C_{\text{о.ф}} = C_{\text{общ}} - C_{\text{возвр}} \quad (1.1)$$

Для визначення кошторисної вартості використовуються: кошторисні нормативи, тобто кошторисні норми на будівельні роботи (ч. 4 СНиП); прейскуранти на обладнання; цінники на монтаж обладнання; одиничні розцінки, тобто нормативи, що характеризують кошторисну вартість одиниці будівельних робіт і включають в себе вартість матеріалів, заробітну плату робітників, витрати на експлуатацію використовуваних механізмів і норми накладних витрат.

Вартість типових будівельних робіт визначається за одинично районними єдиними розцінками (ОРЕР), в які вносять поправки з конкретних умов будівництва (вони відображені в ОРЕР поправочними коефіцієнтами). У ОРЕР не враховано витрати на транспорт матеріалів, які залежать від відстані між кар'єром і будівельним майданчиком. Для обліку витрат на транспорт матеріалів також вносять поправки. Якщо для будь-якого виду робіт розцінки відсутні, то створюються індивідуальні розцінки.

Для розрахунків на попередній стадії проектування застосовують укрупнені показники вартості (УПВ) - усереднені вартості укрупнених одиниць обсягів робіт або окремих конструкцій, що дозволяють отримати кошторисну вартість усіх робіт без калькуляції вартості всіх будівельних процесів. В УПВ на будівельні роботи в якості питомих вимірників приймають: 1 м³ будівлі, 1 м² площі, 1 м³ залізобетону, 1 км зовнішніх трубопроводів, 1 м тунелю; окремі об'єкти (фундамент, градирня і т. п.). Щодо устаткування в УПВ вимірювачами є: агрегат, турбіна, трансформатор, кран, комплект і т.д. В УПВ зазначаються базисні ціни, тобто вартість виробів без вартості транспорту і заготівельних операцій.

Місцева розцінка (показник вартості) Π_m визначається на підставі базисної Π_0 з урахуванням поправок. Види поправок, їх значення та облік розглядаються у відповідних розділах щодо ТЕС, ГЕС і електромережових підприємств.

Вартість групи однотипних робіт визначається за формулою:

$$C_{\text{о.р}} = \Pi_m V, \quad (1.2)$$

де V - об'єм робіт в одиницях , для яких визначена Π_m .

Кошторисну вартість можна поділити на такі складові:

$$C_{\text{смет}} = C_{\text{об}} + C_{\text{с.м.р}} + C_{\text{пр}} + Д, \quad (1.3)$$

де $C_{\text{об}}$ - кошторисна вартість обладнання ; $C_{\text{с.м.р}}$ - вартість будівельно - монтажних робіт; $C_{\text{пр}}$ - інші витрати ; $Д$ - дохід будівельної організації .

Вартість обладнання включає в себе оптову ціну Π_o і транспортні витрати $P_{\text{тр}}$:

$$C_{\text{об}} = \Pi_o + P_{\text{тр}}. \quad (1.4)$$

Вартість будівельно -монтажних робіт може бути визначена за формулою:

$$C_{\text{с.м.р}} = Z_m + Z_{\text{з.п}} + Z_{\text{э.м}} + P_{\text{накл}} + P_{\text{пр}}, \quad (1.5)$$

де Z_m - матеріальні витрати (55 %) , що визначаються на основі СНиП , цінників ; $Z_{\text{з.п}}$ - витрати на заробітну плату будівельних робітників (15 %); $Z_{\text{э.м}}$ - витрати на експлуатацію будівельних машин (10 %); $P_{\text{накл}}$ - накладні витрати (близько 16 %); $P_{\text{пр}}$ - інші витрати .

Накладні витрати складаються з наступних складових:

$$P_{\text{накл}} = P_{\text{адм}} + P_{\text{обсл}} + P_{\text{т.б}} + P_{\text{ж.к}} + P_{\text{непр}} + P_{\text{пр}}, \quad (1.6)$$

де $P_{\text{адм}}$ - адміністративні витрати, які включають в себе витрати на заробітну плату адміністративно -управлінського персоналу , амортизацію і ремонт адміністративних будівель , канцелярські та інші витрати ; $P_{\text{обсл}}$ - витрати на обслуговуючі виробництва ; $P_{\text{т.б}}$ - витрати з охорони праці та техніки безпеки; $P_{\text{ж.к}}$ - витрати на житлово-комунальне господарство ; $P_{\text{непр}}$ - невиробничі витрати ; $P_{\text{пр}}$ - інші накладні витрати .

Якщо із загальної кошторисної вартості відняти зворотні суми , то вийде первісна вартість основних засобів (інших і невиробничих), тобто капітальні вкладення в будівельний комплекс .

Капітальні вкладення K в будівельний комплекс пов'язані з кошторисними витратами ЗСН таким співвідношенням:

$$K = Z_{\text{см}} - \sum Z_{\text{возвр}i} + Z_{\text{буд}} + Z_{\text{пред}} + C_{\text{об.ср}}, \quad (1.7)$$

де $\sum Z_{\text{возвр}i}$ - зворотні суми , що представляють собою витрати в суміжні об'єкти, і т.д. , що підлягають відшкодуванню з місцевого бюджету (10 ... 20 %

кошторисних витрат); $Z_{\text{буд}}$ - капітальні витрати майбутніх періодів ; $Z_{\text{пред}}$ - витрати на пердуючі будівництву роботи (геологорозвідувальні , проектні тощо); $C_{\text{об.ср}}$ - мінімально необхідна вартість оборотних коштів для здачі об'єкту в експлуатацію.

Таблиця 1.21 – Кошторисна вартість вільнопотокової мікро ГЕС потужністю 4 кВт

№ пункту	Найменування витрат	Загальна вартість, USD
ЧАСТИНА 1. БУДІВЕЛЬНІ РОБОТИ		
1.1.1	ЧАСТИНА 1, Розділ 1. Підготовчі роботи Лісосводка і лісоотчістка, планування роботи на території майданчика основної споруди.	340,00
Разом за розділом 1		340,00
1.2.1	ЧАСТИНА 1, Розділ 2. Обвідний канал. Підтоплений водозлив. <i>Рибохід</i>	2500,00
1.2.2	Виймка м'яких ґрунтів	450,00
	Насип м'яких ґрунтів	
Разом за розділом 2		2950,00
1.3.1	ЧАСТИНА 1, Розділ 3. Дифузор.	
	Монолітні бетонні конструкції	546,88
1.3.2	Арматура	131,25
Разом за розділом 3		678,13
1.4.1	ЧАСТИНА 1, Розділ 4. Інші витрати	
	Будівельні роботи на майданчику.	1088,44
Разом за розділом 4		1088,44
РАЗОМ ЗА ЧАСТИНОЮ 1.		5056,56
Непередбачені витрати 5% Розділи 1-4		252,83
РАЗОМ ЗА ЧАСТИНОЮ 1.		5309,39
ЧАСТИНА 2 . ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ		
2.1.1	ЧАСТИНА 1 , Розділ 1	
	Генератор	262,50
Разом за розділом 1		262,50
2.2.1	ЧАСТИНА 2 , Розділ 2	
	Випрямляч	1256,25
2.2.2	Акумуляторні батареї	13281,25
2.2.3	Інвертор	1406,25
Разом за розділом 2		15943,75
2.3.1	ЧАСТИНА 2 , Розділ 3	
	Зарядний пристрій	572,81
2.3.3	Кабелі	218,75
Разом за розділом 3		791,56

Продовження таблиці 1.21

№	Найменування витрат	Загальна
---	---------------------	----------

пункту		вартість, USD
	ЧАСТИНА 2 , Розділ 4 . Інші витрати	
2.4.1	Монтажні роботи	849,89
2.4.2	Транспортні витрати	1699,78
Разом за розділом 4		2549,67
РАЗОМ ЗА ЧАСТИНОЮ 2.		19547,48
ЧАСТЬ 3. ОБЛАДНАННЯ		
	ЧАСТИНА 3 , Розділ 1	
3.1.1	Робоче колесо турбіни	771,88
3.1.2	Підшипниковий вузол	82,67
3.1.3	Підшипник	131,25
3.1.4	Зубчаста передача	109,38
Разом за розділом 1		1095,17
	ЧАСТИНА 3 , Розділ 2	
3.2.1	Монтажні роботи	328,55
3.2.2	Транспортні витрати	109,52
Разом за розділом 2		438,07
РАЗОМ ЗА ЧАСТИНОЮ 3.		
Непередбачені витрати 5% Розділи 1-2		76,66
РАЗОМ ЗА ЧАСТИНОЮ 3.		1609,90
РАЗОМ ЗА КОШТОРИСОМ		

1.5. Метод укрупнених розрахунків

У перспективних планових розрахунках, при розробці ТЕО будівництва енергетичних об'єктів, експертної та попередньої економічної оцінки проектних рішень, коли технічні рішення щодо об'єкту ще не визначені, використовують приблизні нормативи питомих капіталовкладень і методи їх укрупненого розрахунку. Такі нормативи можна використовувати в науково-технічних розрахунках.

Нормативи питомих вкладень розробляють проектні організації на основі узагальнення і статистичного аналізу даних раніше запроектованих і побудованих об'єктів аналогічного типу з уточненнями стосовно нововведень та нових цін.

Одним із найпоширеніших у практиці методів укрупнених розрахунків капіталовкладень у ТЕС є метод провідних елементів. Його суть полягає в тому, що капіталовкладення (K) з проектуючого об'єкту розраховують на основі довідково-нормативних даних, які визначають вартість основних фондів за формулою:

$$K = K_T + K_H + K_O, \quad (1.8)$$

де K_T - капвкладення, віднесені на турбоагрегати, основне і допоміжне обладнання машинного залу, його будівництво;

K_H - капвкладення, віднесені на котли і обладнання котельного, паливного цехів, димових труб;

K_0 - загальностанційні капвкладення, до яких віднесено інші капзатрати, в тому числі в об'єкти підсобного і обслуговуючого призначення, транспорт. Капзатрати на введення першого блоку значно вищі від затрат на введення наступних блоків, бо на експлуатацію його необхідно мати майже усю інфраструктуру допоміжного циклу.

Визначення вартості будівництва електростанції можна робити і за нормативами питомих капіталовкладень у розрахунку на 1 кВт·год річного виробітку електроенергії або на 1 кВт встановленої потужності.

Таблиця 1.22 - Приблизний рівень питомих капіталовкладень для електростанцій різних типів

Тип електростанції	1991 г.	1994 г.	1996 г.	2000 г.
	р./кВт	тыс. р./кВт	млн р./кВт	долл./кВт
КЭС	180... 300	600... 900	1,5...2,5	950... 1150
ТЭЦ	300...450	900... 1300	3,0...4,0	1700... 2000
ГЭС	350...500	1200... 1300	3.5...5.0	600... 1200
АЭС	700... 800	2100... 2400	6,0...7,0	1300
ГТУ	100	—	—	400
ПГУ	—	—	—	500... 800

Примітка . ГТУ - газотурбінні установки; ПГУ - парогазові установки.

1.6. Визначення удорожчання капітальних вкладень для створення електричної станції

Для визначення величини капіталовкладень відповідно до проекту будівництва широко використовують збільшені показники питомих витрат кошторисної вартості або питомих капіталовкладень. Одночасно, загальні капітальні витрати в будівництво, наприклад, атомної електричної станції, знаходяться в залежності від тривалості її будівництва.

Загальну вартість станції в рік завершення проекту можливо визначити за формулою (1.9), позначивши питомі капіталовкладення, як $\bar{K}_{\text{нм}}$, а величину встановленої електричної потужності, як $P_{\text{вст}}$:

$$K = \bar{K}_{\text{нм}} \cdot P_{\text{вст}}, \quad (1.9)$$

Збільшення вартості станції для забезпечення основних фондів підприємства запасними частинами оцінюється як $\alpha_1 = 2\%$ від K , а витрати на підготовку до будівництва (за даними зарубіжних експертів) складають $\alpha_2 = 10\%$ від K . Проте, для визначення витрат на підготовку при спорудженні чергового енергетичного блоку, слід враховувати порядковий номер енергоблоку, оскільки:

для першого блоку: $\alpha_2 = 10\%$;

для решти блоків: $\alpha_2 = 0\%$.

Таким чином, вартість спорудження станції (без урахування інфляції та платежів за позики на капіталовкладення) до початку безпосередніх робіт визначиться, як:

$$K'_{\text{поч}} = K \left(1 + \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{100} \right), \quad (1.10)$$

Через інфляцію, що має місце в будь-якому суспільстві, місячне збільшення вартості станції до початку робіт оцінюватиметься у відсотках, як

$$t_{\text{inf}}^M = \left[\sqrt[12]{1 + \frac{q_{\text{inf}}^{\text{рік}}}{100}} - 1 \right] \cdot 100, \quad (1.11)$$

де $q_{\text{inf}}^{\text{рік}}$ - інфляційне збільшення витрат у відсотках за рік. Зазвичай при стабільній економіці приймається $q_{\text{inf}}^{\text{рік}} = 6\%$. Тоді $t_{\text{inf}}^{\text{міс}}$ дорівнюватиме 0,485% у місяць.

Під час виконання розрахунків стосовно визначення витрат на будівництво слід врахувати також відсотки позик на будівельні капіталовкладення. У випадку річної норми у межах $Z_{\text{к.рік}} = 10\%$, щомісячне збільшення витрат відповідно формулі (1.1.4) складатиме $Z_{\text{к.міс}} = 0,794\%$:

$$Z_{\text{к.міс}} = \left[\sqrt[12]{1 + \frac{Z_{\text{к.рік}}}{100}} - 1 \right] \cdot 100, \quad (1.12)$$

При середньому терміні платежів на виконання підготовчих та будівельних робіт, що становитиме:

$$\bar{\tau}_{\text{міс}} = 0,5 \cdot \tau_{\text{бюд}} \quad (1.13)$$

(де $\tau_{\text{бюд}}$ - середня тривалість будівництва в місяцях), збільшення капітальних витрат за час будівництва у % можливо розрахувати за наступною формулою:

$$\phi = \left[\left(1 + \frac{Z_{\text{к.м}}}{100} + \frac{q_{\text{inf}}^M}{100} \right)^{\bar{\tau}_{\text{міс}}} - 1 \right] \cdot 100, \quad (1.14)$$

У підсумку, сумарна вартість станції до моменту початку її експлуатації складе:

$$K_A = K'_{\text{поч}} \cdot \left(1 + \frac{\phi}{100} \right), \quad (1.15)$$

Величина K_A є капіталом, який необхідно отримати у банку для виконання будівництва і який за термін роботи станції $t_{\text{роб}}$ повинен бути відшкодований. Цей капітал, виданий під певні відсотки за рік ($Z_{\text{к.рік}} = 10\%$), треба повернути з коефіцієнтом:

$$q_k = 1 + \frac{Z_k}{100}, \quad (1.16)$$

А щорічний відсоток погашення боргу в такому випадку буде розраховуватись як:

$$\psi = 100 \cdot \frac{q_k - 1}{1 - q_k^{-t_{\text{роб}}}}, \quad (1.17)$$

(Загальновизначений термін експлуатації АЕС є: $t_{\text{роб}} = 30$ років).

Таблиця 1.23 – Тривалість будівництва АЕС

Тип АЕС	Потужність, МВт	Число та потужність реакторів і турбогенераторів	Норми тривалості будівництва, місяці			
			Загальна	У тому числі		
				Підготовчий період	Передача обладнання в монтаж	Монтаж обладнання
АЕС із реактором ВВЭР-1000	4000	4x1000	144	24	48-132	87/ 48-134
У тому числі 1-й пусковий комплекс	1000	1x1000	84/1-84	24	48-78	33/ 48-80
2-й пусковий комплекс	1000	1x1000	60/43-102		66-96	33/ 66-08
3-й пусковий комплекс	1000	1x1000	60/61-120		84-114	33/ 69-06
4-й пусковий комплекс	1000	1x1000	66/79-144		102-132	33/102-134
Розширення АЕС із реактором ВВЭР-1000	2000	2x1000	84	24	24-72	51/ 24-74
У тому числі 1-й пусковий комплекс	1000	1x1000	60/1-60	24	24-54	33/ 24-56
РБМК (розширення)	2000	2x1000	78	24	18-66	51/19-69
У тому числі:		4x500				
1-й пусковий комплекс	1000	2x500	54/1-54	24	18-48	33/ 19-53
		1x1000				

Примітка. У чисельнику вказана тривалість робіт в місяцях, в знаменнику - порядковий місяць терміну початка та закінчення робіт.

По закінченню експлуатування електричної станції залишається устаткування, яке може бути використане (продано) і може представляти певну цінність. Одночасно треба врахувати, що після закінчення експлуатації станції треба витратити певну суму на її ліквідацію (демонтаж устаткування, очищення, планувальні роботи і т. п.). Тоді, залишкова вартість устаткування по закінченню, обумовленого терміну експлуатації станції, буде:

$$K_{\text{зал}} = K \cdot \frac{V - e}{100}, \quad (1.18)$$

Тут e -відсотки витрат на ліквідацію станції.

Величина V пов'язана з відсотками, що стосуються величини залишкової вартості устаткування після 30 років експлуатації станції, і коливається від 0% до 15%, а e складає приблизно 15% (при розрахунках можливо прийняти $V=0\%$)

Накопичення витрат на ліквідацію станції відбувається під час її роботи і складуть:

$$K'_{зал} = K_{зал} \left(1 + \frac{Z_k}{100} \right)^{-t_{роб}}, \quad (1.19)$$

Отже, вартість електричної станції, що списується, з урахуванням вартості робіт на її ліквідацію після, наприклад, 30 років роботи розраховується:

$$K_{спис} = K_A - K'_{зал}, \quad (1.20)$$

Треба зважити, що $K'_{зал}$ може бути негативною величиною, якщо $e > V$, тоді загальна сума, що списується, збільшується в порівнянні до K_A .

1.7. Розрахунок кошторисної вартості атомної електричної станції потужністю 1000 МВт

Розрахунок капітальних витрат на будівництво атомної електричної станції 1000 МВт встановленої електричної потужності здійснюється в даному прикладі за розділами зведеної кошторисної відомості (Таблиця 1.24).

Питомі капітальні вкладення в станцію електричною потужністю 1000 МВт для даного випадку, можливо визначити з використанням формули (1.1) таким чином:

$$K_{нум} = \frac{K \cdot 10^6}{P_{ест}}, \text{ або з використанням даних Таблиці 4:}$$

$$K_{уд} = \frac{921 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10^3} = 921 \text{ грн/кВт}$$

Таблиця 1.24 - Кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних витрат (за главами) на будівництво атомної електричної станції потужністю 1000 МВт

Глави кошторисно-фінансового розрахунку	Кошторисна вартість, млн. грн					Структура затрат	Питомі затрати грн/кВт
	будівельні роботи	Монтажні роботи	Устаткування	Інші	Підсумок		
1	2	3	4	5	6	7	8
Гл. 1 – Підготовка території будівництва	4,5	0,1	0,05	0,35	5	0,005	5
Гл. 2- Об'єкти головного виробничого призначення, у тому числі:							
- головний корпус	180	60	360	-	600	0,65	600
- спец. корпус	7,5	3,75	13,75	-	25	0,017	25
- електрогосподарство	1,25	1,5	11,25	-	15	0,016	15
- технічне водопостачання	24,3	3,75	9,3	-	37,5	0,040	37,5
- дизель-генераторна	0,625	1,875	10	-	12,5	0,013	12,5
- вентиляційна труба	0,375	0,075	0,05	-	0,5	0,00054	0,5
Гл. 3 - Об'єкти підсобного та обслуговуючого призначення	15,125	4,125	8,25	-	27,5	0,019	27,5
Гл. 4 – Об'єкти енергетичного господарства							
Гл. 5 – Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	15,75	3,375	3,375	-	22,5	0,024	22,5
Гл. 6 – Зовнішні мережі спорудження	9,375	1,875	1,25	-	12,5	0,0135	12,5
Гл. 7 – Благоустрій території	0,6	0,135	0,015	-	0,75	0,0008	0,75

Продовження таблиці 1.24

Гл. 8 – Тимчасові будівлі й споруди	34,65	0,35	-	-	35	0,038	35
Гл. 9 – Інші роботи та витрачання	5,5	2,5	3,25	13,75	25	0,027	25
Гл. 10 – Зміст управлінського апарата дирекції будівництва станції	-	-	-	1	1	0,001	1
Гл. 11 – Підготовка експлуатаційних кадрів	-	-	-	0,5	0,5	0,00054	0,5
Гл. 12 – Проектні й теор. роботи	-	-	-	12,5	12,5	0,0135	12,5
Разом по главам 1... 12	301,525	85,36	420,865	28,1	836	0,90238	836
Непередбачені витрати	-	-	-	-	85	0,09762	85
Усього по СФР					921	1,0	
Зворотні суми					18,42		

Питання для самопідготовки

1. Які організації займаються проектно-пошуковими роботами в енергетиці?
2. Стадії проектування об'єктів.
3. Планування розвитку енергетичної галузі
4. Джерела фінансування енергетичних об'єктів в умовах ринкової трансформації економіки.
5. Калькуляційна вартість будівництва, структура калькуляції.
6. Укрупнені нормативи, їх використання.
7. Методологія розрахунків капіталовкладень у будівництво об'єктів енергетики.
8. Охарактеризуйте структуру ТЕО, ТЗ, технічного проекту.
9. Яка структура капіталовкладень в різні типи електростанцій та електричні мережі ?
10. Які джерела фінансування капіталовкладень ви знаєте?
11. Які стадії проектування вам відомі? У чому полягають їх основні особливості?
12. Охарактеризуйте види кошторисів , склад показників кошторису.
13. Чим відрізняються кошторисні витрати і капітальні вкладення ?

Розділ II. Собівартість енергії.

Тема 5. Калькуляція та її економічний зміст.

Економічний зміст і методика розрахунків калькуляції собівартості виробництва енергії на електростанціях різних типів.

Тема 6. Формування собівартості енергії.

Структура собівартості енергії. Класифікація і структура затрат енергетичного виробництва. Собівартість передавання енергії. Повна собівартість електроенергії, корисно доведеної до споживача.

Тема 7. Розрахунок витрат виробництва на ГЕС. Особливості визначення собівартості електроенергії на ГАЕС.

2.1. Формування собівартості енергії

Об'єктивною і найдосконалішою мірою ефективності суспільного виробництва є вартість, тобто кількість суспільно необхідної праці або часу, уречевлених у товарі, затрачених на його виробництво. Одним із таких показників є затрати виробництва, пов'язані з виготовленням та реалізацією одиниці продукції, тобто її собівартість.

Собівартість продукції формується із затрат на споживання в процесі виробництва предметів праці, вартості засобів праці, яка перенесена на готовий продукт з допомогою нарахування амортизації, заробітної платні та інших витрат підприємства, що пов'язані з ремонтом, організацією виробництва, менеджментом та маркетингом. Отже, собівартість виготовлення продукції не відображає повної її вартості. В собівартість не входить та частина затрат праці, яка формує чистий дохід суспільства, що реалізується через ціни та податки.

Собівартість продукції може бути виміряна в грошовому виразі достатньо об'єктивно і точно. Тому вона, поряд із капітальними вкладеннями і ціною, використовується в якості вимірника індивідуальних та суспільно необхідних затрат праці при плануванні, аналізі виробничої діяльності, виборі оптимального варіанту технічного рішення.

Отже, структура собівартості складається із:

1. Затрат підприємства на спожиті в процесі виробництва сировину, комплектуючі, енергію, паливо тощо.
2. Заробітної плати персоналу.
3. Транспортних витрат.
4. Витрат на маркетинг та менеджмент.
5. Обслуговування обладнання та виробництва в цілому (ремонт обладнання, приміщень, транспортних засобів).
6. Витрат на реалізацію.

Собівартість продукції відноситься до найважливіших економічних показників роботи підприємства. В ній відображається рівень науково-технічного розвитку підприємства, продуктивності праці, енергоресурсозбереження, використання

потужностей та інші показники. Від рівня собівартості продукції залежить сума прибутку.

У промисловості розрізняють собівартість валової, товарної та реалізованої продукції.

Собівартість валової продукції може бути визначена як відношення затрат виробництва до всієї кількості виробленої за певний період часу (місяць, рік) продукції. В енергетиці валова продукція основного виробництва електростанцій, теплових централей за економічним змістом у натуральній формі відповідає кількості енергії, яка відпущена із шин електростанцій, та тепла, відпущеного із колекторів теплоцентралей у мережу. В об'єм валової продукції енергетичних підприємств умовно включають вартість капітального ремонту обладнання і послуг допоміжних виробництв.

Собівартість товарної продукції визначають як відношення витрат виробництва до кількості товарної продукції, яка приблизно відповідає різниці між валовою продукцією та її витратами на власні потреби виробництва, включаючи внутрішньовиробничі втрати. Для електростанцій та котелень товарною продукцією основного виробництва в натуральному вигляді є продаж електроенергії із шин і тепла із колекторів мережі. Для енергосистем вона відповідає кількості енергії, корисно доведеної до споживача, включаючи і куплену в інших енергосистемах. Тому при визначенні товарної продукції енергосистем у вартісному виразі в неї включають затрати на купівельну енергію за відповідними тарифами, на її перетоки міжсистемними зв'язками.

При співпаданні в часі генерування та споживання енергії кількість реалізованої та товарної продукції в натуральному і вартісному виразах приблизно однакові.

Крім наведених собівартостей, розрізняють цехову, заводську, повну і галузеву.

Цехова собівартість включає затрати на сировину, матеріали, зарплату, амортизацію і поточний ремонт основних фондів та ін. У зв'язку із відсутністю незавершеного виробництва, на енергетичних підприємствах цехова собівартість вироблення і розподілу енергії не калькулюється.

Заводська собівартість складається із затрат окремих цехів підприємства та загальнозаводських витрат. Її еквівалентом в енергетиці є собівартість виробництва енергії на електростанціях і в котельнях, а також собівартість передавання і розподіл енергії в сіткових підприємствах.

Повна або комерційна собівартість складається із заводської і невиробничих витрат, пов'язаних із реалізацією продукції, адміністративно-господарськими витратами підприємства, підготовкою персоналу та науково-дослідними роботами. Повна собівартість енергії включає затрати енергозбутових підприємств, складається із затрат електростанцій, сіткових підприємств (магістральних та локальних мереж) і загальновиробничих витрат у лініях електропередач, трубопроводах.

Галузева собівартість продукції в енергетиці є середньою по підприємствах галузі. Крім цього, правомірно виділяти регіональну собівартість електроенергії по об'єднаних енергосистемах. У цьому випадку, крім повних затрат на окремих енергосистемах, потрібно враховувати і витрати на утримання диспетчерського апарату і виробничих служб об'єднання енергосистем.

Собівартість буває плановою та фактичною. **Планова** - включає планові витрати, виходячи із норм і нормативів витрати сировини, палива, допоміжних матеріалів, використання обладнання, трудових затрат та планових цін.

Фактична собівартість характеризує розміри дійсно спожитих засобів на випуск продукції, затрачених матеріалів, трудових та фінансових витрат.

На основі впровадження інновацій, зростання продуктивності праці, економії ресурсів, покращення ефективності роботи обладнання собівартість в умовах ринкової економіки постійно знижується. Основною причиною цього є конкурентна боротьба за споживачів.

2.2. Класифікація і структура затрат енергетичного виробництва

Затрати виробництва в промисловості та енергетиці розраховуються в двох напрямках:

- за економічними елементами затрат;
- за статтями калькуляції (статтями рахунків).

Розглянемо класифікацію затрат за економічними елементами. На основі розрахунку елементів затрат планують потребу підприємства в обігових засобах, визначають їх фактичні витрати складають загальну калькуляцію затрат виробництва.

У промисловості прийнята така класифікація затрат за економічними елементами: ¹

- сировина й основні матеріали;
- допоміжні матеріали;
- паливо та енергія;
- амортизація основних фондів;
- основна і додаткова зарплата;
- відрахування на соціальне страхування;
- послуги;
- поточний ремонт;
- інші грошові затрати.

У деяких галузях промисловості окремі елементи затрат можуть бути відсутні, що пов'язано із специфікою їх роботи.

В енергетиці відсутні затрати на сировину й основні матеріали. Замість затрат на паливо та енергію калькулюють тільки затрати на паливо. В сіткових підприємствах відсутні затрати на паливо. Разом із цим, в енергетиці визначають як самостійні елементи затрати на поточний ремонт та послуги, що виконують своїми

допоміжними службами і сторонніми організаціями. Наведемо приклад співвідношення окремих елементів затрат у промисловості та енергетиці в % за рік (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 - Елементи затрат на виробництво в промисловості та енергетиці у %

Елементи затрат	Промисловість	Енергетика
Сировина та основні матеріали	63,2	-
Допоміжні матеріали	4,3	5,2
Паливо	3,5	51,0
Енергія	2,5	0,5
Амортизація	6,9	25,5
Заробітна плата	14,9	11,4
Інші затрати	4,7	6,4
Всього	100,0	100,0

Як бачимо із даних, найважливішим елементом затрат у промисловості є вартість сировини й основних матеріалів, які в енергетиці взагалі відсутні. В енергетиці основним елементом затрат є вартість палива, а частка амортизації у зв'язку з високою капіталоемністю енерговиробництва значно вища, ніж у промисловості. Доля затрат на паливо у витратах виробництва ТЕС коливається від 50 до 70% і залежить від цін на паливо і ступеня економічної експлуатації станції.

Орієнтовні дані про структуру собівартості виробництва і передавання енергії наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Структура собівартості виробництва і передавання енергії, у %

Станції, мережі	Паливо	Амортизація	Зарплата	Інші витрати	Всього
Теплові конденсаційні електростанції	65	18,5	6	10,5	100
Теплоелектроцентралі (виробництво і відпуск електроенергії)	65	18	6	11	100
Теплоелектроцентралі (виробництво і відпуск тепла)	70	15	8	7	100
Гідроелектростанції	-	82	5	13	100
Електричні мережі	-	54	24	22	100
Теплові мережі	-	52	20	28	100

Із даних таблиці видно, що на ТЕС питома вага затрат на амортизацію не перевищує 20%, а основною складовою є затрати на паливо. В гідроенергетиці затрати на паливо повністю відсутні, а питома вага амортизації сягає 82%. В мережах основною складовою частиною є амортизація (52-54%).

За ознакою залежності від обсягів виробництва всі затрати поділяються на умовно-постійні та умовно-змінні. Для енергетики цей поділ є досить характерним.

До умовно-постійних відносять ту частину затрат, яка не залежить від кількості продукції, що випускається. До умовно-змінних відносять затрати, які практично пропорційні випуску продукції. На ТЕС та АЕС до останніх відносяться затрати на паливо і покупну воду, все інше - до умовно-постійних. В сіткових підприємствах та ГЕС всі статті затрат відносять до умовно-постійних. На ТЕС питома вага умовно-постійних затрат складає всього 30-50%.

За принципом однорідності елементи затрат поділяють на прості та комплексні. Перші включають один елемент затрат, а інші - кілька. Прикладом простих елементів є затрати на паливо, зарплату, допоміжні елементи. Комплексні затрати - це амортизація. Вони складаються із сум відрахування на інновацію та проведення капітальних ремонтів. У свою чергу затрати на капремонт складаються із вартості матеріалів і зарплати.

Групування затрат за економічними елементами на підприємствах, де випускається більш як один вид продукції, недостатнє для визначення собівартості кожного виду. Тому з класифікацією затрат на виробництво за економічними елементами проводять групування і розрахунок за статтями калькуляції. Це дає можливість групувати затрати за виробничим призначенням, тобто по цехах і фазах виробництва.

Собівартість електроенергії, яка виробляється на ГЕС, у 5-6 разів нижча собівартості енергії ТЕС. На ГЕС основними складовими витрат виробництва є затрати на амортизацію, заробітну плату, а також загальностанційні витрати. В зв'язку із відсутністю затрат на паливо і незначними затратами на зарплату частка складової з амортизації в затратах виробництва на ГЕС коливається від 70 до 90%.

Решту складових затрат виробництва на ГЕС відносять до категорії умовно-постійних, тобто вони мало залежать від обсягу виробництва енергії. В цілому, собівартість виробництва енергії на ГЕС залежить від її потужності, капітальних затрат, ступеня амортизації станції, зарегульованості стоку річки, режимів роботи в добовому та річному періодах і водності року.

У даний час норми амортизаційних відрахувань на реновацію і капремонт гідротехнічних споруд прийняті від 0,2 до 2% початкової балансової вартості ГЕС. Для основного обладнання низьконапірних ГЕС норма амортизації складає 4%, для високонапірних - 5,2%. В приблизних розрахунках допускається використовувати середні норми амортизаційних відрахувань.

2.3. Визначення виробничих витрат в енергетиці. Собівартість 1 кВт години електроенергії

Витрати виробництва в енергетиці розраховуються, як і в промисловості, за економічними елементами. Проте, у випадку енергетичного виробництва деякі складові витрат економічних елементів можуть бути відсутніми. Наприклад, в енергетиці немає витрат на сировину й основні матеріали, але для теплових та

атомних електричних станцій велике значення мають витрати на технологічне паливо. Окремо в енергетиці можуть калькулюватися витрати на поточний ремонт і послуги, що виконуються допоміжними службами або сторонніми організаціями.

Аналіз складу умовно-постійних і умовно-змінних витрат при відповідному розподілу загальновиробничих витрат показує, що в енергетиці у випадку ТЕЦ, ТЕС і АЕС до умовно-змінних витрат відносять витрати на паливо і воду, а решта витрат є умовно-постійними.

Розрахунок виробничих витрат за економічними елементами достатній для підприємств, що виробляють тільки один тип енергії (ГЕС, ТЕС, АЕС, котельні, електричні і теплові мережі). У випадку підприємств, які виробляють більше ніж один тип енергії, або декілька видів продукції при обліку витрат на виробництво останні групуються за статтями калькуляції (для ТЕЦ).

Собівартість одиниці електроенергії відпущеної від шин електричної станції ($C_{від}$) або 1 кВт години можна визначати користуючись наступною формулою:

$$C_{від} = \frac{\Sigma I}{W_{від}} = \frac{\Sigma I}{W_{вир} - W_{вл.потр}}, \quad (2.1)$$

де ΣI - загальні поточні витрати на виробництво, грошові одиниці;

$W_{від}$, $W_{вир.}$, $W_{вл.потр}$ - електрична енергія, відповідно, що відпущена з шин; що вироблена та витрачена на власні потреби електричної станції, кВт години.

В зв'язку з тим, що на сучасних електричних станціях практикується встановлювати серійне обладнання, при виконанні техніко-економічних розрахунків доречно використовувати збільшені нормативи та питомі витрати для розрахунків по капіталовкладенням, по витратам палива або води, а також при визначені чисельності персоналу енергопідприємств.

2.4. Експлуатаційні витрати в енергетиці

Сумарні витрати на виробництво електроенергії в цілому визначаються як:

$$I_{\Sigma} = I_{топ} + I_{ам} + I_{зар} + I_{рем} + I_{ін} + I_{поз}, \quad (2.2)$$

$I_{топ}$ - витрати на паливо (якщо воно використовується), грн;

$I_{ам}$ - витрати на амортизацію та ін. відрахування, грн;

$I_{зар}$ - витрати на заробітну плату, грн;

$I_{рем}$ - витрати на ремонт, грн;

$I_{ін}$ - витрати на допоміжні матеріали та інші витрати, грн;

$I_{поз}$ - позапромислові витрати, грн.

Наведена формула (2.2) може бути записана інакше, якщо з формули виключити деякі елементи (наприклад, витрати на паливо для гідроелектричних станцій відсутні), але додати інші, щоб підкреслити особливу увагу до певних витрат за де-якими елементами (наприклад, до витрат на технологічну воду, витрат на поточні ремонти й обслуговування, а також на капітальні ремонти та ін.)

2.4.1. Витрати на паливо

Для електричних станцій, що працюють на паливі, витрати на паливо є визначальними у формуванні ціни за 1 кВт годину відпущеної енергії. Для інших типів електричних станцій усі виробничі витрати є умовно постійними і багато в чому залежать від капітальних витрат, тобто від величини встановленої потужності станції.

У випадку АЕС річні витрати на ядерне паливо розраховуються в такий спосіб:

$$I_{\text{пал}} = B_{\text{пал}}(C_{\text{пал}} + C_{\text{зб}}), \quad (2.3)$$

де $B_{\text{пал}}$ - річна витрата ядерного палива, кг;

$C_{\text{пал}}$ - ціна 1кг ядерного палива, що завантажується в реактор у стаціонарному режимі з урахуванням транспортних витрат, грн;

$C_{\text{зб}}$ - вартість збереження, усунення і подальшої переробки ядерного палива.

$$B_{\text{пал}} = \frac{N_{\text{т}} \cdot n \cdot 365 \cdot \bar{\varphi}}{\bar{B}}, \quad (2.4)$$

де $N_{\text{т}}$ - теплова потужність реактора, МВт;

n – число енергоблоків, установлених на станції,

$\bar{\varphi}$ - середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності (коефіцієнт навантаження):

$$\bar{\varphi} = \frac{h_{\text{вст}}}{8760}, \quad (2.5)$$

де $h_{\text{вст}}$ - середньорічне число годин використання встановленої потужності, година;

$\bar{B}$ - середній питомий енерговирібок (глибина вигорання), МВт×доб/т.

Для запуску АЕС з першим завантаженням у реактор завантажується кількість ядерного палива, що перевищує у 2-3 рази річну потребу. Надалі, щорічно довантажується необхідна кількість ядерного палива і його вартість включається в щорічні експлуатаційні витрати АЕС. Відповідно у витратах на паливо необхідно враховувати, як вартість щорічного завантаження палива, так і частину вартості першого завантаження:

$$I_{\text{пал}} = B_{\text{пал}} \cdot C_{\text{пал}} + K_{\text{пал}} \cdot \sum_{i=1}^m B_i \cdot C_i, \quad (2.6)$$

де $K_{\text{пал}}$ – коефіцієнт, що враховує частину вартості першого завантаження, віднесеному на щорічні експлуатаційні витрати (0,05 при 20 роках роботи АЕС);

m – тип палива, відповідного збагачення.

У випадку теплової електричної станції чи теплової електроцентралі, що працює на твердому, газоподібному чи паливі їхній комбінації, принципово важливим моментом для визначення витрати палива є складання теплового балансу.

Наприклад, у статті [7] приводиться докладний розрахунок роботи заводської ТЕЦ.

Таблиця 2.3 - Дані про перше завантаження ядерним паливом реактора

Показники	Тип реактора та потужність, МВт		
	ВВЕР		РБМК
	500	1000	1000
Вага першого завантаження по урану, т	35	66	180
У тому числі збагачення ядерним паливом	10 т – 2%	20 т – 2%	1,1%
	13 т – 3,3%	23 т – 3,3%	
	12 т – 4,4%	23 т – 4,4%	

За допомогою складання енергетичного балансу визначаються обсяги виробітку тепла й основні напрямки його використання. Потреба в паливі (B) визначається, виходячи з встановленої теплової потужності станції ($N^{вст}$), як:

$$B = \frac{N^{вст}}{Q_{ном}^{роб}}, \quad (2.7)$$

де $N^{вст}$ - теплова потужність станції, Гкал,

$Q_{ном}^{роб}$ - теплотворна здатність палива, що використовується, ккал/кг чи ккал/м³, (довідкові дані).

Наприклад, для вугілля в залежності від його сортності теплотворна здатність складає від 5000 до 7400 ккал/кг, для природного газу – 8050 ккал/кг при питомій вазі газу $\gamma=0,71$ кг/м³, для мазуту - близько 9800 ккал/кг, для дизельного палива – близько 10200 ккал/кг. Для зручності в енергетиці використовується поняття умовного палива, теплотворна здатність якого складає 7000 ккал/кг чи 29,3 МДж/кг.

У свою чергу, обсяги вироблення станцією тепла ($Q_{вир}$) залежать від параметрів робочого тіла (наприклад, пару), що є теплоносієм, і відрізняються від її теплової потужності пропорційно коефіцієнту, що визначає середньостатистичне завантаження станції (формула 2.1.3) з урахуванням величини технологічних (теплових) втрат через або коефіцієнт використання тепла (КВТ), або коефіцієнт корисної дії (ККД) устаткування станції:

$$Q_{вир} = D_{тепла} \times i_{пару}, \quad (2.8)$$

де $D_{тепла}$ - обсяги пари, що виробляється чи котлоагрегатом, чи парогенератором відповідного параметру (температура і тиск), т/пари;

$i_{пару}$ - тепломісткість пари, відповідного параметру, Гкал/т (довідкові дані).

Для парогенераторів обсяги вироблення пари визначеного параметра залежать від їхньої годинної продуктивності відповідно до:

$$D_{тепла} = d_{тепла} \times \tau, \quad (2.9)$$

де $d_{тепла}$ - продуктивність парогенератора, т/година (технічна характеристика);

τ - час роботи парогенератора, година.

2.2 Амортизаційні відрахування

До основних фондів відносять об'єкти довгострокового використання, тому поняття амортизація існує як економічна характеристика процесу поступового перенесення вартості основних фондів на готові вироби або послуги, що виготовляються з їхньою допомогою. Амортизаційні відрахування в міру використання обладнання й інших об'єктів накопичуються в спеціальних фондах, кошти яких надалі повинні служити реновації технічної бази підприємства. Розрахунки амортизаційних витрат виконуються за стандартними методиками і відповідно до прийнятих норм амортизації, що залежать від строку експлуатації об'єктів основних фондів, а також режимів їхньої експлуатації й обслуговування.

Річні витрати на амортизацію ($I_{ам}$) основних фондів, наприклад, у випадку АЕС можуть бути обчислені наступним способом:

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot \alpha \cdot K_{спис} + H_{ам.п.з.} \cdot K_{п.з.}, \quad (2.10)$$

де $\bar{H}_{ам}$ - середня норма амортизації, для даного випадку збільшено дорівнюється 6%;

α - коефіцієнт перерахування капітальних вкладень у вартість основних виробничих фондів, визначених з урахуванням інфляції, кредитної ставки та ін. факторів ($\alpha = 0,9$);

$K_{п.з.}$ - разові витрати на перше завантаження ядерного палива, приймається рівним 15-20% до $K_{спис}$;

$H_{ам.п.з.}$ - норма амортизації першого паливного завантаження, (приймається 3%).

Витрати на амортизацію можливо визначити інакше:

$$I_{ам} = \beta \cdot K_{спис} \\ \beta = \psi + S_m + V, \quad (2.11)$$

де ψ - річний відсоток погашення боргу, %;

S_m - відсоток державних податків, які залежать від величини капіталу й сфери його використання, %;

V - страховий внесок, що залежить від розміру капіталу, %.

Основні фонди АЕС прийнято розподіляти на групи:

1. будинки й спорудження (визначається по кошторисній вартості будівництва станції);
2. технологічне устаткування, що виробляє теплоносій (наприклад, котлоагрегати, що виробляють пар);
3. технологічне устаткування для генерації електроенергії (наприклад, турбогенератори);
4. допоміжне силове тепломеханічне устаткування;
5. силове електротехнічне устаткування;
6. устаткування й дорогий інструмент для дозиметричного й теплового

контролю, автоматичного регулювання й ін.

Вартість основних фондів, що належать з 2 до 6 груп, у випадку АЕС можливо розділити відповідно з наступним процентним співвідношенням:

1. 2 - 40%;
2. 3 - 25%;
3. 4 - 10%;
4. 5 - 15%;
5. 6 - 10%.

Остаточо, амортизаційні відрахування можливо визначити або збільшено, або за нормами амортизації ($\bar{H}_{ам}$, таблиця 30), або ж по терміну служби певного об'єкту основних фондів ($T_{служби}$):

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot K_{стис} \quad (2.12)$$

$$I_{ам} = \frac{K_{стис}}{T_{служби}}, \quad (2.13)$$

Для гідроенергетичної станції балансову вартість основних фондів прийнято збільшено розподіляти на дві головні групи стосовно виробничого призначення об'єктів основних фондів ГЕС: гідротехнічні спорудження (близько 80% від загальної вартості основних фондів ГЕС) і технологічне устаткування (решта). Норми амортизації за зазначеними групами становлять приблизно: 2,5-3,0% та 6,0-8,0% відносно балансової вартості основних фондів зазначених груп або разраховуються відносно очікуваного строку служби окремих об'єктів ГЕС.

Таблиця 2.4 - Норми амортизаційних відрахувань, визначених у відповідності до терміну служби певних груп основних фондів

Номер п/п	Обладнання	Норма амортизації	У тому числі	
			На кап. ремонт	На реновацію
	Електронна промисловість			
1	Фізико-термічне обладнання для виробництва мікроелектронної техніки	28,2	3,2	25
2	Для механічних та кліматичних досліджень	31,5	6,5	25
3	Вакуумне технологічне обладнання	24,3	4,3	20
	Енергетика			
1	Повітряні лінії електропередач	2,4	0,4	2,0
2	Силове електротехнічне обладнання и РУ	6,4	2,9	3,5

Законом про оподаткування підприємства (Додаток Б) держава встановила збільшені норми амортизації, які в рік становлять, відповідно до групи основних фондів: для першої - 8%, другої -24%, третьої - 40%, четвертої - 60%. До двох останніх груп відносять обладнання, яке швидко морально зношується і для якого рекомендовано застосовувати прискорену амортизацію. Так, елементи

інформаційно-автоматизованих систем, обчислювальної техніки, засоби мобільного зв'язку й подібні до них елементи основних фондів відтворюються швидше, ніж будинки, спорудження й силові обладнання.

2.3. Витрати на заробітну плату

Чисельність персоналу енергетичних підприємств є величиною практично незмінною, тому визначається у відповідності зі штатним розкладом (відповідно штатному коефіцієнту, віднесеному до величини встановленої електричної потужності). Збільшено витрати на заробітну плату розраховуються залежно від:

$$I_{зар} = \kappa_{шт} \cdot P_{вст} \cdot \overline{\Phi}_{зн}, \quad (2.14)$$

де $\kappa_{шт}$ - штатний коефіцієнт (обирається за довідковими даними);

$\overline{\Phi}_{зн}$ - середні витрати на зарплату однієї працюючої на станції особи.

Таблиця 2.5 - Значення штатного коефіцієнта для різних типів АЕС

Тип станції	Електрична потужність блока, $P_{вст}$, МВт	Штатний коефіцієнт, люд/МВт				
		Персонал, 1 блок			Усього	Наступні блоки
		Експлуатаційний	Ремонтний	Керівний		
АЕС, ВВЕР	440	0,34	0,8	0,09	1,23	1,14
АЕС, ВВЕР	1000	0,26	0,7	0,07	1,03	0,96
АЕС, РБМК	1000	0,35	0,85	0,08	1,28	1,2
АЕС, РБМК	1500	0,32	0,75	0,08	1,15	1,07
АТЕЦ, ВВЕР	1000	0,38	0,7	0,08	1,16	1,08

Річні витрати на зарплату інакше можуть бути розраховані, виходячи із чисельності персоналу підприємства за категоріями і величинами їхньої середньої зарплати за місяць.

Наприклад, для електрогенеруючого підприємства (у випадку АЕС) розподіл загальної чисельності персоналу по категоріях можливо в таких пропорціях:

- робітники 65 - 70%;
- ІТП -20 - 25%;
- службовці - 5 - 7%;
- МОП - 2 - 3%

Зарплату персоналу для даного випадку можливо обчислити використовуючи формулу:

$$I_{зар} = Z_{роб} \cdot \eta^{роб} (1 - \kappa_{рем}) + (Z_{ітр} + Z_{сл} + Z_{моп}) \cdot \eta^{12} \quad (2.15)$$

де $Z_{роб}$, $Z_{ітр}$, $Z_{сл}$, $Z_{моп}$ – місячна зарплата відповідно робітників, ІТП, службовців, МОП;

$\kappa_{рем}$ – коефіцієнт, що враховує використання частини експлуатаційного персоналу на роботах з капітального ремонту (приймається рівним 0,3);

$\eta^{роб}$, $\eta^{ітр}$, $\eta^{сл}$, $\eta^{моп}$ - чисельність відповідно робітників, ІТП, службовців і МОП;

$\eta^{роб}$ – коефіцієнт, що враховує додаткову зарплату робітників і відрахування на соціальне страхування (приймається 1,75 – 1,8);

η' - коефіцієнт, що враховує додаткову зарплату ІТП, службовців, МОП з відрахуваннями на соціальне страхування (приймається 1,6 - 1,7).

Основою організації зарплати на підприємстві є тарифна система, побудована за схемою тарифних ставок і посадових окладів, і яка служить для формування й диференціації розмірів оплати праці в межах підприємства або організації. Таблиця 32 демонструє принцип побудови схеми посадових окладів в умовах підприємства Дніпроенерго.

Варто вказати, що наведені в таблиці коефіцієнти встановлюються до розміру мінімальної зарплати й не враховують особливості умов праці виконавців, при цьому, оклади заступників керівників, головних бухгалтерів і заступників головних інженерів встановлюються на 5-15%, а в помічників на 30-40% нижче посадового окладу відповідного керівника.

Особливості диференціації оплати праці виробничих робітників буде розглянута далі на прикладах, що пов'язані з розрахунками витрат по обслуговуванню й ремонту енергетичного устаткування підприємств.

Таблиця 2.6-Приклад схеми посадових окладів на Дніпроенерго по диспетчеризації

Посада, професія	Коефіцієнт	
	min	max
Директор	5,00	6,80
Головний інженер	5,00	6,80
Головний диспетчер	4,75	5,90
Заступник директора	4,25	6,46
Заступник головного диспетчера	4,04	5,60
Заступник головного інженера	4,25	6,46
Головний бухгалтер	4,25	6,46
Заступник головного бухгалтера	4,45	5,00
Помічник директора	3,00	4,76
Начальник диспетчерської служби	4,75	5,85
Заступник начальника ДС	4,04	5,55
Начальник ЦСРЗА	4,00	5,70
Заступник начальника ЦСРЗА	3,40	5,42
Начальник служби оптимізації режимів, СТМ, СЗДТУ, СП, СВЛЕП, СДСО, ОТС, СОП	4,45	5,00
Заступник начальника вказаних служб	3,78	4,75
Начальник СЕП, ООП	4,45	5,00
Заступник начальника СЕП, ООП	3,78	4,75
Начальник СЗУОТ, МС, СОО, СЕН, СОРЕ, СЕЗОВ	4,25	4,65
Заступники начальників цих служб	3,60	3,42
Начальник ОМТЗ, СМЗВ, СМ и Т	4,00	4,80
Заступники начальників цих служб	3,40	4,56

Начальники відділу кадрів, ОСР	3,80	4,50
Заступник начальників цих служб	3,23	4,28
Начальник ГС	3,80	4,20
Заступник начальника ГС	3,23	3,99
Начальник сектора виробничої служби	2,40	3,60
Ведучий інженер-технолог	2,75	3,25

2.4. Визначення витрат на ремонт, допоміжні матеріали та інші напрямки

Збільшено витрати на ремонт устаткування енергетичного підприємства можливо прийняти у розмірі 20% відносно амортизаційних відрахувань від основних фондів.

$$I_{рем} = 0,2I_{ам}, \quad (2.16)$$

$I_{ам}$ - річні амортизаційні відрахування, грн.

Витрати на допоміжні матеріали та інші витрати включають відрахування саме на допоміжні матеріали, а також непередбачені видатки різного спрямування, наприклад, які пов'язані з аварійним ремонтом устаткування, штрафами за порушення умов експлуатації, витратами на додаткові роботи, що виникають при експлуатації станції в результаті зміни природних умов і вимогами до підвищення її надійності й безпеки.

$$I_{ін} = \alpha_{заг.} (I_{ам} + I_{рем} + I_{зар}) \quad (2.17)$$

$\alpha_{заг.}$ - коефіцієнт відрахувань на загально станційні витрати (Таблиця 33);

$I_{ам}$ - річні амортизаційні відрахування, грн;

$I_{рем}$ - річні витрати на ремонт устаткування АЕС, грн;

$I_{зар}$ - річні витрати на заробітну плату експлуатаційного персоналу АЕС, грн.

Таблиця 2.7 – Значення коефіцієнта відрахувань (α) для різних типів АЕС

	Коефіцієнт відрахувань $\alpha_{заг}$
АЕС з блоками потужності 500 МВт	0,25
АЕС з двома та більшою кількістю блоками потужності до 500МВт	0,23
АЕС з блоками 1000 МВт	0,2
АЕС з двома та більшою кількістю блоками потужності 1000МВт	0,15
АТЕЦ з блоками потужності 1000 МВт	0,25
АТЕЦ з двома та більшою кількістю блоками потужності 1000МВт	0,2

Останніми у черзі витрат по визначенню загальних річних експлуатаційних витрат розраховуються комерційні або позавиробничі затрати – витрати, які не пов'язані з виробництвом електроенергії, але в силу діючого законодавства списуються на собівартість електроенергії (відрахування в централізовані й позабюджетні фонди – страховий фонд, фонд зняття з експлуатації, інноваційний фонд, фонди охорони праці, фінансової підтримки, страховий фонд та інші).

Зазвичай вони приймаються в межах 1 -5% від суми стосовно попередньо розрахованих витрат:

$$I_{ов} = 0,01(I_{топ} + I_{ам} + I_{зар} + I_{рем} + I_{ин}), \quad (2.18)$$

2.5. Шляхи зниження собівартості енергії

Зниження собівартості енергії є основним джерелом зростання ефективності, збільшення прибутку і підвищення рентабельності. Враховуючи те, що енергія є складовою частиною калькуляції будь-яких товарів, зниження вартості енергії призведе до зменшення цін на товари, покращення добробуту народу.

Фактори, що сприяють подорожчання електроенергії:

- збільшення частки вироблення енергії ТЕС і АЕС і зниження частки ГЕС в електробалансі країни;
- завершення будівництва ядерних блоків на Рівненській та Хмельницькій АЕС;
- збільшення собівартості передавання у зв'язку із стихійними лихами, заміною ліній електропередач на сучасні;
- зростання втрат у системах та мережах електропередач.

Певний негативний вплив має і тенденція розщільнення добових графіків навантаження енергосистеми України, областей, так як при цьому збільшується частка обладнання, яке працює в перемінному, малоекономічному режимі. Крім цього, знижується число годин використання встановленої потужності електростанцій, що призводить до відносного зростання частки умовно-постійних складових собівартості виробництва енергії.

До основних чинників, які визначають зниження собівартості енергії, відносять:

1. Впровадження нових типів ядерних реакторів, їх модернізацію.
2. Впровадження нових сучасних паро- та електрогенеруючих блоків, модернізацію, реконструкцію діючих.
3. Ширше впровадження засобів автоматизації та телемеханіки на всіх енергетичних об'єктах.
4. Вдосконалення методів управління.
5. Використання нетрадиційної та гідроенергетики.

Зокрема, на ТЕЦ основними шляхами зниження собівартості є:

- оптимізація режимів роботи основного обладнання, повніше завантаження відборів турбін ТЕЦ;
- використання дешевших і економічніших видів палива;
- зменшення витрат на транспортні операції;
- покращення експлуатаційної економічної характеристики станцій;

- збільшення використання встановленої потужності.

Аналогічні вимоги до собівартості енергії ставляться і до АЕС та ГЕС.

Основними параметрами зниження собівартості передавання і розподілу енергії в мережах є:

- скорочення витрат енергії;
- вдосконалення організації експлуатаційних і ремонтних робіт;
- зниження загальних витрат електромереж;
- мобілізація та реконструкція застарілого обладнання;
- оптимальний розподіл навантаження між станціями, підприємствами;
- зменшення невиробничих витрат;
- покращення системи взаєморозрахунків;
- використання нових «високих» технологій на всіх етапах енерговиробництва;
- підвищення кваліфікації персоналу;
- реструктуризація підприємств, у т.ч. генеруючих;
- оптимізація управління.

2.6. Визначення обсягів виробітку та відпуску електричної енергії

Планований річний режим роботи електричної станції певного типу (ЕС), після виходу станції на нормальний режим експлуатування, приймається у відповідності до характерних добових, місячних і сезонних графіках її роботи ЕС [1].

Наприклад, у випадку атомної ЕС, один блок станції працює, в середньому, за рік за наступним режимом :

- з навантаженням 100% -3000 годин.
- з навантаженням 85% - 2230 годин
- з навантаженням 70% - 1754 годин

Час простою енергоблоку АЕС, наприклад, в планово-запобіжних ремонтах за умовами нормальної його експлуатації складає $t_{рем} = 1326$ годин. Тривалість аварійних (незапланових) ремонтів, зазвичай, приймається як 4% календарного часу ($t_{календар} == 8760$ г).

Сумарне число годин роботи станції за рік визначається формулою:

$$t_{роб}^{pik} = 8760 - t_{рем} - t_{ав}, \quad (2.19)$$

А число годин використання встановленої потужності станції ($h_{вст}$) в середньорічному режимі:

$$h_{вст} = \frac{t_{роб}^{100} \cdot 100 + t_{роб}^{85} \cdot 85 + t_{роб}^{70} \cdot 70}{100}, \quad (2.20)$$

Визначити середньорічне навантаження одного енергоблоку з урахуванням попередніх формул можливо таким чином:

$$f_{сер.річ} = \frac{h_{вст}}{t_{роб}^{рік}} \cdot 100, \quad (2.21)$$

Обсяг електроенергії, що виробляється по станції за рік, визначається з використанням формули:

$$W_{вир} = P_{вст} \cdot h_{вст}, \quad (2.22)$$

Річний обсяг відпустки електроенергії з шин станції з урахуванням витрат на власні виробничі потреби розраховується, як:

$$W_{від} = W_{вир} \frac{1 - \kappa_{вл}}{100}, \quad (2.23)$$

де $\kappa_{вл}$ - коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби (визначається окремо, як у прикладі 2 даного посібника, але збільшено значення можливо прийняти у межах: $\kappa_{вл} = 5...8\%$).

2.7. Розрахунок режиму роботи електричної станції і величини витрат на власні потреби

Установлена потужність ГЕС визначається як сума номінальних (паспортних) потужностей установлених на ГЕС гідроагрегатів. Звичайно це відповідає максимальній потужності, що може розвивати ГЕС. Позначається $N_{уст}$

Максимальний виробіток електроенергії.

$$W_{МАКС} = N_{уст} \times T, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (2.24)$$

де T - число годин використання встановленої потужності, годин.

Коефіцієнт використання встановленої потужності ГЕС.

$$\frac{W_{ГЭС}}{W_{МАКС}} = K_{исп}, \quad (2.25)$$

Плановий або номінальний фонд часу роботи станції та її технологічного обладнання (при безперервному режимі роботи протягом календарного року) визначається методом виключення з календарного фонду часу (8760 годин) часу на проведення відновлювальних робіт відповідно до нормативних умов експлуатації устаткування. Для атомної електричної станції час на відновлення роботи ядерного блоку розраховується за формулою:

$$t_b = 1,35 \frac{24 \cdot (t_b' - t_b'')}{2}, \quad (2.26)$$

де t_b - сумарний час відновних робіт блоку, година;

t_b' - час відновлення блоку при капітальній ревізії реактора (40-45 діб);

t_b'' - час відновлення блоку при перезавантаженні ядерного палива (25 – 30 діб);

1,35 – коефіцієнт, що враховує час позапланових ремонтів.

В даному випадку час на відновлювальні роботи блоку складе:

$$t_b = 1,35 \frac{24(45+30)}{2} = 1215 \text{ годин}$$

Тоді, номінальний (плановий) фонд роботи станції: $T_{ном} = 8760 - 1215 = 7545$ год

Річна відпустка електричної енергії з шин станції ($W_{від}$) розраховується по виразу:

$$W_{від} = W_{вир} - W_{вл}, \quad (2.27)$$

де $W_{вир}, W_{вл}$ - обсяги виробленої електричної енергії станцією і витрати на її власні потреби, кВт години.

Вироблення електричної енергії станцією за рік залежить від її встановленої електричної потужності ($P_{вст}$) і числа годин роботи встановленої потужності ($h_{вст}$), яке приймається або розраховується, як середня величина. По значенню $h_{вст}$ не може перевершувати номінальний (плановий) фонд часу роботи станції. Для даного прикладу $h_{вст}$ прийнято 6400 годин.

Розрахунок витрати електричної енергії на власні потреби (на один блок) виконується за формулою:

$$W_{вл,i}^{бл} = N_i \cdot p_{пит,i}^{бл}, \quad (2.28)$$

де N_i – показник теплової потужності (продуктивності) і-споживача власних потреб, встановленого на блоці, відповідно до одиниці вимірювання і-енергоносія;

$p_{пит,i}^{бл}$ - питома витрата електричної енергії по і – споживачеві власних потреб.

Витрата електроенергії по кожному споживачеві власних потреб з розрахунку на один блок визначається таким чином:

$$W_{вл,i} = P_{вл,i}^{бл} \cdot T_{ном}, \quad (2.29)$$

Наприклад, витрати електроенергії на власні потреби для роботи головних циркуляційних насосів складе:

$$W_{ци} = 3000 \cdot 8,2 \cdot 7545 = 185607 \text{ кВт год}$$

Аналогічні розрахунки решти споживачів власних потреб приведені в Таблиці 5.

Загальний коефіцієнт витрати електроенергії на власні потреби по станції для даного прикладу розраховується як:

$$K_{сн.} = \frac{W_{сн.}^{\Sigma}}{W_{выр}} 100, \quad (2.30)$$

і становить $K_{сн.} = \frac{321 \text{ МВт год}}{6400000 \text{ МВт год}} \times 100 = 5\%$

Таблиця 2.8 – Розрахунок витрат електроенергії на власні потреби для забезпечення експлуатації енергоблока потужністю 1000 МВт в умовах АЕС

Споживачі власних потреб	Одиниця виміру	Значення	Споживана потужність розрахунку на один блок, кВт		Витрати електричної енергії на власні потреби станції, кВт год.		
			Питома потужність на одиницю споживача	Загальна	Усього	У тому числі на нестатки	У тому числі на нестатки
Головні циркуляційні насоси	МВт теплової	3000	8,2	24600	185607	185607	-
Циркуляційні технічні насоси	Т пара/год	5880	2,2	12936	9760,212	-	9760,212
Конденсаторні насоси	Т пара/год	5880	0,3	1764	13309,38	-	13309,38
Бойлерна	МВт	21168	0,24	5080,32	38331,014	-	38331,014
Вентиляційні насоси	МВт теплової	3000	0,9	2700	20371,5	8148,6	12222,9
Живильні насоси	Т пара/год	5880	0,95	5586	42146,37	-	42146,37
Насоси системи надійного водопостачання	МВт теплової	3000	0,06	180	1358,1	679,05	679,05
Електричні споживачі	МВт теплової	3000	0,05	150	1131,75	565,875	565,875
Інші споживачі реакторного відділення	МВт теплової	3000	0,04	120	905,4	905,4	-
Інші споживачі турбінного відділення	Т пара/год	5460	0,02	109,2	8239,14	-	8239,14
Разом					321249,86	195905,92	125253,94

2.8. Розрахунок собівартості 1 кВт·год в умовах Дніпро ГЕС

Таблиця 2.9 - Собівартість 1 кВт·год по Дніпровській ГЕС, коп.

Вид собівартості, Стаття витрат	2004	2005
Виробнича собівартість з неї	0,873	0,85
1. Послуги виробничого характеру	0,09	0,036
2. Сировина, допоміжні матеріали в тому числі	0,156	0,2
плата за воду	0,128	0,16
матеріали	0,028	0,04
3. Паливо з боку в тому числі на технологічні потреби	0	0
4. Енергія з боку	0	0
5. Витрати на оплату праці	0,115	0,145
6. Відрахування на соц. заходи	0,043	0,055
7. Амортизація	0,442	0,384
8. Інші витрати в тому числі	0,027	0,03
плата за екологію	0	0
плата за землю	0,008	0,007
інші обов'язкові платежі	0	0
інші потреби	0,019	0,024
9. Адміністративні витрати в тому числі	0,029	0,036
а) матеріальні витрати	0,001	0
б) витрати на оплату праці	0,014	0,019
в) відрахування на соц. заходи	0,005	0,006
г) амортизація	0,002	0,003
д) інші витрати в тому числі	0,007	0,008
плата за екологію	0	0
плата за землю	0	0
інші обов'язкові платежі	0	0
інші потреби	0,007	0,007
Усього витрати (собівартість)	0,902	0,886

Таблиця 2.10 - Обсяги виробництва ДніпроГЕС в 2004 і по кварталах
(Потужність ДніпроГЕС – 650+828 МВт)

№ п/п	Квартали/рік	Корисна відпустка млн. кВтгод	Тариф за 1 кВтгод	Товарна продукція, тис. грн
1	1	1026,648	3,155	32390,7
2	2	1538,641(84,85%)	1,701	26172,3
3	3	667,493	3,22	21493,2
4	4	910,261	3,583	32614,6
5	Рік	4143,043	2,72	112670,8

Таблиця 2.11 - Собівартість і тариф 1 кВт·год по Дніпровській ГЕС

Елемент витрат	2004		2005	
	коп	%	коп	%
Середній тариф	2,72	100	3,215	100
Собівартість у тому числі	0,902	33,2	0,886	27,56
матеріальні витрати (включаючи послуги)	0,247	9,1	0,236	7,34
витрати на оплату праці	0,129	4,8	0,164	5,11
відрахування на соц. заходи	0,048	1,8	0,061	1,9
амортизація на повне відновлення	0,444	16,2	0,387	12,03
інші витрати	0,034	1,3	0,039	1,18
Прибуток	1,818	66,8	2,329	72,44

Питання для самопідготовки

1. Дайте визначення «калькуляції».
2. У чому полягає економічний зміст калькуляції собівартості продукції, енергії, будівництва?
3. Назвіть нетрадиційні види енергії, які використовують для виробництва електроенергії. В чому полягає ефективність їх використання?
4. Які ви знаєте види калькуляцій? Дайте визначення кожного із них.
5. Визначте основні елементи затрат в калькуляції собівартості енергії на ГЕС.
6. За якими формулами підраховують собівартість 1 кВт* год електроенергії, що відпущена споживачу?
7. У чому полягає відмінність структури собівартості енергії ГЕС від аналогічної на ТЕЦ, АЕС?
8. Як визначають річні затрати виробництва на ГЕС?
9. За якою формулою визначають собівартість електроенергії, виробленої на ГЕС?
10. Розрахуйте собівартість електроенергії на прикладі відомої вам малої ГЕС.
11. Дайте визначення повної собівартості енергії, напишіть формулу.
12. В. Визначте повну собівартість енергії, доведеної до споживача.
13. У чому полягає різниця між повною собівартістю й такою, що доведена до споживача?
14. Назвіть фактори, що сприяють здешевленню передачі теплоенергії.
15. Які чинники визначають зниження собівартості енергії?
16. Охарактеризуйте напрямки зниження собівартості енергії в ринкових умовах.

Розділ III. Оцінка економічної ефективності енергетичного виробництва.

3.1. Прості методи оцінки ефективності капітальних вкладень

Економічна оцінка ефективності інвестицій проектуємих об'єктів полягає в зіставленні капітальних витрат за всіма джерелами фінансування, експлуатаційних видатків та інших витрат з надходженнями, які матимуть місце при експлуатації розглянутих об'єктів. Причому на стадії техніко-економічних досліджень оцінюється економічна ефективність проектного об'єкта в цілому (без урахування джерел фінансування) і проводиться відбір найкращих варіантів здійснення проекту. Після складання програми фінансування проекту необхідно провести повторні розрахунки за оцінкою показників економічної та фінансової ефективності вже з урахуванням джерел фінансування. На цій стадії можуть розглядатися кілька різновидів фінансування, але в бізнес-плані наводиться найкращий варіант.

Розрізняють два основних підходи до оцінки економічної ефективності: без урахування фактору часу, коли рівні суми доходу, одержувані в різний час, розглядаються як рівноцінні, і з урахуванням фактору часу. Розрахунок за кожним з критеріїв проводиться для розрахункового періоду, який охоплює інвестиційну та виробничу стадії інвестиційного циклу. Розрахунковий період, або термін життя проекту, - це час, протягом якого інвестор планує віддачу від спочатку вкладеного капіталу. Його можна представити у вигляді тимчасової осі, що включає в себе періоди, що відрізняються характером витрат і доходів (рис. 3.1). Розрахунковий період приймається звичайно рівним терміну служби найбільш важливої частини основного капіталу. При цьому вартість тих частин основного капіталу, які мають більший термін служби, визначається їх ліквідаційною вартістю. Необхідно також враховувати заміну тих частин основного капіталу, термін служби яких менше прийнятого розрахункового періоду.

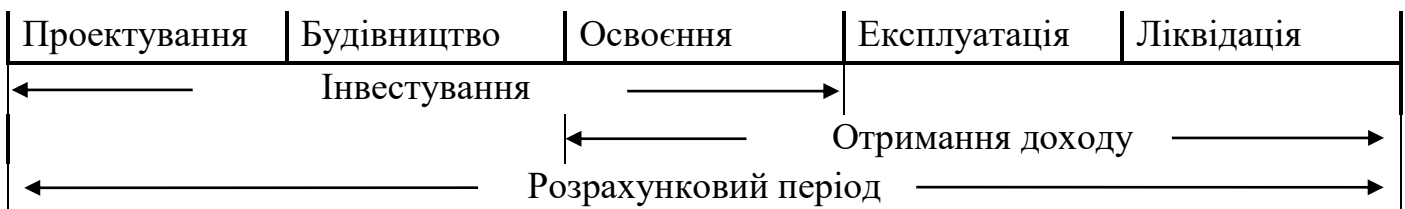


Рисунок 3.1 - Розрахунковий період інвестиційного циклу

Безпосереднім об'єктом економічного і фінансового аналізу є потоки платежів, що характеризують процеси інвестування та отримання доходів у вигляді однієї суміщеної послідовності. Результируючий потік платежів формується як різниця між чистими доходами від реалізації проекту і витратами в одиницю часу. Основою оцінки доцільності капітальних витрат служить порівнювання вигідності того чи

іншого проекту за умови обмеженості капіталу як ресурсу та забезпечення найбільших прибутків через реалізацію найліпшого з кількох варіантів (проектів) інвестицій.

У практиці господарювання підприємств приймаються різноманітні рішення, зв'язані з інвестуванням виробництва й соціальної інфраструктури. З огляду на це заведено розрізняти загальну (абсолютну) та порівняльну (оцінку доцільності) ефективність капітальних вкладень. *Абсолютна ефективність* капітальних витрат показує загальну величину їхньої віддачі (їхню результативність) на тому чи тому підприємстві. Її розрахунки потрібні для оцінки очікуваного або фактичного ефекту від реальних інвестицій за певний період часу. Порівняльна ефективність капітальних вкладень визначається лише тоді, коли є кілька інвестиційних проектів (варіантів вирішення господарського завдання). Вона характеризує переваги (економічні, соціальні та інші) якогось одного проекту капітальних витрат проти іншого або інших. Розрахунки *порівняльної ефективності* здійснюють з метою визначення ліпшого з можливих проектів (варіантів) інвестування виробництва. Абсолютна й порівняльна ефективність реальних інвестицій взаємопов'язані. Визначення найбільш доцільного проекту (варіанта капітальних вкладень) базується на зіставленні показників абсолютної їхньої ефективності, а аналіз останньої здійснюється порівнянням нормативних, запланованих чи фактично досягнутих показників, їхньої динаміки за певний період.

Застосовують два взаємозв'язані показники, за якими визначають *абсолютну ефективність інвестицій* перший (прямий) — коефіцієнт економічної ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p ; другий (зворотний йому), — період (строк) окупності капітальних вкладень ($T_p = 1/E_p$). *Коефіцієнт економічної ефективності* (прибутковості) обчислюють за співвідношеннями:

для окремих проектів або форм відтворення основних фондів діючих підприємств

$$E'_p = \frac{\text{приріст прибутку (зниження собівартості)}}{\text{капітальні вкладення}}; \quad (3.1)$$

для підприємств (окремих цехів і виробничих об'єктів), що додаються

$$E''_p = \frac{\text{загальна сума прибутку}}{\text{кошторисна вартість проекту}}. \quad (3.2)$$

Приріст прибутку визначається як різниця величини прибутку за останній рік попереднього та розрахункового періодів (для ЕС — прибуток від генерації енергії в мережу та амортизаційні відрахування, що залишаються в розпорядженні підприємства), а капітальні вкладення враховуються сумарно за порівнянними цінами без будь-яких вирахувань.

Розрахункові значення коефіцієнтів E_p порівнюють з вартістю капіталу чи з очікуваною нормою прибутку від інвестування капіталу. Проект (варіант) капітальних вкладень визнають доцільним (ефективним) за умови

$$E_p \geq E_n \quad (3.3)$$

Визначення порівняльної ефективності реальних інвестицій, основу якої становить вибір економічно найдоцільнішого проекту капітальних вкладень, здійснюється через обчислення показника так званих *зведених витрат* Z за формулою

$$Z = C_i + E_n K_i \rightarrow \min, \quad (3.4)$$

де C_i — поточні витрати (собівартість) за i -м проектом (варіантом);

K_i — капітальні вкладення за i -м проектом (варіантом).

Проект (варіант) капітальних вкладень із найменшими зведеними витратами і буде найліпшим з економічного погляду. Однак треба враховувати, що порівнянню підлягають лише проекти, які, по-перше, забезпечують порівнюваний ефект, а по-друге, відповідають вимогам соціальних і техніко-економічних нормативів, охорони навколишнього середовища та техніки безпеки.

Викладена методика визначення ефективності капітальних вкладень дає змогу відібрати найліпші проекти (варіанти) за мінімальною величиною зведених витрат (собівартість обсягу товарної продукції плюс середні щорічні капітальні вкладення в межах періоду їхньої нормативної окупності) та визначити загальну економічну ефективність здійснюваного проекту через обчислення очікуваного (фактичного) коефіцієнта прибутковості інвестування. Проте широке застосування такої методики істотно ускладнює чи навіть унеможлиблює об'єктивну оцінку доцільності капіталовкладень за умов розвинутих ринкових відносин. Це зумовлюється тим, що вона: 1) ґрунтується на показнику зведених витрат, який є штучно сконструйованим і реально не існує в практиці господарювання; 2) лише частково враховує чинник часу (зміну вартості грошей з часом); 3) ігнорує амортизаційні відрахування як джерело коштів і тим самим обмежує грошові потоки лише чистими доходами; 4) не враховує існуючі в ринковій економіці господарський ризик та інфляцію.

Цей метод визначення порівняльної ефективності капітальних вкладень базується на припущенні, що капіталовкладення здійснюються одноразово в повному обсязі. Насправді порівнювані проекти часто відрізняються один від одного саме розподілом інвестицій за термінами їхнього здійснення або тривалістю створення виробничих об'єктів. Тому економічну ефективність капітальних вкладень визначають з урахуванням *чинника часу*, тобто проводять розрахунок впливу неодночасності капітальних витрат на їхню ефективність.

3.2. Інтегральні методи оцінки ефективності капітальних вкладень

Проблема адекватної оцінки привабливості проекту, пов'язаного з вкладенням капіталу, полягає у визначенні того, наскільки майбутні надходження виправдовують сьогоднішні витрати. Оскільки приймати рішення доводиться «сьогодні», всі показники майбутньої діяльності повинні бути откореговані з урахуванням зниження

цінності грошових ресурсів у міру віддалення операцій, пов'язаних з їх отриманням або витрачанням. Такій умові відповідають інтегральні критерії економічної оцінки інвестицій, які оперують з показниками роботи проєктованих об'єктів за роками розрахункового періоду з урахуванням фактора часу. У них також можуть бути враховані прогнозовані темпи інфляції. В інтегральних критеріях витрати і доходи, рознесені за часом, приводяться до одного (базового) моменту часу, яким зазвичай є дата початку реалізації проєкту, дата початку виробничої діяльності або умовна дата, близька до часу проведення розрахунків ефективності проєкту, множенням їх на спеціальний коефіцієнт K , який обчислюється за формулою

$$K = 1 / (1 + \alpha)^t, \quad (3.5)$$

де α – норматив приведення різночасних витрат;

t – період приведення (t -й рік).

Процедура приведення різночасних платежів до базової дати (початку процесу інвестування) називається дисконтуванням, а отримувана величина – дисконтованою вартістю.

Оцінюючи доцільність інвестицій, обов'язково встановлюють (розраховують) *ставку дисконту*, тобто процентну ставку, що характеризує норму прибутку, тобто відносний показник мінімального щорічного доходу інвестора, на який він сподівається. При виборі норми дисконтування орієнтуються на очікуваний рівень позичкового відсотка. Рекомендується застосовувати так звану мінімально привабливу ставку прибутковості. Практично вибирають конкретні орієнтири (прибутковість певних видів цінних паперів, банківських операцій і т.д.) з урахуванням умов діяльності відповідних підприємств та інвесторів.

При підготовці вихідних даних для розрахунків та аналізу принципово важливим є вибір розрахункової грошової одиниці. Для вартісної оцінки результатів і витрат можуть використовуватися базисні, світові, прогнозні та розрахункові ціни.

Під базисними розуміються ціни, що склалися в народному господарстві на момент проведення розрахунків. Оцінка економічної ефективності проєкту в базисних цінах проводиться, як правило, на стадії техніко-економічних досліджень.

На стадії техніко-економічного обґрунтування, оцінки фінансової спроможності проєкту, складання фінансового розділу бізнес-плану рекомендується проводити розрахунок грошових потоків у прогнозних цінах, а для визначення показників ефективності використовувати розрахункові ціни.

При використанні базисних цін забезпечується порівнюваність всіх вартісних показників протягом всього терміну життя проєкту, полегшується процес підготовки вихідних даних та інтерпретації результатів. При цьому необхідно врахувати, що вихідні параметри, що виражають вартість капіталу (наприклад, процентні ставки за кредитами, депозитними вкладками) повинні бути очищені від інфляційної складової.

Під інфляцією в загальному випадку розуміється зниження купівельної спроможності одиниці грошових коштів, в результаті чого прогнозовані масштаби витрат і доходів за роками розрахункового періоду ростуть відповідно до прийнятих темпів інфляції. Крім цього навіть однорідна інфляція впливає на показники інвестиційного проекту за рахунок:

- зміни впливу запасів і заборгованостей (збільшення запасів матеріалів і кредиторської заборгованості стає більш вигідним, а запасів готової продукції та дебіторської заборгованості менш вигідним, ніж без інфляції);

- збільшення потреби в чистому оборотному капіталі;

- завищення податків за рахунок відставання амортизаційних відрахувань від тих, які відповідали б підвищеним цінам на основні фонди;

- зміни фактичних умов надання кредитів і позик.

Підсумовуючи витрати (доходи), розраховані за прогнозними цінами для всіх видів ресурсів, отримаємо реальні (поточні) грошові потоки, що враховують інфляцію, в тому числі і структурну. Перехід до розрахунків у прогнозних цінах значно підвищує трудомісткість розрахунків, але дозволяє безпосередньо використовувати номінальні банківські ставки. Приведення значень показників до розрахункових цін рекомендується робити для того, щоб при обчисленні інтегральних показників виключити з розрахунку загальну зміну масштабу цін, але зберегти зміни, що відбуваються в структурі.

Розрахунок інтегральних показників ефективності проекту здійснюється з дотриманням таких логічних припущень:

- з кожним проектом пов'язують конкретний грошовий потік; *Грошовий потік* – це фінансовий показник, що характеризує ступінь так званої ліквідності підприємства (фірми, компанії), і складається з чистого доходу підприємства і безготівкових витрат (зокрема амортизаційних відрахувань). Урахування амортизації як джерела фінансових коштів є виправданим і важливим, оскільки амортизаційні відрахування мають певний лаг (проміжок часу) між нарахуванням і використанням за призначенням.

- розрахунки здійснюють за роками;

- умовно вважається, що регулярне надходження або витрати коштів відбуваються в кінці чергового періоду (року);

- всі вихідні параметри проекту найчастіше не є однозначно визначеними;

- рівень ризику проекту відповідає середньому рівню ризику підприємства в цілому;

- вартість капіталу постійна і не залежить від обсягу інвестицій в проект;

- більшість проектів мають ординарні грошові потоки, які складаються з капіталовкладень, здійснених умовно одночасно (за один розрахунковий період або за декілька послідовних років) і наступних щорічних надходжень коштів.

Найвживанішим показником ефективності проектів є чиста теперішня вартість – ЧТВ (NPV – *Net Present Value*). Її ще часто називають чиста сьогодення вартість або приведена вартість.

Чиста теперішня вартість – сумарна сьогодення вартість чистих грошових потоків, або різниця між сумарною вартістю дисконтованих (приведених) доходів та сумарною вартістю дисконтованих (приведених) витрат.

Якщо реалізація проекту забезпечує у році t доход в сумі B_t (грн.) та вимагає витрат в сумі C_t (грн.), то ЧТВ (грн.) дорівнює:

$$ЧТВ = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}, \quad \text{або} \quad ЧТВ = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}, \quad (3.6)$$

де i – % ставка дисконтування; T – життєвий цикл проекту, років.

Або для проектів з ординарними грошовими потоками:

$$ЧТВ = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - KB, \quad (3.7)$$

де KB – капітальні витрати, грн.

Термін „теперішня” не означає, що розрахунки здійснюються безпосередньо на сьогодні, на конкретну дату. Йдеться про приведення вартості всіх грошових потоків до одного періоду – на початок реалізації проекту, за допомогою механізму дисконтування.

Чим більше значення чистої теперішньої вартості, тим краще, тим більший розрив між сумарною приведеною вартістю доходів і сумарною приведеною вартістю витрат. Логіка використання даного показника наступна:

- якщо $ЧТВ > 0$, то проект вважається ефективним і його реалізація призведе до зростання добробуту його власників,
- якщо $ЧТВ = 0$ – надходження проекту покривають витрати та не забезпечують зростання вартості підприємства, але водночас реалізація проекту є привабливою з точки зору збільшення обсягів виробництва, розширення ринку тощо,
- якщо $ЧТВ < 0$ – проект збитковий і у випадку його реалізації підприємство зазнає втрат.

Важливою перевагою показника ЧТВ є його адитивність у просторі та часі, тобто ЧТВ різних проектів можна безпосередньо сумувати з метою визначення привабливості інвестиційного портфеля. При порівнянні проектів, як правило, обирають той, який має більше значення чистої теперішньої вартості.

З формули розрахунку чистої теперішньої вартості видно, що ефективність проекту залежить від параметрів двох видів. Перший залежить безпосередньо від проекту, об'єктивно характеризує інвестиційний та виробничі процеси. Це витрати та доходи проекту. Другий визначається ринком і не коригується проектом. Це відсоткова ставка. Тому доцільним є аналіз залежності ЧТВ від ставки дисконтування.

Якщо капітальні вкладення здійснюються на початку реалізації проекту, а подальші щорічні надходження приблизно рівномірні, то з зростанням процентної ставки величина ЧТВ зменшується (рис. 3.2).

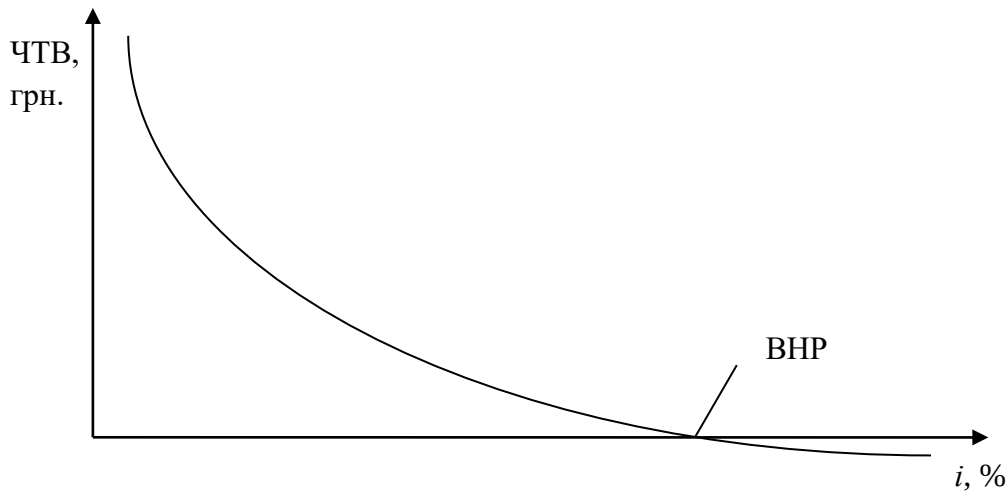


Рисунок 3.2 – Залежність чистої теперішньої вартості від ставки дисконтування

Існує така ставка дисконту, при якій ЧТВ рівна нулю (графік перетинає вісь ОХ), а подальше зростання ставки призводить до збитковості проекту.

Ставка дисконту, при якій $\text{ЧТВ}=0$ називається **внутрішньою нормою рентабельності проекту ВНР**, ($\text{IRR} - \text{Internal Rate of Return}$). ВНР – ще один з найпоширеніших показників ефективності проекту. Економічний зміст ВНР наступний: вона відображає максимальний процент за позиками, які можна платити за використання необхідних ресурсів, залишаючись при цьому на беззбитковому рівні. Значення ВНР може трактуватись і як нижній гарантований рівень прибутковості проекту.

Логіка використання ВНР досить проста: проект рекомендується приймати, якщо внутрішня норма рентабельності більша за вартість джерела фінансування. Інакше, коли вартість капіталу, що використовується для проекту, більша за ВНР, то проект є збитковим і від нього слід відмовитись. Якщо проект здійснюють тільки за рахунок залучених коштів і кредит отриманий за ставкою i , то різниця ($\text{ВНР} - i$) показує ефект інвестицій у проект. При $i=\text{ВНР}$ сумарні дисконтовані вигоди дорівнюють сумарним дисконтованим витратам, доходи тільки повертають інвестиції, а при $\text{ВНР} < i$ проект є збитковим.

Часто в ролі критерію ефективності приймають альтернативну відсоткову ставку, що не змінює суті показника ВНР. Тобто, оцінюють доцільність вкладення коштів саме в цей проект. Якщо, наприклад, банківська облікова ставка більша за ВНР, то більш вигідно вкласти гроші в банк та отримати додатковий прибуток. Чим більше значення ВНР, тим краще, тим більший запас беззбитковості проекту.

Остаточне рішення про прийнятність проекту залежить від галузі, де він здійснюється. Крім того має значення як фінансується проект: за державні чи приватні кошти. Вирішальними є ступінь ризику та очікуваний рівень

прибутковості. Наприклад, розвідка корисних копалин більш ризикований задум порівняно з розширенням існуючого виробництва, а отже відповідний проект буде привабливим тільки при досить високій ВНР. Підприємець, який реалізує проект, ставить за мету лише отримання додаткового прибутку, в той час як державні проекти поряд з економічними інтересами переслідують і соціальні цілі. Тому у приватному секторі вимоги до рівня привабливості проекту вищі.

Для того, щоб знайти значення ВНР, необхідно розв'язати рівняння

$$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (3.8)$$

відносно i .

Універсального розв'язку такого рівняння не існує. ВНР визначається методом підбору або графічно. Часто для розрахунку застосовують метод наближення, суть якого в наступному. Необхідно підібрати дві процентні ставки i , такі, щоб ЧТВ, обрахована при ставці i_1 , була позитивна (ЧТВ₁), а при ставці i_2 – негативна (ЧТВ₂) (рис.3.4). Далі використовують формулу апроксимації:

$$ВНР = i_1 + \frac{ЧТВ_1 * (i_2 - i_1)}{(ЧТВ_1 - ЧТВ_2)}, \quad (3.9)$$

де i_1 – величина ставки дисконту, при якій ЧТВ > 0; i_2 – величина ставки дисконту, при якій ЧТВ < 0; ЧТВ₁ – величина ЧТВ при ставці дисконту рівній i_1 ; ЧТВ₂ – величина ЧТВ при ставці дисконту рівній i_2 .

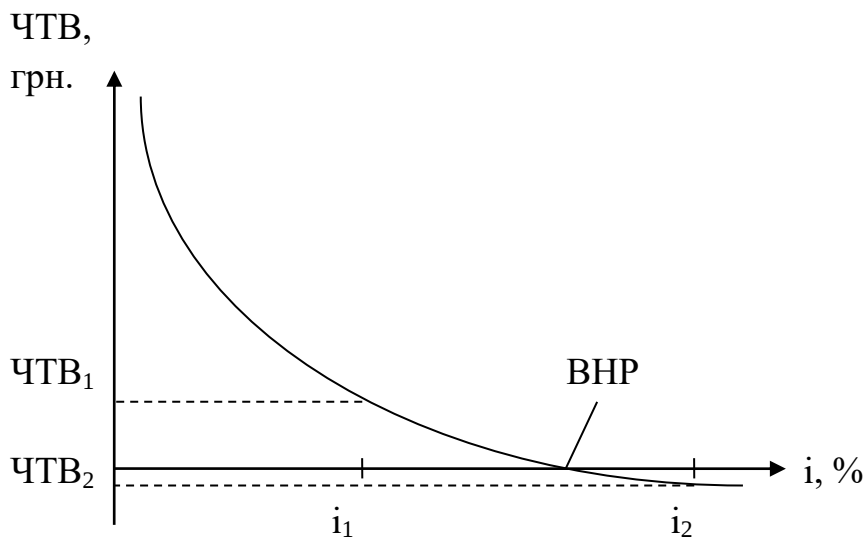


Рисунок 3.3 – Графічна інтерпретація методу наближення

Чим менший розрив між двома ставками дисконту (між i_1 та i_2), тим точнішим є значення ВНР.

Внутрішня норма рентабельності є відносним показником i , на протизагу від ЧТВ, характеризує ризикованість проекту, оцінюючи існуючий резерв безпеки. Проте вона не має властивості адитивності та не відображає розміри грошових потоків.

3.3. Розрахунок економічної ефективності модернізації

Вихідні умови і дані для розрахунку. Нова автоматизована лінія дозволяє виконувати технологічний процес при планових чи аварійних зупинках окремого устаткування. Робота лінії характеризується частими пусками і зупинками при безперервному добовому графіку експлуатації. Економію через використання нової лінії одержують за рахунок підвищення її продуктивності і зниження експлуатаційних витрат. Розрахунковий період планується 7 років. До складу капітальних витрат (500 тис.грн.) включають вартість силового устаткування, системи керування, а також вартість монтажу і пусконаладжувальних робіт. Інші дані та безпосередній розрахунок представлений у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок інтегральних показників ефективності проекту

Вихідні дані	Роки розрахункового періоду							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Капітальні вкладення	500	-	-	-	-	-	-	-
Щорічні витрати (без амортизації)	-	100	150	150	150	150	150	150
Надходження за реалізацію	-	250	300	350	350	350	350	350
Показники ефективності проекту								
Доход (результат) $\mathcal{D}_t$, тис. грн	-	250	300	350	350	350	350	350
Витрати B_t , тис. грн	500	100	150	150	150	150	150	150
Економічний ефект за рік (поточна річна вигода) $\Pi_t = \mathcal{D}_t - B_t$, тис. грн	-500	150	150	200	200	200	200	200
Коефіцієнт дисконтирования для поточного року $(1+E)^t$, при $E=0,1$	1	1,1	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95
Дисконтирована вигода на поточний рік $\Pi_t = \frac{\mathcal{D}_t - B_t}{(1+E)^t}$, тис. грн	-500	136	124	150	137	124	113	103
Інтегральна дисконтирована вигода, тис. грн. $\Pi_t = \sum_{t=0}^T \frac{\mathcal{D}_t - B_t}{(1+E)^t}$	387							
$\sum_{t=0}^T \frac{\mathcal{D}_t - B_t}{(1+E)^t}$ - нарастаючим підсумком	-500	-364	-240	-90	47	171	284	387
T_n (термін окупності) – 3,657 роки								

Результати розрахунків, що приведені в таблиці, підтверджують ефективність запропонованого енергозберігаючого заходу в зв'язку з тим, що:

- чистий інтегральний дисконтований прибуток вище нуля;
- внутрішня норма прибутку перевищує очікувану реальну процентну ставку:

$$(0,29...0,3) > 0,1;$$

— період повернення капіталу менше розрахункового періоду, що дозволяє вже через 3,657 роки після початку експлуатації об'єкта здійснити нові інвестиції (розширене відтворення) за рахунок прибутку.

Визначення внутрішньої норми рентабельності (ВНР) можливо шляхом ітерацій за формулою (3.9): При $\epsilon = 0,29 \rightarrow \Pi_t = 60$ тис. грн.;

При $\epsilon = 0,30 \rightarrow \Pi_t = -7,8$ тис. грн.;

При $\epsilon = 0,295 \rightarrow \Pi_t = -1,59$ тис. грн. Остаточно приймаємо $\epsilon = 0,294$.

Визначення строку окупності інвестицій можливо за формулою чи графічно, використовуючи результати розрахунків.

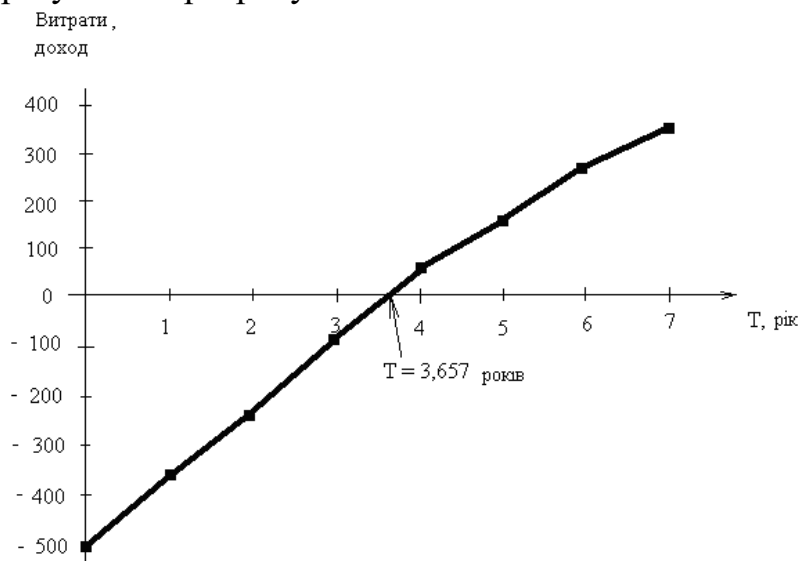


Рисунок 3.4 – Графічне визначення строку окупності інвестицій

3.4. Точка беззбитковості

Одним з найважливіших показників аналізу економічної ефективності є точка беззбитковості. Вона характеризує обсяг продажу, за якого витрати від реалізації продукції збігається з витратами виробництва. При визначенні цього показника приймається, що витрати на виробництво продукції можуть бути поділені на умовно-постійні (ПВ), які не змінюються при зміні обсягу виробництва, та умовно-змінні (ЗВ), що змінюються прямо пропорційно обсягові виробництва.

Говорячи про точку беззбитковості, мають на увазі такий стан у реалізації проекту, коли різниця між усіма витратами і прибутками дорівнює 0, тобто сукупні поточні витрати дорівнюють сукупним прибуткам від реалізації проекту.

Прибутки від реалізації проекту являють собою прибутки від продажу товарів (робіт, послуг), тобто є результатом множення кількості одиниць продукції на ціну за одиницю.

Сукупні поточні витрати складаються з умовно-постійної та умовно-змінної складових:

$$\text{Витрати} = \text{ПВ} + \text{ЗВ}_1 \cdot \text{Кількість};$$

$$\text{Доходи} = \text{Ціна} \cdot \text{Кількість}.$$

Кількість одиниць реалізованої продукції, необхідна для досягнення точки беззбитковості:

$$TB = \frac{ПВ}{Ц - ЗВ_1} \quad (3.10)$$

Умовно-постійні витрати – це витрати, що не залежать від зміни обсягу випуску продукції. Це витрати на амортизацію будинку, виробничого устаткування, утримання транспорту, відсотки на капітал, заробітну плату управлінського персоналу, оренду установок і помешкань, страхування, комунальні послуги і т. ін.

Умовно-змінними називаються витрати, що змінюються залежно від обсягу випуску продукції: на сировину, матеріали, заробітну плату робітників виробництва, паливо, торговельні витрати, податки, тощо.

Для підтвердження працездатності проектного виробництва (на даному кроці розрахунку) необхідно, щоб значення точки беззбитковості було меншим за значення номінальних обсягів виробництва і продажу. Чим далі від них значення точки беззбитковості (у процентному значенні), тим стійкішим є проект. Графічне уявлення точки беззбитковості наведено на рис. 3.5.

Тис. грн.

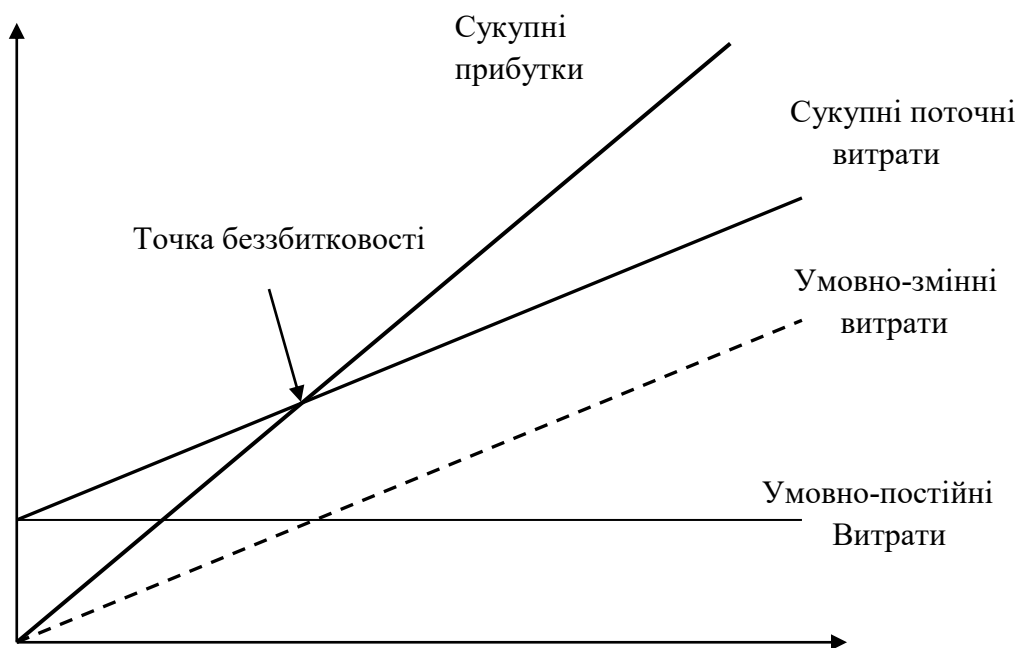


Рисунок 3.5 – Графічне уявлення точки беззбитковості

Метод розрахунку ускладнюється, якщо при зміні обсягів виробництва, тобто при зміні рівня використання виробничої потужності, величина витрат змінюється нелінійно, навіть якщо алгоритм залишається тим самим.

Обчислимо точку беззбитковості для проекту когенераційної станції. Початковими даними для аналізу беззбитковості є суми постійних і змінних витрат, а також:

- середній по Україні роздрібний тариф на електроенергію 2 класу – 35,97 коп./кВт·год з ПДВ;
- середня роздрібна вартість теплоенергії з ПДВ – 215 грн/Гкал

Структура постійних витрат та змінних витрат за один місяць роботи приведена в табл. 3.1 та 3.2 відповідно, обсяги виробництва та собівартість енергії – в табл. 3.3.

Таблиця 3.1 – Постійні витрати

№	Стаття витрат	Сума, грн.
1	Експлуатаційні витрати, зокрема	56273,26
	– регламентні роботи	2876,2
	– повна заміна мастила	492,75
	– перебірка	30231,03
	– капітальний ремонт	22673,28
2	Заробітна платня персоналу з нарахуваннями	51800
3	Амортизаційні відрахування	39666,67
	РАЗОМ Сума витрат без урахування ПДВ	147739,9

Таблиця 3.2 – Змінні витрати

Сировина	Ціна сировини з ПДВ, грн.	Місячне споживання	Вартість сировини з ПДВ, грн.	Вартість сировини без ПДВ, грн.
Природний газ	1477 (за тис. м3)	532,05 м3	785837,85	654865
Мастило	1600 (за т)	2,07 т	3312	2760
Всього			789149,9	657625

Загальні витрати за місяць у такому разі складуть 966437,8 і 805364,8 грн. з ПДВ і без ПДВ відповідно.

Таблиця 3.3 – Обсяги виробництва та собівартість енергії

Найменування	Показник без ПДВ	Показник з ПДВ
Вироблення електричної енергії в місяць, кВт·год	1460000	
Вироблення теплової енергії в місяць, Гкал	3270,417	
Собівартість електроенергії, коп./кВт·год	0,2482	0,2978
Собівартість теплоенергії, грн./Гкал	135,44	162,53

На підставі приведених вище даних можна провести аналіз беззбитковості підприємства і визначити точку беззбитковості (рис. 3.1).

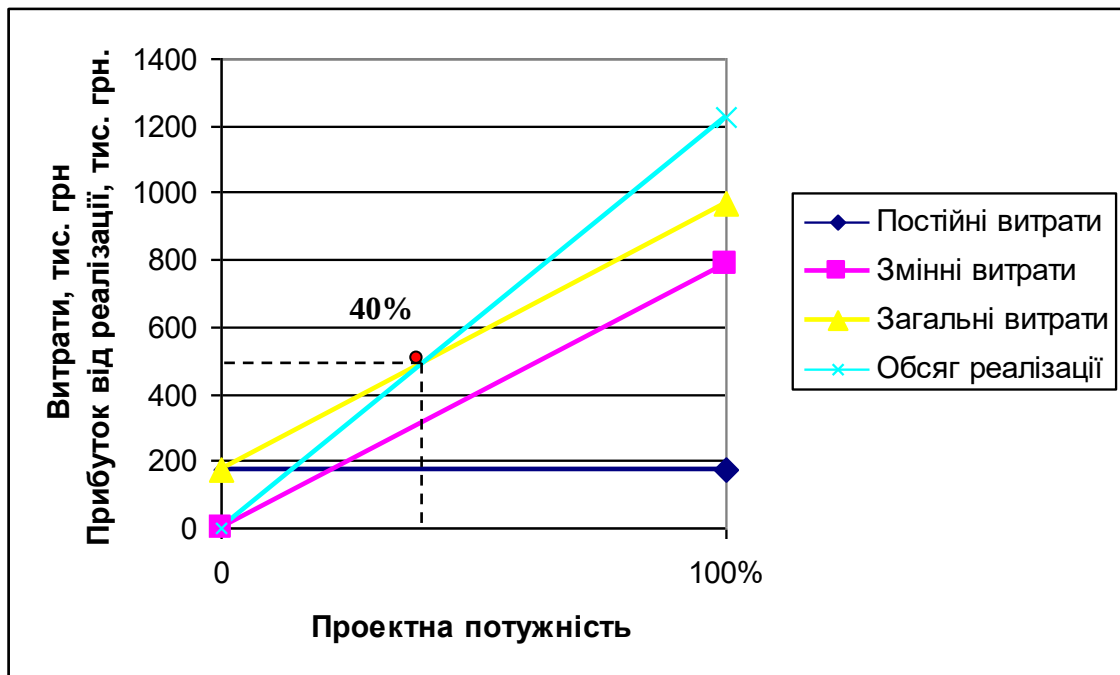


Рисунок 3.6 – Визначення точки безбитковості

З рисунка 3.6 виходить, що при виробництві електро- і теплової енергії в об'ємі 40% від проектної потужності, що складає порядка 1 МВт·год електроенергії і 2,24 Гкал теплової енергії, підприємство досягне точки безбитковості.

3.5 . Складання бізнес -плану та вимоги до нього

Бізнес- план являє собою документ , в якому формулюються цілі пропонованого до реалізації проекту (на базі вже існуючого або створюваного підприємства) , визначається необхідний комплекс заходів в області виробництва, маркетингу та організаційних структур , кінцеві результати реалізації проекту і необхідні для цього кошти. Результатом цієї роботи має бути документ , який дозволив би краще організувати роботу на початковому етапі становлення підприємства і містив би переконливі аргументи при контактах з потенційними інвесторами.

Розробка бізнес- плану дозволяє вирішити наступні завдання :

представити перспективну ринкову ідею ;

визначити конкретні цілі підприємства і кількісно їх оцінити ;

встановити кінцеві терміни і скласти графік робіт ;

розробити комплекс програм у різних сферах діяльності підприємства (НДДКР , виробництво , маркетинг , організаційні заходи), які забезпечать реалізацію проекту;

визначити систему контролю за реалізацією проекту;

оцінити загальну вартість проекту , його прибутковість і рентабельність;

підготувати пропозиції щодо обсягів і формам зовнішнього фінансування ;

виявити труднощі реалізації проекту і заздалегідь до них підготуватися ;

переконати потенційних інвесторів у перспективності і надійності проекту .

Бізнес- план повинен відповідати вимогам , що сформувалися в ході світової практики , він повинен бути :

повним, тобто містити всю інформацію, яка необхідна інвестору для прийняття рішень;

розроблений на строк, достатній для завершення проекту або виведення на запланований рівень виробництва і збуту ;

доказовим , тобто спиратися на реальні та обґрунтовані пропозиції ;

комплексним , тобто містити систему взаємоузгоджених заходів у різних областях діяльності фірми;

досить гнучким , щоб у нього можна було вносити корективи з урахуванням ходу реалізації ;

інструментом контролю , що дозволяє відстежувати конкретні показники і терміни графіків робіт і відповідність фактичних результатів плановим завданням ;

зрозумілим, тобто написаний простою і ясною мовою з чіткими формулюваннями ;

компактним, не перевищуючи 20 ... 25 сторінок навіть для масштабних і складних проектів.

Перераховані завдання бізнес-плану та вимоги до нього з достатнім ступенем визначеності формують загальну структуру цього документа. Рекомендована структура бізнес-плану є типовою , але зміст конкретних бізнес -планів залежить від характеру реалізованого проекту . Обсяг документа, ступінь відповідності його типовій структурі , деталізація інформації та характер її подання не можуть повною мірою збігатися для різних проектів.

Типова структура бізнес- плану включає в себе наступні розділи :

Загальна характеристика проекту (резюме) .

Цілі розробки проекту .

Аналіз ринків збуту.

Стратегія маркетингу .

План виробництва .

Організаційний план .

Юридичний план .

Екологічна інформація .

Соціальна реакція.

Фінансовий план .

Показники фінансово -економічної ефективності інвестицій .

Стратегія фінансування.

Додатки.

Загальна характеристика проекту (резюме). У цьому розділі бізнес-плану коротко викладаються висновки з все го проекту (обсягом в 3 ... 4 сторінки) , а саме:

назва проекту ;

загальний опис проекту , його цілей ;

загальна характеристика технології та обладнання, наприклад для електростанцій - встановлена потужність , тип , число і техніко- економічні характеристики енергоблоків , включаючи питому витрату палива; режим роботи електростанції і т.д.;

графік реалізації проекту (за блоками для електростанцій) - дата початку і закінчення проекту , періоди спорудження , освоєння і виробництва;

розміщення підприємства - характеристика місцевості , відстані від найближчого великого міста, площа земельної ділянки , умови і документи її відведення, незадіяна земельна площа , транспортні комунікації , що зв'язують місто з іншими регіонами (залізні та автомобільні дороги , водні шляхи , міжсистемні і внутрішньосистемні лінії електропередачі , системи зв'язку та телекомунікації) ;

виробничі будівлі - число і загальна площа будівель;

характеристика інфраструктури та цивільного будівництва ;

забезпеченість паливом , включаючи його доставку ;

характеристика персоналу (чисельність , кваліфікація тощо) ;

управління реалізацією проекту в період його спорудження та експлуатації ;

форма власності та правовий статус підприємства - державне володіння , незалежна акціонерна компанія , спільне підприємство і т.д.;

забезпеченість збуту енергії;

екологічна характеристика;

соціальна реакція ;

необхідна сума капітальних вкладень і передбачувані джерела фінансування;

результати фінансового аналізу .

У розділі «Цілі розробки проекту» наводяться такі відомості :

дається коротке обґрунтування ідеї проекту ;

перераховуються види продукції - основні , побічні , супутні ;

визначається розташування підприємства , проводиться вибір району і конкретного майданчика для розміщення об'єкта. Приводяться умови і документи відведення землі. Цей розділ особливо важливий, якщо проект передбачає створення нового об'єкта;

якщо проводиться техніко-економічне обґрунтування проекту, здійснюваного діючим підприємством , то оцінюється необхідність виділення і розширення площ , можливість їх перерозподілу і т.д.;

розраховуються вартість земельної ділянки , орендної плати за вибраним варіантом розміщення , оцінюються витрати на інфраструктуру ;

обговорюються міжнародні та міжгалузеві аспекти проекту .

оцінюється конкуренція з боку найбільших виробників аналогічної продукції , виділяється свій власний сегмент ринку;

вибирається стратегія забезпечення конкурентоспроможності . Як правило , така стратегія: орієнтація на низькі витрати; високу якість і , в силу цього, більш високі витрати ; прогноз тарифів на електроенергію і тепло.

Для формування стратегії маркетингу розглядаються схема реалізації товару на оптовому і роздрібному ринках , конкретним споживачам і т.д.; принципи ціноутворення на власну продукцію ; передбачуваний рівень прибутковості на вкладені кошти ; план розширення обсягів продажів ; еластичність попиту .

Аналіз ринків збуту включає в себе опрацювання насиченості ринку пропонованою продукцією - основною , побічною та супутньою ; визначаються сучасна і перспективна структура споживачів ; аналізуються фактори, що впливають на зміну попиту.

План виробництва готується організацією, що здійснює проект , для показу потенційному інвестору свою готовність управляти виробництвом , нарощувати його потужність , стійко отримувати прибуток , в тому числі за рахунок зниження витрат , надійної системи матеріального постачання підприємства і т.д. У цьому розділі визначаються:

потужність підприємства і її зміна по роках на планований період ;

матеріальні витрати виробництва , оцінюється потреба в паливі , матеріалах , напівфабрикатах і т.д. , вказуються постачальники , аналізується їх репутація , надійність договірних відносин з ними. Якщо є укладені контракти , то вони наводяться в додатку до бізнес-плану ;

технологія та устаткування , наводяться дані , отримані на основі проектно - конструкторської документації про технології виробництва та необхідне обладнання , в тому числі інформацію про необхідні НДДКР , ліцензії та імпортне обладнання, здійснюється відбір найкращих технологічних рішень , проводиться порівняльна оцінка потенційних постачальників необхідного обладнання;

можливі витрати на матеріальні фактори виробництва і їх динаміка на перспективу.

В організаційному плані розглядаються :

організаційна схема підприємства , функції підрозділів підприємства , схема взаємодії їх один з одним , координація їх діяльності та контроль ;

характеристика персоналу , вказується профіль фахівців та їх число , освіта, досвід роботи , заробітна плата ;

питання оплати та стимулювання праці керівного персоналу (наприклад , чи буде застосовуватися система участі в прибутку чи інші форми заохочення) .

У юридичному плані повинні міститися такі відомості:

форма власності та правовий статус організації - приватне володіння , державне володіння , незалежна акціонерна компанія , спільне підприємство і т.д.;

система підпорядкованості та межі втручання «зверху» в господарську діяльність підприємства у разі організації державного підприємства ;

майбутній розподіл акціонерного капіталу між можливими акціонерами у разі створення акціонерного товариства .

11.10 .

Екологічна інформація. У цьому розділі повинні бути приведені дані про стан природного середовища в районі , де здійснюватиметься проект , і плановані заходи щодо забезпечення необхідних екологічних норм , включаючи наступну інформацію:

результати перевірок і оцінок екологічної ситуації;

пропоновані заходи контролю стану середовища;

очікуваний вплив проекту на екологію ;

потенційні зобов'язання щодо охорони середовища , які заходи мають бути зроблені в разі реалізації проекту;

документи , що узгоджують проект або його розробку.

Соціальна реакція. У даному розділі відображається інформація про соціальної реакції на будівництво (розширення , реконструкцію) енергооб'єкта , що характеризує : форми участі населення в обговоренні проекту ; форми та обсяг компенсаційних заходів населенню; очікуваний вплив проекту на населення ; наявність , число і склад громадських об'єднань , що виступають проти будівництва об'єкта , їх політична й технічна орієнтація .

Фінансовий план. Цей розділ бізнес - плану містить інформацію , на основі якої проводиться оцінка всього проекту , розраховуються основні фінансово-економічні показники діяльності підприємства : термін окупності витрат , рівень рентабельності , фінансова стійкість або ліквідність підприємства . З точки зору інвестора , цей розділ є центральним , так як дозволяє визначити привабливість проекту в порівнянні з іншими напрямками вкладення коштів. Вся інша інформація бізнес-плану служить для обґрунтування надійності даних цього розділу.

Фінансовий план має включати в себе наступні підрозділи :

Загальні вихідні дані . У цьому підрозділі задаються терміни реалізації проекту , включаючи періоди будівництва , освоєння та експлуатації .

Обсяг реалізації . На основі маркетингових досліджень визначаються прогнозні значення обсягів випуску продукції , ціни продукції і розраховуються обсяги реалізації .

Капіталовкладення . Дані щодо капіталовкладень наводяться з розбивкою за групами. Кожна виділена група володіє однаковою нормою амортизації . У разі потреби кількість груп може бути збільшена. Розрахунок амортизації проводиться наростаючим підсумком за групами або на основі середньозваженої норми амортизації .

Щорічні витрати виробництва . Вони складаються з вартості витрачених палива , матеріалів , оплати праці працівників , накладних витрат , амортизації основних засобів та нематеріальних активів , фінансових витрат і інших витрат .

Фінансування проекту . У цьому підрозділі вказуються можливі джерела фінансування капітальних вкладень (акції , кредити і т.д.) і умови кредитування (терміни і розміри виплати кредиту , процентні ставки , штрафні санкції) . Бажано розглянути кілька можливих варіантів фінансування .

Звіт про прибутки . У цьому звіті розраховуються : прибуток як різниця між виручкою від реалізації і загальними виробничими витратами; балансовий прибуток , який включає доходи від позареалізаційних операцій та реалізації майна; чистий прибуток , утворений як різниця балансового прибутку та податку на прибуток; чистий нерозподілений прибуток, що дорівнює прибутку, що залишається в розпорядженні підприємства після виплати дивідендів акціонерам.

Звіт про рух грошових коштів (потоки готівки) . Звітом є інформація про джерела утворення та використання фінансових ресурсів підприємства за розрахунковий період. Для цього розраховуються притоки і відтоки готівки по роках розрахункового періоду і наростаючим підсумком. У притоках готівки вказуються суми грошових коштів , що отримуються від реалізації продукції , обсяги фінансування за джерелами (акціонерний , позиковий капітал) , ліквідаційна вартість основних фондів . У зарубіжній практиці прийнято враховувати в притоках вкладений капітал , чистий прибуток , амортизаційні відрахування , надходження з рахунків кредиторів і банківський кредит . Відтоки готівки включають в себе кошти, спрямовані на капітальні вкладення (основний капітал) , приріст оборотного капіталу , поточні експлуатаційні витрати (без амортизації і фінансових витрат) , повернення кредитів , виплату процентів , податок на прибуток , дивіденди по акціях , фінансування дебіторів. Сальдо балансу грошових коштів (готівка) визначається як різниця припливів і відтоків готівки за роками розрахункового періоду , причому для будь-якого року сальдо має бути позитивним . Готівка розраховується і наростаючим підсумком , тобто залишок на кінець періоду формується як сума залишку на початок періоду і сальдо за рік. При позитивному сальдо виявляється надлишок коштів , а при від'ємному - потреба в коштах.

Балансовий звіт . На основі вихідних даних всіх попередніх підрозділів фінансового плану складається перспективний баланс . Укрупнено актив балансу включає в себе наступні статті, що характеризують розміщення коштів підприємства:

необоротні засоби (основні фонди і нематеріальні активи або постійні активи);
основний капітал (балансова вартість основних засобів, нематеріальних активів , фінансових вкладень) . Основні кошти і вкладення розраховуються наростаючим підсумком і беруться з підрозділу « Капіталовкладення » ;

нарахована амортизація (знос) наростаючим підсумком ;

основний капітал нетто (залишкова вартість);

оборотні кошти (поточні активи) ;

грошова готівка наростаючим підсумком (за звітом про рух грошових коштів);

запаси товарно -матеріальних цінностей .

Показники фінансової оцінки роботи підприємства . Узагальнюючі показники оцінки фінансового стану характеризують ліквідність , залучення позикових коштів , оборотність капіталу , прибутковість.

Стратегія фінансування включає в себе рішення наступних завдань:

оцінка загального обсягу грошових коштів для реалізації проекту ;

розрахунок варіантів фінансування та визначення показників їх ефективності;

вибір оптимального з розрахункових варіантів фінансування , в якому вказується передбачуваний термін повного повернення інвестору вкладених коштів , сума щорічних періодичних виплат за умови отримання кредиту , прийнятні умови отримання кредиту (процентна ставка за кредит) , а в разі залучення акціонерного капіталу - приблизні розміри дивідендів на акції та термін початку їх отримання.

У бізнес -плані розрахункові варіанти не наводяться , а подається тільки вибраний варіант фінансування .

Остання частина бізнес-плану складається з усіх документів і джерел , на які спиралися розробники при його підготовці та обґрунтуванні . Це можуть бути різні довідки , листи від клієнтів і партнерів , копії контрактів , преїскуанти , статистичні огляди , результати спеціальних досліджень і т.д. Всі ці дані повинні бути свідченням надійності інформації , на основі якої відбиралася ідея бізнес-плану , будувалось її обґрунтування і розроблялася стратегія реалізації .

Питання для самопідготовки

1. Перерахуйте складові розрахункового періоду.
2. У чому принципова відмінність простих і дисконтованих показників оцінки ефективності інвестиційних проектів?
3. Що характеризує ЧТВ? Про що говорить його позитивне значення?
4. У яких випадках доцільніше застосовувати критерій ВНР?
5. У чому полягає недолік критерію терміну окупності?
6. Методичні основи визначення ефективності виробничих інвестицій за умов ринкових взаємовідносин.
7. Ставка дисконту: сутнісна характеристика, мета застосування, метод визначення.
- 8 . Які основні завдання бізнес -плану?
- 9 . Назвіть основні вимоги до бізнес-плану .
- 10 . Які розділи повинен включати в себе бізнес- план?
- 11 . У чому полягає стратегія фінансування?

Розділ IV. Енергоринок та ціноутворення в електроенергетиці.

4.1. Історичний експурс

Історія НЕК "Укренерго" нерозривно пов'язана з історією об'єднаної енергетичної системи України. Інтенсивний розвиток енергетики України почався з 20-х років XX століття згідно з планом ГОЭЛРО.

1920-1941 рр.

Вводились теплові електростанції (ТЕС), побудована Дніпровська гідроелектростанція (ГЕС). З введенням електростанцій розвивались електромережі.

У 30-х роках сформувались Донбаська, Дніпровська, Ростовська, Київська та Харківська енергосистеми (ЕС), які мали свої диспетчерські центри управління. Введення повітряної лінії електропередавання (ПЛ) 220 кВ Донбас – Дніпро об'єднало на паралельну роботу Донбаську, Дніпровську та Ростовську ЕС з утворенням Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) Півдня.

Для координування роботи енергосистем наказом Наркомважпрому СРСР від 3 березня 1938 року у м. Горлівці було створено Бюро Південної енергосистеми, перейменоване на Об'єднану диспетчерську службу (ОДС) Півдня у 1940 р.

У довоєнний період найвища напруга електромереж була: в Харківенерго – 110 кВ, Дніпроенерго – 154кВ, Донбасенерго – 220 кВ.

1944-1950 рр.

Після визволення України почалась відбудова зруйнованих електростанцій та електромереж. У 1944 р. відновлена робота ОДС Півдня. Введені ТЕС з енергоблоками 100 та 150 МВт, ГЕС і нові електромережі.

1960-1970 рр.

У 60-ті роки на ТЕС були введені в експлуатацію енергоблоки 200 та 300 МВт, а також перший енергоблок 800 МВт.

З 1961 р. паралельно з ОЕС Півдня почала працювати ОЕС Північного Кавказу. У 1962 р. від Добротвірської ДРЕС через ПЛ 220 кВ розпочався експорт електроенергії до країн-членів Ради економічної взаємодопомоги (РЕВ). У 1967 р. завершилось об'єднання ОЕС Півдня та ЕС Молдови. З 1969 р. розпочато паралельну роботу ОЕС Півдня з ЄЕС СРСР.

У 1964 р. ОДС Півдня перетворене на Об'єднане диспетчерське управління (ОДУ) Півдня з розширенням прав і обов'язків.

1970- 1990 рр.

На ТЕС введені енергоблоки 300 і 800 МВт. Збудовані потужні ТЕЦ у Києві та Харкові. Завершено спорудження ГЕС Дніпровського каскаду та Дністровської ГЕС. Інтенсивно розвивалась атомна енергетика, на АЕС вводились енергоблоки 440 і 1000 МВт.

З 1974 р. розпочався розвиток електромереж ОЕС Півдня напругою 750 кВ. У 1974-77 рр. введені ПЛ 750 кВ Донбас – Дніпро – Вінниця – Західна Україна, до яких згодом під'єднувались електромережі зв'язку з АЕС.

З введенням ПЛ 750 кВ Західноукраїнська – Альбертірша (Угорщина) у 1979 р. ОЕС Півдня почала працювати паралельно з ОЕС країн-членів РЕВ (ОЕС "Мир"). У 1984-86 рр. побудовані ПЛ 750 кВ Хмельницька АЕС – Жешув (Польща), Південноукраїнська АЕС – Ісака (Румунія) – Варна (Болгарія). Експорт електроенергії з ОЕС Півдня до країн-членів РЕВ зріс до 28-30 млрд. кВтгод за рік.

У 70-ті роки започатковано створення автоматизованої системи диспетчерського управління та впровадження електронно-обчислювальних машин в ЄС СРС, ОЕС Півдня та ЕС.

На всіх етапах розвитку ОЕС персонал ОДУ Півдня здійснював планування і оперативно-технологічне управління режимами роботи енергосистем, що входили в зону його відповідальності.

У 1988 р. ОДУ Півдня було пере підпорядковане Міністерству України та перейменоване на ОДУ України.

1990- 2000 рр.

У 1995 р. під час реструктуризації електроенергетики України ліквідовано вісім виробничих енергетичних об'єднань (ВЕО) та створено: 27 енергопостачальних компаній, чотири генеруючі компанії ТЕС, дві гідроенергуючі компанії, Державну електричну компанію "Укрелектропередача" та Національний диспетчерський центр (НДЦ) України. До складу НДЦ увійшли вісім регіональних диспетчерських центрів і новостворений підрозділ "Енергоринок". Державна електрична компанія "Укрелектропередача" сформувалась на базі структур ВЕО, які обслуговували магістральні лінії електропередавання 220-750 кВ.

Для координування робіт з розвитку та експлуатації магістральних і міждержавних електромереж та вдосконалення оперативно-технологічного управління ОЕС наказом Міністерства України від 15 квітня 1998 р. № 54 створене державне підприємство "Національна енергетична компанія "Укренерго" шляхом об'єднання Національного диспетчерського центру України і Державної електричної компанії "Укрелектропередача".

Стисла інформація відносно учасників оптового ринку електроенергії України на період 2005 років характеризується наступними даними.

Атомні електростанції (Запорізька АЕС, Південноукраїнська АЕС, Хмельницька АЕС і Рівненська АЕС) складають компанію НАЕК «Енергоатом», 100 % акцій якої належать державі. Загальна встановлена потужність атомних електростанцій досягає 13 880 МВт, і в 2005 році використовувалася на 73%.

Найбільші теплові електростанції належать компаніям, так званої, «великої п'ятірки», а саме: ВАТ «Західенерго» (Бурштинська ТЕС, Добротворська ТЕС, і Ладижінська ТЕС), ВАТ «Центренерго» (Угледірська ТЕС, Змієвська ТЕС і Трипільська ТЕС), ВАТ «Дніпроенерго» (Криворізька ТЕС, Запорізька ТЕС і Придніпровська ТЕС), ВАТ «Донбасенерго» (Слов'янська ТЕС і Старобешевська ТЕС) і ТОВ «Східенерго» (Зуївська ТЕС, Курахівська ТЕС і Луганська ТЕС). Більшість акцій перших чотирьох компаній належить державі (у складі НАК

«Енергетична компанія України»), а «Східенерго» знаходиться в приватній власності (ВІНК «Донбаська паливно-енергетична компанія»). Сумарна потужність всіх діючих теплоелектростанцій «великої п'ятірки» складає 27 853 МВт, і в 2005 році використовувалася на 25,2%. Деякі обленерго і промислові підприємства також володіють тепловими електростанціями, хоча і меншої потужності.

Гідроелектростанціями, розташованими на Дніпрі (Київська ГЕС, Канівська ГЕС, Кременчуцька ГЕС, Дніпродзержинська ГЕС, Дніпровська ГЕС, Каховська ГЕС, а також Київська ГАЕС) і на Дністрі (Дністровська ГЕС і ГАЕС) володіє ВАТ «Укргідроенерго», 100% акцій якого належать державі. Сумарна потужність всіх ГЕС «Укргідроенерго» складає 4 708 МВт. Завдяки тому, що гідроелектростанції мають високу маневреність, вони включаються, як правило, в години піків, коли споживання електроенергії максимальне. Також в Україні працюють малі і мікро ГЕС, але, як правило, вони настільки маленькі, що свою електроенергію в ОРЕ не продають. Знаходяться такі станції переважно в приватній власності або у власності обленерго. Ташлицька ГАЕС є частиною Південноукраїнської АЕС.

Передачу електроенергії територією України високовольтними лініями (більше 110 кВ) здійснює НЕК «Укренерго». Компанія знаходиться в державній власності і володіє більше 22 тис. км високовольтних ліній електропередач.

ДП «Енергоринок» відповідає за забезпечення покупки електроенергії у виробників і її продаж постачальникам. Також «Енергоринок» визначає погодинні прогнозовані ціни на електроенергію для ТЕС, регулює баланс купівлі-продажу електроенергії, супроводжує розрахунки і платежі кожного з учасників ОРЕ, забезпечує облік електроенергії в ОРЕ.

З ОРЕ електроенергія продається енергопостачаючим компаніям – обленерго. Після реорганізації енергетичного сектору в 1996 році було створено 27 обленерго – по одній в кожній області, автономній республіці Крим, в містах Києві і Севастополі. Ці компанії стали монополістами в передачі електроенергії на відведених їм територіях. У їх власність були передані лінії електропередач 0,38 – 110/154 кВ, трансформатори, а деяким і незначні енергогенеруючі потужності. Пізніше на території деяких областей стали з'являтися інші енергопостачаючі компанії, і частина устаткування обленерго була передана в їх власність. Деякі з таких компаній стали передавати велику кількість електроенергії (як, наприклад Луганське Енергетичне Об'єднання, яке стало монополістом на території всієї Луганської області або Сервіс-інвест, що поставляє електроенергію найбільшим споживачам Донецької області).

Після створення всі обленерго знаходилися в державній власності. У 1998 році відбувся перший етап приватизації українських обленерго. Було приватизовано сім постачальників електроенергії - Сумиобленерго, Полтаваобленерго, Одесаобленерго, Львівобленерго, Чернігівобленерго, Прикарпатсьобленерго и Луганськобленерго. Більш половини акцій цих компаній була продана переважно українським інвесторам. У 2001 році ще шість обленерго було приватизовано в ході

другого етапу. Інвесторам були запропоновані вигідні умови нарахування прибутку відміни щодо інших енергопостачальних компаній. Київобленерго і Рівнеобленерго були куплені американською корпорацією AES, а Житомиробленерго, Севастопольенерго, Кіровоградобленерго і Херсонобленерго – словацькою VSEnergy. Більшість акцій інших обленерго поки залишаються в державній власності.

Обленерго надають послуги з розподілу (передача електроенергії мережами до 110/154 кВ) і постачання електроенергії (продаж її безпосередньо споживачам, де обленерго є монополістами на певній території). Проте, поставляти електроенергію окрім них мають право і незалежні постачальники. Наприклад, в 2005 році незалежними постачальниками було продано біля 14% всієї електроенергії на території України.

Національна комісія регулювання електроенергетики України (НКРЕ) виконує функції органу економічного регулювання в електроенергетиці, нафтогазовому комплексі (з 1998 р.) і у сфері теплопостачання (з 2005 р.). Створена НКРЕ в 1994 році, як орган регулювання природних монополій і суміжних ринків у галузі електроенергетики.

До повноважень Комісії відносяться:

- Ліцензування діяльності в електроенергетиці, нафтогазовому секторі і секторі теплопостачання.
- Розробка тарифних методологій і затвердження тарифів на:
 - передачу електроенергії по магістральних і розподільних мережах;
 - виробництво електроенергії генераторами, які не беруть участь в ринку цінових заявок (АЕС, ГЕС, поновлювана енергетика);
 - транспортування природного газу, нафти, нафтопродуктів і аміаку по трубопроводах;
 - зберігання газу в підземних сховищах; теплопостачання.
- Контроль над ефективним функціонуванням ринків електроенергії і природного газу.
- Захист прав споживачів.

Рішення в Комісії приймаються на відкритих засіданнях, які носять квазісудовий характер, із залученням всіх зацікавлених сторін. Рішення Комісії, які мають загальний характер (правила, методики і так далі) повинні узгоджуватися з іншими органами влади, наприклад з Міністерством палива і енергетики, Міністерством економіки, Антимонопольним комітетом.

Рада Оптового ринку електричної енергії складається з тих, що Голосують, і Неголосуючих директорів, які виконують свої повноваження відповідно до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України.

Склад Ради формується таким чином: до складу Ради входять десять Голосуючих директорів, зокрема п'ять директорів від Виробників електроенергії і п'ять директорів від Постачальників електроенергії. Неголосуючі директора мають

право бути присутніми і виступати на зборах Ради, проте, вони не мають права голосувати ні з одного питання. Неголосуючий директор призначається виключно тим органом, який він може представляти.

Рада, між засіданнями Ради і Загальними зборами членів ринку, здійснює загальний нагляд за роботою ДП «Енергоринок», за виконанням умов Договору між членами Оптового ринку електричної енергії, системою забезпечення функціонування ринку і пов'язаних з цим зобов'язань.

Державне підприємство «Енергоринок», створене на базі Національного диспетчерського центру електроенергетики України, здійснює діяльність відповідно до ліцензії на оптове постачання електричної енергії. Обов'язками ДЦЕ (диспетчерського центру електроенергетики), відповідно до умов Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України є:

- забезпечення закупівлі електричної енергії від Виробників електричної енергії відповідно до Договору і Двосторонніх договорів на умовах погоджених з Операторами зовнішніх перетікань електроенергії;
- розрахунок і нарахування платежів Виробникам електричної енергії;
- відшкодування витрат на передачу електричної енергії Магістральними і Міждержавними електромережами від імені замовників і з дотриманням принципу Економічної закупівлі.

Національна акціонерна компанія «Енергетична компанія України» була створена в 2004 році. Основним завданням Компанії є створення умов для ефективного функціонування і розвитку електроенергетичного комплексу. Компанія займається координацією діяльності підприємств, акції яких передані до статутного фонду Компанії, і здійснює контроль за їхньою господарською діяльністю. Компанія також може розпоряджатися фінансовими ресурсами підприємств, що входять до її складу, з метою: реалізації певних інвестиційних проектів; удосконалення роботи із споживачами електричної і теплової енергії, зокрема по виробництву і постачанню електричної і теплової енергії, зміцненню платіжної дисципліни і обмеженню постачання енергії неплатникам та запобіганню несанкціонованого доступу до електричних мереж та ін. Статутний фонд Компанії складає 2,198,626,000 гривень. 100 % акцій Компанії знаходяться у власності держави і не можуть бути відчужені.

На даний момент НАК «ЕКУ» має «контрольний пакет голосів» на Раді ОРЕ.

Подальший розвиток системи відносин в ОРЕ передбачає поступовий перехід від моделі "єдиного покупця" шляхом подальшої її лібералізації до повномасштабного конкурентного ринку.

У перспективній моделі основними правовими механізмами купівлі-продажу електричної енергії будуть двосторонні договори між виробниками та постачальниками, або споживачами електроенергії. Для проведення розрахунків у реальному часі, обсяги, що визначені договорами, будуть реєструватися у Оператора ринку. Усі суб'єкти, які купують та продають фізичні обсяги електроенергії, будуть приймати участь у балансуєчому ринку. Балансуючий механізм купівлі-продажу

електричної енергії реалізується через Оператора ринку. Обов'язковою умовою роботи на балансуєчому ринку стане наявність у всіх учасників цих відносин відповідного кредитного покриття купованої електроенергії. Правове та організаційне забезпечення щодо функціонування Балансуєчого ринку здійснюватиметься Загальними зборами та Радою Балансуєчого ринку.

Тарифи на електроенергію, що продається енергогенеруючими компаніями України, встановлюються НКРЕ. Проте існують виключення: тарифи на електроенергію, що виробляється, ТЕС, формуються кожену годину на основі цінових заявок, що подаються (цін, за якими вони готові продати електроенергію). Малі електростанції (потужністю до 20 МВт) мають можливість продавати електроенергію за нерегульованим тарифом, тобто, не в ОРЕ, а споживачам безпосередньо або обленерго. В такому разі тариф не встановлюється НКРЕ, а визначається генерацією самостійно.

Вся електроенергія, що виробляється станціями потужністю понад 20 МВт, продається в оптовий ринок електроенергії. З ОРЕ електроенергія купується обленерго або незалежними постачальниками, причому ціна, за якою електроенергія продається в ОРЕ генераціями, і ціна, за якою вона звідти купується постачальниками, не однакова.

Структура оптової ринкової ціни (ціни, за якою електроенергія продавалась у 2005 році з ОРЕ) виглядала таким чином:

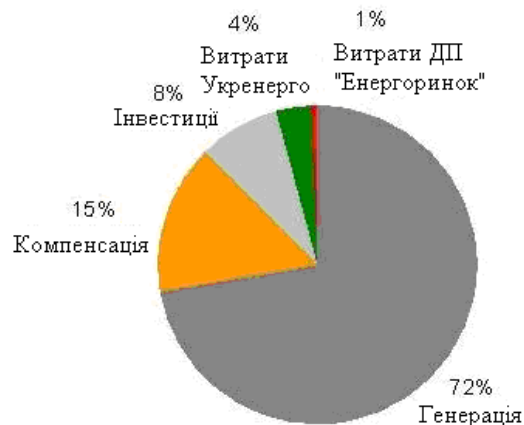


Рисунок 4.1 – Структура оптової ринкової ціни електроенергії в 2005 році

За даними 2005 року структура ОРЦ мала наступну характеристику:

72% ОРЦ складала ціна, за якою електроенергію продавали генерації. Іншими словами, це середньозважений тариф всіх електростанцій України, що продають вироблену електроенергію в Оптовий Ринок електроенергії (ОРЕ). Ціна електроенергії, що продається АЕС, встановлюється НКРЕ. Також, НКРЕ встановлює тариф на електроенергію, що продається ТЕЦ і ГЕС. Середній тариф для теплових електростанцій формується на основі попиту на електроенергію і її пропозиції ТЕС. Таким чином, середній тариф теплових електростанцій змінюється щогодини.

15% складала компенсація за продану населенню електроенергію. Як відомо, тариф на електроенергію для населення встановлюється окремо і не залежить від короточасних коливань ціни. У 2005 році, як і в попередні роки, ціна на електроенергію для населення була нижча за її собівартість, тобто, обленерго вимушені були продавати електроенергію побутовим споживачам дешевше, ніж купували її в ОРЕ і через це отримували компенсацію своїх витрат. Сума компенсації залежала від об'ємів електроенергії, яку компанія продавала побутовим споживачам.

8 % у структурі оптово-ринкової ціни займала інвестиційна складова. Це грошові кошти, які, як правило, прямують на реалізацію крупних проектів в електроенергетиці, як, наприклад, будівництво Ташлицької ГАЕС. У 2005 році загальна сума інвестиційної складової була на рівні двох млрд. грн.

4% ОРЦ склали витрати НЕК Укренерго, які виникали при передаванні електроенергії магістральними мережами та враховували втрати електроенергії в мережах, а також кошти на розвиток компанії.

Майже 1% в структурі ОРЦ склали витрати ДП «Енергоринок» - компанії, що забезпечує діяльність Оптового ринку електроенергії України.

Величина ОРЦ може зменшуватись за рахунок експорту електроенергії. Наприклад, якщо прибуток від продажу електроенергії за кордон спрямовувати на компенсування виробничих витрат, можливе відносно зниження ОРЦ електричної енергії.

Формування роздрібного тарифа обленерго здійснюється наступним чином.

Роздрібний тариф - це тариф, за яким електроенергія продається безпосередньо споживачеві. Він встановлюється НКРЕ для кожного обленерго раз на місяць. Ціна електроенергії для різних груп споживачів декілька відрізняється і залежить: до якого класу зарахован споживач, чи володіє він домашнім господарством, чи споживає більше або менше за 50 ГВтгод електроенергії за рік.

Роздрібний тариф (за яким обленерго продають електроенергію кінцевим споживачам), що встановлюється НКРЕ, складається з таких частин:



Рисунок 4.2 – Структура роздрібного тарифа на електроенергію

Споживачі першого класу (ті, до яких приєднані лінії потужністю від 35 кВт, а також ті, що купують понад 150 ГВтгод електроенергії за рік) мають нижчий тариф

завдяки тому, що обленерго несуть менші витрати на передачу електроенергії такому споживачеві. Решта споживачів зарахована до другого класу, для якого характерен вищий тариф на передачу і, відповідно, більший за значенням роздрібний тариф.

Тариф для населення і населених пунктів встановлюється окремо ухвалою НКРЕ і безпосередньо не залежить від собівартості електроенергії та від її доставки.

До оптово-ринкової ціни, за якою обленерго купують електроенергію на ОРЕ, додається тарифи на передачу і постачання електроенергії, а також вартість компенсації нормативних втрат. Оптово-ринкова ціна (ОРЦ) встановлюється кожен годину на основі попиту-пропозиції на електроенергію. При розрахунку роздрібного тарифу береться середня прогнозована ОРЦ на наступний місяць.

Коефіцієнт нормативних втрат враховує втрати електроенергії в мережах, яких неможливо уникнути через технічні особливості мереж. Коефіцієнт затверджується ухвалою НКРЕ на основі технічних характеристик мереж обленерго. Така ухвала приймається, як правило, раз на рік, проте може бути переглянута і раніше. Оскільки величина втрат електроенергії залежить, зокрема, від температури повітря, значення нормативних втрат різняться для кожного кварталу певного року.

Тариф на передачу і тариф на постачання також затверджується НКРЕ. Зазвичай, вони переглядаються в кінці року і затверджуються наступного року. Проте, на прохання компанії або за ініціативою НКРЕ, тариф може бути переглянутий і раніше, або залишатися незмінним впродовж декількох років. Тариф на передачу і тариф на постачання повинні компенсувати всі витрати, щодо діяльності обленерго, а також забезпечити компаніям прибуток.

Якщо в передачі електроенергії обленерго є монополістом, то постачальника електроенергії споживач може вибрати собі сам. У такому разі, ціна, по якій споживач купує електроенергію, може відрізнятися від встановленої НКРЕ, оскільки тариф на постачання, запропонований незалежним постачальником, може бути іншим в порівнянні з тарифом обленерго.

4.2. Оптовий ринок електроенергії

Основні завдання оптового ринку електроенергії полягають:

- у розрахунку ринкової ціни електроенергії, яка б відображала її економічну вартість і стимулююче підвищення енерго-ефективності галузі;
- у впровадженні ринкових відносин, оптимізуючих погодинне виробництво і споживання електроенергії;
- у створенні фінансово стабільної електроенергетичної промисловості для залучення інвестицій.

Принципи:

- вся вироблена електроенергія продається через ринок. Виробники передають свою електроенергію в ринок, і постачальники через нього повністю задовольняють свої потреби;
- централізована диспетчеризація генеруючих блоків базується на економічному ранжуванні;
- ціна оплати за електроенергію змінюється в залежності від затрат на виробництво з диференціацією по годинах доби;
- торгівля підпорядковується однаковим ставкам для всіх покупців і продавців;
- ринкова ціна залежить від балансу попиту і пропозиції електроенергії. При відсутності його повинна втручатись держава;
- НКРЕ існує для нагляду за роботою ринку і захисту інтересів споживачів.

4.3. Управління і регулювання на ринку електроенергії

Управління і регулювання на ринку електроенергії в основному здійснює національна комісія з регулювання електроенергетики (НКРЕ). Вона створена як незалежна контролююча структура. Її роль полягає в контролі конкурентної поведінки членів ринку і захисту споживачів. Право комісії втручатися у внутрішні відносини членів ринку обмежене. Вона має незалежний бюджет і отримує відповідний процент доходу від виплат членів ринку. НКРЕ несе відповідальність за видачу ліцензій кожному членові ринку, встановлює плату за них і здійснює контроль за виконанням їх умов. Невиконання умов ліцензії може призупинити членство у ринку або відміну його участі в ньому.

Мінпаливенерго і Держкоматом залишаються частковими власниками галузі. Мінпаливенерго і Мінекономіки та євроінтеграції контролюють виплати членам ринку і тарифи для кінцевих споживачів.

Основними документами й організаціями, які визначають роботу ринку, є:

- угода між членами оптового ринку електроенергії, яка визначає основні права й обов'язки членів ринку;
- рада енергоринку - головний орган ринку, що приймає рішення. Вона складається із 12 членів з правом голосу: 3 від ТЕС, 2 від Держкоматому, 1 від ГЕС і 6 від Обленерго. Крім цього, вона включає ряд членів, які не мають голосу: від НДЦ, ДГТЕ (державне підприємство енергоринку), Міненерго, НКРЕ;
- разом із радою створено виконавчий комітет для розгляду поточних питань;
- НКРЕ, створена як незалежний регулятор ринку. Міністерство не має права впливати на роботу НКРЕ;
- Мінпаливенерго і Держкоматом, які зберігають деякі права як власники галузі;
- ліцензія НКРЕ, яка повинна бути видана кожному із учасників, включаючи: генеруючі потужності (>20 МВт);

високовольтні лінії електропередач (ДЕК);
 розподільчі мережі (обленерго);
 електрозабезпечення споживачів за регульованими тарифами (діяльність обленерго);
 електрозабезпечення споживачів за нерегульованими тарифами (незалежні постачальники);
 енергоринок (оператор ринку).

Кожному учаснику оптового ринку електроенергії необхідно мати ліцензію НКРЕ. Вона являє собою договір між регулюючим органом і членом ринку. Ліцензії дозволяють регулюючому органу здійснювати контроль за діяльністю членів ринку, доповнюючи прийняті процедури на основі чинного законодавства. Крім цього, ліцензії плануються як робочі документи, які можуть часто змінюватись у відповідності до умов роботи ринку.

У кожній ліцензії вказується, що член ринку згоден підписати договір між членами енергоринку і підпорядкуватись його умовам.

Ліцензії видає НКРЕ за відповідну оплату і може періодично їх переглядати.

У ліцензіях НКРЕ надає можливість при визначених умовах з'являтися на території власника ліцензії. Вимоги до ліцензій:

- ліцензія не передається іншій стороні;
- має розділи з регулювання ліцензійної діяльності;
- має словник спеціальних термінів;
- зобов'язує її власника здійснювати щомісячні виплати НКРЕ.

Ліцензія на виробництво електроенергії. Ліцензія надає право на виробництво і продаж енергії. Всі виробники з встановленою потужністю більше 20 МВт або ті, які відпустили за попередній рік у систему не менше 100 млн. кВт/год, зобов'язані продавати державному підприємству «Енергоринок» весь свій виробіток за правилами договору між його членами.

Ліцензія обмежує генеруючу потужність власника ліцензії до 25% (30% для АЕС) від загальної ліцензійної потужності.

Ліцензія включає положення з:

- недопущення забороненої монопольної діяльності; визначення стандартів фінансової звітності перед НКРЕ;
- обов'язкового виконання централізованих диспетчерських інструкцій;
- управління будівництвом нових генеруючих потужностей.

Ліцензія оператора високовольтної мережі. Ця ліцензія надає право на експлуатацію високовольтних мереж і видається ДЕК.

Основні положення включають: підключення до мережі; стандарти надійності мережі; розвиток мереж; забезпечення доступу до національної і міжнародної мереж. Власник ліцензії повинен виконувати умови договору на послуги основної і міждержавної енергетичної мережі, укладеного з державним

підприємством «Енергоринок» (ДПЕ). При цьому власник ліцензії надає ДПЕ послуги мережі, за що одержує від ДПЕ визначену плату.

У ліцензії є перелік визначених послуг, включаючи послуги з підключення й експлуатації, а також додаткові.

Ліцензія оператора низьковольтної мережі. Ліцензія оператора низьковольтної мережі відноситься до розподільчої діяльності Обленерго.

Власник ліцензії і його структури можуть здійснювати ліцензійну діяльність не більш як у трьох областях України.

Основні положення включають:

- фінансову звітність перед НКРЕ;
- планування і розвиток мережі;
- доступ до мережі (для постачальників);
- проведення вимірювань і облік втрат при передаванні. Ліцензія детально описує принципи і формули, які використовуються при встановленні тарифів, регульованих НКРЕ.

Оператор низьковольтної мережі (ОНВМ) буде розраховувати тарифи для місцевої системи з урахуванням двох коефіцієнтів втрат, в залежності від класів напруги (35 кВ і більше та 0,4 - 10 кВ).

Ліцензія на місцеве електрозабезпечення – поставка за регулюючим тарифом. Ця ліцензія використовується при забезпечуючій діяльності Обленерго.

Власник ліцензії може здійснювати діяльність лише в трьох областях. Йому дозволено поставляти не більше 15% від загального електрозабезпечення України, за винятком, коли він обслуговує лише одну область, споживання якої сягає понад 15% загального енергоспоживання України. Власник ліцензії не може володіти або експлуатувати більше 4% від загальної генеруючої потужності без дозволу НКРЕ. Визначено також, що він не може здійснювати незалежної поставки електроенергії на своїй території місцевого електрозабезпечення.

Основні положення включають:

- фінансову звітність перед НКРЕ;
- відносини із місцевою радою споживачів;
- формування тарифу електрозабезпечення;
- формування роздрібних тарифів для споживачів.

У ліцензії описуються принципи і формули, які використовуються для встановлення тарифів. У місцевому електрозабезпеченні визначено три групи споживачів:

- 1) промислові: 35 кВ і більше;
- 2) промислові: 0,4 - 10 кВ;
- 3) комунальні.

Ліцензія незалежного постачальника електроенергії. Незалежний постачальник електроенергії здійснює поставки з нерегульованого тарифу. Ця

ліцензія може використовуватись будь-яким постачальником, який не є Обленерго і продає електроенергію споживачам області, на що має ліцензію як Оператор низьковольтної мережі. Власник ліцензії повинен купувати всю свою електроенергію на ринку за правилами Договору членів Енергоринку і поставляти її споживачеві через Оператора низьковольтної мережі, за що з нього береться плата за регульованим тарифом.

Власник ліцензії повинен підписати договір між членами Енергоринку і виконувати його умови, укласти із власником мережі контракт на поставку електроенергії, згідно з яким електроенергія передається іншим споживачам (субспоживачам) тільки тоді, коли власник мережі має ліцензію ОНВС (оператор низьковольтної мережі). Тарифи власника не регулюються.

Оптова поставка електроенергії-ліцензія Енергоринку. Ця ліцензія видається Енергоринку. Вона включає такі функції:

1. Управління енергосистемою.
2. Планування і фінансування роботи основної і міждержавної енергосистем.
3. Закупівлю генеруючої потужності й додаткових послуг.
4. Купівлю і продаж електроенергії.
5. Розпорядження системою розрахунків і фінансових засобів. Основні

положення включають:

1. Реалізацію і огляд Договору між членами Енергоринку.
2. Зобов'язання з управління системою.
3. Розвиток і фінансування мережі міжнародних каналів передавання струму.
4. Купівлю і продаж електроенергії.
5. Управління системою розрахунків із використанням засобів ринку.

Оптовий постачальник розробляє оперативний графік навантаження у відповідності з прогнозом споживання.

4.4. Взаємодія між членами оптового ринку електроенергії

Взаємодія між членами оптового ринку електроенергії здійснюється на основі договору між членами оптового ринку електроенергії (ДЧОРЕ).

Цей договір складається із п'яти частин:

1. Огляд і вступ, де описані мета угоди й обов'язки членів ринку.
2. Компоненти ринку, де визначальними є основні функції учасників угоди та процедури прийняття рішень.
3. Процедури ринку, які відображають вимоги до вимірювань, оплати витрат, аудиту ринку і випробування системи розрахунків.
4. Впровадження, що включають процедури огляду роботи оптового ринку електроенергії, рішення спірних питань.
5. Юридичні умови.

Крім основного тексту, договір має вісім додатків. Найважливіші з них:

- правила ринку;
- порядок використання засобів ринку;
- процедури бухгалтерського обліку, з допомогою яких державне підприємство «Енергоринок» покриває свої витрати.
- угоди з входження в ринок;
- форми повідомлень, які використовуються на основі договору ЧОРЕ;
- планування розвитку ЧОРЕ.

Основною характеристикою ДЧОРЕ є те, що це - багатостороння угода між усіма членами ринку, яка пояснюється взаємозалежністю всіх торговельників на ринку, обумовленою системою каналів передавання струму. Це означає, що торгові операції з електроенергією не здійснюються між двома членами ринку. Вся електроенергія, яка вироблена на станціях, продається в Енергоринок і всі потреби покриваються із нього.

Державне підприємство «Енергоринок» відіграє важливу роль у купівлі і продажу електроенергії згідно з правилами ринку і від імені його членів. Воно купує електроенергію за угодами з генеруючими компаніями та послуги високовольтних мереж за угодами з високовольтними мережами. ДПЕ несе відповідальність за перерахування засобів (фінансів) між членами ринку.

Ринок базується на положенні, де учасники вільні в прийнятті власних рішень у залежності від конкуренції, а не від планів уряду. Незалежна комісія з регулювання електроенергетики створена для гарантії захисту інтересів споживачів. Вона має обмежене право втручання в роботу оптового ринку.

4.5. Політика ціноутворення в паливно -енергетичному комплексі

На етапі структурної перебудови народногосподарського комплексу основними напрямками економічної політики в паливно-енергетичному комплексі є:

1. Скорочення адміністративного впливу на процеси ціноутворення в комплексі, розвиток економічного регулювання ПЕК через податки, субсидії, субвенції, інвестиції.
2. Поетапний перехід до реальної вартості енергоносіїв, виходячи з максимально наближених світових цін, у першу чергу на нафту і газ.
3. Скорочення державної дотації на енергоносії, в тому числі для населення (газ, скраплений газ, електроенергія) і відміни у 2002 році.
4. Впровадження рентних платежів на нафту, вугілля, газ власного видобутку.
5. Оперативне реагування на зміну вартості імпортованих енергоносіїв при формуванні оптово-відпускних цін на газ, нафту, вугілля та продукти їх переробки.
6. Постійна індексація вартості основних виробничих фондів з метою їх відновлення за рахунок амортизаційних відрахувань.

7. Активна лібералізація економічних відносин (реформування власності, створення конкурентного середовища, уніфікація валютного курсу).

З'єднувальною ланкою політики, яка проводилась і проводиться, стало те, що оподаткування не повинно бути бар'єром для стабільного забезпечення підприємств і населення енергоносіями. Видобуток тонни нафти і тисячі кубометрів газу в Україні коштує менше, ніж у світі. З метою вирівнювання цін на нафту і газ власного видобутку та розвитку підприємств енергетики встановлена рентна плата (Указ Президента України від 21 грудня 1994 року Х°785), засоби від якої інвестуються у видобувні галузі та бюджет для підтримки соціальної сфери.

Основними принципами податкового регулювання ПЕК стають:

- обсяг вітчизняного і зарубіжного капіталів, які залучаються для розвитку ПЕК, залежні від податкових ставок, включених до підрахунків прибутку. Державне регулювання, включаючи податки, повинно бути передбаченим на багато років;
- непередбачуване підвищення податкових ставок може підірвати економічне обґрунтування необхідності й можливості реалізації найвигіднішого енергетичного проекту. В цьому випадку не можуть бути забезпечені дивіденди, які необхідно виплатити інвесторам, акціонерам і реінвестовані у розширення виробництва. Зниження прибутку призведе до того, що інвестори перейдуть в інші галузі, країни. Через це державні інститути повинні об'єктивно підходити до оподаткування прибутку, інвестицій у ПЕК, щоб не підірвати економічної основи проектів.

Інвестиційні цикли проектів ПЕК дуже тривалі, інколи проходять роки, перш ніж прибуток почне перевищувати капіталовкладення. Але тривалість у часі, необхідну для окупності, не можна розглядати як гарантію того, що у випадку непередбачуваного податкового регулювання інвестор буде до невизначеного часу брати участь у проекті. Для забезпечення передбачуваного державного регулювання необхідно:

- брати участь у розвитку угод із вдосконалення державних податків, зборів і обов'язкових платежів;
- створювати дво-, тристоронні комісії для досягнення угод, що стосуються податкових зборів, прибутків;
- не змінювати обсяги, проценти податкових зборів до вичерпного обговорення і прийняття об'єктивного рішення.

В умовах ринкової економіки через ціни проявляється дія закону вартості. Вони служать грошовим виразом затрат суспільно необхідної праці на виробництво товарів, надання послуг.

На етапі перебудови економіки основними напрямками ціноутворення є:

- зміна пропорцій між рівнем державного регулювання цін і обсягами використання вільних цін з метою скорочення адміністративного впливу на процеси ціноутворення та лібералізацію економічних відносин;

- поетапний перехід до обліку реальної вартості енергоносіїв, виходячи із наближення до світових цін;
- скорочення державної дотації і встановлення роздрібних цін і тарифів на енергоносії, еквівалентних їх реальній вартості. Починаючи із 1994 року, уряд України проводить політику:
 - активної трансформації внутрішнього ціноутворення до умов і принципів світової практики;
 - оперативного реагування на зміну вартості імпортованих енергоносіїв при формуванні оптово-відпускних цін на нафту, газ та вугілля;
 - постійної індексації вартості основних фондів з метою їх відновлення за рахунок амортизації;
 - активної лібералізації економічних відносин (реформування власності, створення реального конкурентного середовища, уніфікація валютного курсу і т.п.).

Кабінетом Міністрів України 13 лютого 1995 року видано постанову №109 «Про розподіл повноважень у галузі ціноутворення» право встановлювати, погоджувати ціни отримали:

1. Міністерство палива і енергетики, яке визначає:
 - порядок регулювання тарифів на електроенергію для споживачів, енергопостачальних та інших підприємств;
 - диференційовані тарифи на електроенергію в розрізі енергооб'єднань;
 - середній тариф на електроенергію атомних електростанцій;
 - тарифи на електроенергію для населення;
 - граничні розміри роздрібних цін на вугілля та вугільні брикети, а також на газ із мереж газової продукції для виробників та постачальників.
2. Департамент вугільної промисловості:
 - встановлює оптові ціни на вугілля та вугільну продукцію за погодженням із Мінекономіки та євроінтеграції.
3. Уряд АР Крим, обласні державні адміністрації, Київський та Севастопольський міськвиконкоми, які регулюють:
 - ціни на вугілля та вугільні брикети в рамках встановлених граничних цін і норм продажу населенню;
 - тарифи на теплову енергію для всіх груп споживачів;
 - ціни на скраплений газ, паливо пічне побутове, газ освітлювальний, торф паливний, торф'яні брикети і дрова, що відпускаються населенню.

Крім цього, 13 червня 1995 року прийнято постанову КМ України №418, згідно з якою національній комісії з питань регулювання електроенергетики за погодженням із Мінпаливенерго доручено встановлювати тарифи на електроенергію, що відпускається всіма суб'єктами підприємницької діяльності незалежно від форм власності. У відповідності із цією постановою уточнення тарифів проводиться постановою НКРЕ при погодженні із Мінекономіки та євроінтеграції.

У зв'язку із структурною перебудовою вугільної промисловості в Україні, створеним державним вугільним АТ, акціонерній компанії та холдингам надано право самостійно реалізовувати свою продукцію за договірними цінами. Декларування ціни здійснюється тільки у випадку перевищення її рівня на світовому ринку.

Першочерговим у розрахунку тарифів є покриття всіх затрат, що мали місце у процесі надання послуг і одержання прибутку. Це досягається простим підсумовуванням усіх затрат, у тому числі й на податки, та поділом цих затрат на кількість спожитої енергії, плюс визначений відсоток прибутку. Однак такий підхід справедливий лише на перший погляд. Енергозабезпечення деяких споживачів обходиться значно дорожче, ніж у середньому по регіону. Такий підхід не стимулює енергозбереження, підвищення енергоефективності. Через це до другорядних завдань при встановленні тарифів слід віднести:

- справедливе повернення затрат споживачами;
- підтримання заходів, направлених на забезпечення ефективного управління енергонавантаженням у системі.

В умовах приватизації енергетики, коли деякі елементи затрат визначаються ринковою ціною, існує можливість формувати тарифи, в яких використовується ринкова ціна в інтересах споживачів. При цьому в споживача є можливість вибору тарифу, але не має можливості вибору постачальника. Це означає, що ринок повинен регулюватися державою в напрямку надання послуг високої якості й за реальною ціною.

Ціна складається із трьох основних елементів:

1. Затрат на оптові енергозакупівлі.
2. Затрат на використання низьковольтних (НВ) ліній енергопередач.
3. Інших затрат місцевого енергопостачання (МЕП).

У затрати на оптові закупівлі включають затрати на експлуатацію високовольтних (ВВ) ліній енергопередач плюс втрати. Ці затрати визначаються НКРЕ, а в майбутньому будуть визначатись Енергоринком.

Затрати на використання НВ ліній електропередач розраховують на основі тарифу «Використання мереж» (ВМ) до енергоспоживання кожного споживача. Цей тариф встановлюється ДАЕК, і він однаковий для всіх споживачів однакових рівнів напруги. До нього входять: фіксована оплата за 1 кВт*год спожитої (переданої) енергії для даного споживача.

Інші затрати складаються із:

- затрат на розсилання рахунків, збір платежів, надання інформації;
- сплати податків;
- затрат на зняття показників лічильників;
- прибутку;
- інших встановлених і затверджених НКРЕ затрат;
- врахування інфляції.

4.6. Формування оптових та роздрібних ринкових цін на електроенергію в умовах енергоринку

Оптову ринкову ціну розраховують на основі формул, в які включають всі затрати, починаючи із виробництва і закінчуючи передачею до границі НВ мережі. Укрупнено її структура поділяється на оптову закупівельну ціну (ОЗЦ) і «підйом». «Підйом» використовують для покриття безнадійних боргів, плати за передавання енергії ВВ лініями на наступний місяць, надбавки Енергоринку, які використовують для субсидування пільгових тарифів, плати за послуги йому.

Оптова ринкова ціна (ОРЦ) визначається за формулою:

$$\text{ОРЦ} = \text{ОЗЦ} + \text{П}, \quad (4.1)$$

де ОЗЦ - оптова закупівельна ціна;

П - «підйом».

Оптова закупівельна ціна (ОЗЦ) визначається за формулою:

$$\text{ОЗЦ} = \text{ГЦС} + \text{ЦРП} + \text{В. де} \quad (4.2)$$

ГЦС - гранична ціна системи;

ЦРП - ціна робочої потужності за кожну МВт*год;

В - втрати на високовольтних лініях (ВВ).

Тоді оптова ринкова ціна буде:

$$\text{ОРЦ} = \text{ГЦС} + \text{ЦРП} + \text{В} + \text{П} \quad (4.3)$$

За кожну вироблену МВт*год виробникам (генеруючим підприємствам) виплачується контрактна або оптова закупівельна ціна. Енерговиробники, які не уклали контракту, заявляють свою робочу потужність і цінову пропозицію. Різні енергоблоки за кожну годину робочого часу будуть пропонувати різну ціну електроенергії. Оцінку обсягів виробництва, необхідного для задоволення попиту, визначають додаванням контрактного енерговиробництва і міжнародних перетоків. Після того як баланс потужностей споживання і генерування буде узгоджений, ціна найдорожчого блоку визначить граничну ціну системи (ГЦС) для всіх споживачів. Оцінка ГЦС, її рівень публікується щоденно в газеті. Якщо запропонований обсяг енерговиробництва недостатній, тоді до ГЦС додається додаткова ціна робочої потужності (ЦРП) за кожну МВт*год. Додаткову плату застосовують для того, щоб підштовхнути виробників до введення в дію тих блоків, які не заявили про свою готовність. Ця ціна оплачується за вироблену енергію з поправкою на втрати, пов'язані з передавання ВВ мережею.

Затрати на передавання електроенергії, починаючи із границі НВ мережі і закінчуючи передаванням до приміщень споживачів, включають до тарифів на використання мережі (ВМ). Розрахунок їх робить ДАЕК. При цьому споживачів групують за тарифними класами, в залежності від напруги, потужностей, графіків навантаження, обсягів споживання.

Підсумовуючи розглянутий порядок ціноутворення в електроенергетиці, можна вивести формулу:

$$T = \frac{Z_{опз} + Z_{нв} + Z_{ін} + P_p}{O_{сп}}, \quad (4.4)$$

T - тариф для споживача низьковольтної мережі (до 10 кВ);

$Z_{опз}$ - затрати на оптові енергозакупівлі з урахуванням втрат ВВ та величини прибутку, закладеного в оптовій закупівельній ціні;

$Z_{нв}$ - затрати на оплату за використання низьковольтних ліній електропередач (місцевим операторам) з урахуванням втрат у них;

$Z_{ін}$ - затрати на інші потреби місцевого енергопостачання;

P_p - прибуток підприємств місцевого енергопостачання;

$O_{сп}$ - обсяги спожитої електроенергії споживачами НВ мережі.

Середню закупівельну ціну електропостачальника ($C_{сз}$), за якою ліцензіат здійснює гуртову закупівлю електроенергії на гуртовому ринку електричної енергії, та ціну електроенергії, закуплену у виробників, які не є членами гуртового ринку електричної енергії, за відповідний період часу розраховують за формулою:

$$C_{сз} = \frac{\sum (C_p^{op} * E_p^{op}) + \sum (C_n * E_n)}{\sum E_p^{op} + \sum E_n}, \text{ де} \quad (4.5)$$

C_p^{op} - гуртова ринкова ціна за кожний розрахунковий період, грн/МВт*год;

E_p^{op} - кількість електричної енергії, закупленої ліцензіатом на гуртовому ринку електричної енергії, МВт*год;

C_n - ціна, за якою ліцензіат згідно з договором закупив електричну енергію у виробника, який не є членом гуртового ринку електричної енергії, грн./МВт;

E_n - кількість електричної енергії, закупленої у виробника, який не є членом гуртового ринку, МВт*год.

Відповідним періодом вважається такий, упродовж якого здійснювався облік споживання електроенергії. Середня (C_a) за цей період повинна розраховуватись з урахуванням гуртової закупівельної ціни за кожну годину споживання електроенергії споживачем, незалежно від того, як здійснюється облік споживання: погодинно, шляхом розрахунку профілю навантаження або застосування іншого методу, який погоджено з НКРЕ.

Розрахунок роздрібної ринкової ціни за спожиту електроенергію (Вт) для кожного (Вт) класу споживачів (i):

$$C_i^{pp} = \frac{1}{(1 - K_{pi}^m) * (1 - T_i^n)} * (T_i^m + T_i^n), \text{ де} \quad (4.6)$$

$\hat{E}_{сз}^i$, - коефіцієнт нормативних технологічних витрат на передавання електроенергії, погоджений РДЦ та затверджений НКРЕ для кожного класу

споживачів, що надається оператором місцевої (локальної) електромережі, за яким здійснюється електропостачання відповідним споживачам, відносна одиниця (ВО);

T_i^m - тариф за використання місцевих (локальних) електромереж, який визначається оператором місцевих (локальних) електромереж за передавання електроенергії споживачам класу (і), затверджений НКРЕ, грн./МВт*год;

T_i^n - тариф за електропостачання електроенергії споживачам класу (і), затверджений НКРЕ, грн./МВт год;

$\square T_i^n$ - коефіцієнт збільшення тарифу для надання допомоги споживачам при простроченні платежів (ВО):

- для промислових та комерційних споживачів класу напруги нижче та вище 10кВ - $\square T_i^n = 0,03$;

- для побутових споживачів класу напруги нижче 10 кВ і $\square T_i^n = 0,1$.

Розрахунок роздрібного тарифу за спожиту електроенергію (МВт*год) для промислових та комерційних споживачів класу 1 та 2 наведений у формулі (4.7):

$$T_i^{pp} = C_i^{pp} \quad (4.7)$$

(де $i = 1$ або 2), де

C_i^{pp} - роздрібна ринкова ціна.

Розрахунок роздрібного тарифу за спожиту електроенергію для населення наведений у формулі (4.8):

$$T_i^{pp} = [P^p * C_i^{pp} + (1 - P^p)] * (1 - P^3), \quad (4.8)$$

(де $i > 2$):

P^p - пропорції тарифу, який формується ринком (ВО);

T_d - діючий тариф, встановлений НКРЕ, грн./МВт*год;

P^3 - пропорція знижки, встановлена НКРЕ (ВО).

Тариф розраховують на початку кожного місяця, який йде після розрахункового. Платіж за спожиту електроенергію здійснюють за місяць, який закінчився.

4.7. Перспективні тенденції ціноутворення в енергетиці

В період утвердження ринкової економіки методологія формування цін і тарифів на енергоресурси вдосконалиться. Вона буде направлена на задоволення зростаючих вимог суспільства і включатиме:

1. Зниження тарифів у певний час доби, що дозволить споживачам використовувати електроенергію на обігрівання приміщень і водонагрівання.
2. Формування прогресивної шкали зростання розцінок, яка буде заохочувальною для використання обладнання з $\cos\varphi \rightarrow 1$.
3. Різну ціну в залежності від часу (години) дня для заохочення споживачів у зменшенні її споживання в години «пік».

У перспективі місцеві енергопостачальники будуть мати потребу в одержанні інформації з різних джерел, яка б допомагала в розробці тарифної мережі. Існуючі системи можуть служити джерелом незначної частини інформації. Буде затребувана інформація для створення моделей-прогнозів, при цьому найважливішими факторами будуть затрати на закупівлю. В умовах ринку ці затрати змінюватимуться погодинно в залежності від попиту. Розвиватиметься нетрадиційна енергетика. Собівартість електроенергії, виробленої на вітрових, геліо-, біоелектростанціях, конкуруватиме із вартістю електроенергії, виробленої на гідроелектростанціях, а тарифи змінюватимуться в залежності від природних джерел енергії: сили вітру, сонячного потоку, наявності біогазу тощо.

В ідеалі тарифи не повинні часто змінюватися. Місцеві електропостачальники повинні будуть передбачати затрати за кожним тарифним класом. З метою забезпечення правильного покриття затрат буде потрібний набір прогнозів, який базуватиметься на достовірних даних за минулий період.

Для оптимізації цін і тарифів у перспективі необхідно:

- розробляти річні графіки закупівельних цін;
- реалізовувати енергію в залежності від тарифного класу споживача, його географічного місцезнаходження, кількості населення;
- закуповувати електроенергію для всіх споживачів за регульованим тарифом;
- враховувати думки споживачів, одержані в результаті проведення дослідження ринку;
- одержувати й аналізувати інформацію міжнародних енергетичних компаній;
- скорочувати втрати енергії на всьому циклі: виробництво і передавання-споживання;
- впроваджувати сучасні інноваційні та енергозберігаючі технології.

Задача

Роздрібна ринкова ціна за спожиту електроенергію (грн./МВт*год) для третього класу ($i = \text{від } 3 \text{ до } 11$) споживачів (міське та сільське населення) (C_{pp}) складає 214 грн./МВт*год.

Визначити роздрібний тариф:

1. Для міського населення, якщо пропорція знижки встановлена НКРЕ $P^3 = 50\%$, пропорція тарифу, що формується ринком, $Pr = 0$; діючий тариф, встановлений НКРЕ, $T_d = 170$ грн./МВт*год.

2. Для сільського населення, якщо $P^3 = 50\%$, $Pr = 0$; $T_d = 160$ грн./МВт*год.

Розв'язування

Роздрібний ринковий тариф за спожиту електроенергію для споживачів від 3 до 11 класу (і) (міське і сільське населення) (T_{pp}) визначаємо за формулою:

$$T_{pp} = [P_p * C_{pp} + (1 - P_p) * T_d] * (1 - P^3),$$

де Pr - пропорція тарифу, яка формується ринком;

P^3 - пропорція знижки, встановлена НКРЕ;

T_d - діючий тариф, встановлений НКРЕ.

1. Для міського населення роздрібний тариф становитиме:

$$T_{pp} = [0 * 214 + (1 - 0) * 170] * (1 - 0,5) = 85 \text{ грн./МВт*год.}$$

2. Для сільського населення роздрібний тариф становитиме:

$$T_{pp} = [0 * 214 + (1 - 0) * 160] * (1 - 0,5) = 80 \text{ грн./МВт*год.}$$

Задача

Обленерго закуповує в підприємства «Енергоринок» електроенергію за середньою закупівельною-ціною $C_{cz} = 158$ грн./МВт*год. Поставляє її споживачам 3 класу (i = від 3 до 11) (міське та сільське населення - споживачі класу напруги нижче 10 кВТ). При цьому:

- коефіцієнт нормативних технологічних витрат на передачу електроенергії, погоджений РДЦ та затверджений НКРЕ, становить $K_e = 0,13$;

- тариф за використання місцевих (локальних) електромереж, який визначається Оператором місцевої (локальної) електромережі, - $T_m = 10,6$ грн./МВт*год;

- тариф за електропостачання електроенергії споживачам класу (і), затверджений НКРЕ, $-T_n = 1,17$ грн./МВт*год;

- коефіцієнт збільшення тарифу для надання допомоги споживачам при простроченні платежів $-\Delta T = 0,1$.

Визначити роздрібну ринкову ціну за спожиту електроенергію (C_{pp}) для 3 класу (i = від 3 до 11) споживачів напруги нижче 10 кВ та роздрібний ринковий тариф.

Розв'язування

1. Роздрібна ринкова ціна за спожиту електроенергію (грн./МВт*год) для 3 класу (i = від 3 до 11) споживачів напруги нижче 10 кВ визначається за формулою:

$$C_{pp} = \frac{1}{(1 - K_B)(1 - \Delta T_n)} * C_{сз} + \frac{1}{(1 - \Delta T)} * (T_m + T_n)$$

Підставивши у формулі дані задачі, отримаємо:

$$C_{pp} = \frac{1}{(1 - 0,13)(1 - 0,1)} * 158 + \frac{1}{(1 - 0,1)} * (10,6 + 1,17) = 201,8 + 12,95 = 214,75 \text{ грн./МВт*год.}$$

2. Роздрібний ринковий тариф за спожиту електроенергію для споживачів від 3 до 11 класу (і) (міське та сільське населення) (T_{pp}) визначається за формулою:

$$T_{pp} = [P_p * C_{pp} + (1 - P_p) T_\delta] * (1 - P_z), \text{ де,}$$

P_p - пропорція тарифу, який формується ринком;

T_δ - діючий тариф, встановлений НКРЕ;

P_z - пропозиція знижки, встановлена НКРЕ.

Отже, якщо

$$C_{pp} = 214,75 \text{ грн./МВт*год, } T_\delta = 170 \text{ грн./МВт*год, } P_p = 0, \text{ } P_z = 0,$$

$$\text{то } T_{pp} = [0 * 214,75 + (1 - 0) * 170] * (1 - 0) = 170 \text{ грн./МВт*год,}$$

або дорівнює тарифу, встановленому НКРЕ.

4.8 "Зелена" енергія в Україні

З метою сприяння функціонуванню та розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні у 2009 році був запроваджений "зелений" тариф або спеціальний пільговий тариф, як він може називатися в інших юрисдикціях. Пільговий тариф для зелених проектів в Україні є одним з найвищих у світі, що робить інвестиції у цей сектор дуже привабливим.

У 2012 році понад 90 компаній, які виробляють електроенергію з відновлюваних джерел енергії (надалі – "ВДЕ") в Україні, отримали зелений тариф.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики (надалі – "НКРЕ"), регуляторний орган в Україні, установлює зелені тарифи для кожної компанії, яка виробляє електроенергію з ВДЕ, та для кожного виду ВДЕ.

Зелений тариф застосовується до наступних видів ВДЕ: вітрові; сонячні; біомасові; малі гідроелектростанції (тобто ті, генеруюча потужність яких не перевищує 10 МВт).

Зелені тарифи установлені на період до **1 січня 2030 року** та переглядаються НКРЕ на щомісячній основі, при цьому гарантується "фіксований мінімальний рівень", встановлений в євро. Зелені тарифи застосовуються до новозбудованих проектів, а також до існуючих об'єктів відновлюваної енергії і будуть знижені для установок ВДЕ, введених в експлуатацію або суттєво модернізованих у 2014, 2019 та 2024 роках на 10%, 20% та 30% відповідно, від вищезазначених поточних тарифів.

Таблиця 4.1– Зелені тарифи в Україні

Вид ВДЕ		Зелений тариф, євро/МВт год (без ПДВ)
Електроенергія, вироблена з енергії вітру	Генеруючі установки, величина встановленої потужності яких не перевищує 600 КВт	64,6
	Генеруючі установки, величина встановленої потужності яких більша за 600 КВт, але не перевищує 2000 КВт	75,4
	Генеруючі установки, величина встановленої потужності яких перевищує 2 МВт	113,1
Електроенергія, вироблена з енергії сонячного випромінювання	Наземні об'єкти електроенергетики	465,3
	Об'єкти електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 КВт	445,9
	Об'єкти електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких не перевищує 100 КВт, та об'єкти, які вмонтовані (встановлені) на фасадах будинків, будівель та споруд, незалежно від їх граничної потужності	426,5
Електроенергія, вироблена малими гідроелектростанціями		77,5
Об'єкти електроенергетики, які виробляють електроенергію з біомаси		123,9

Починаючи з 1 квітня 2013 року до електроенергії, виробленої з ВДЕ, застосовуватимуться нові правила встановлення зеленого «пільгового» тарифу:

- об'єкти електроенергетики, які виробляють електроенергію з біогазу, введені в експлуатацію з 1 квітня 2013 року, матимуть право на отримання зеленого тарифу;
- об'єкти електроенергетики, які виробляють електроенергію з використанням твердих відходів, здатних до біологічного розкладу, матимуть право на отримання зеленого тарифу;

- зелені тарифи для гідроелектростанцій будуть диференціюватися залежно від потужності та будуть збільшені;

- зелені тарифи для генеруючих установок, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, введені в експлуатацію з 1 квітня 2013 року, істотно зменшаться;

- на території провадження ліцензованої діяльності постачальники електроенергії будуть зобов'язані купувати за зеленим тарифом електроенергію, вироблену приватними домогосподарствами з використанням сонячних панелей потужністю не більше 10 КВт в обсязі, що перевищує місячне споживання електроенергії такими домогосподарствами. Для приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з використанням сонячних панелей потужністю не більше 10 КВт, ліцензія для виробництва електроенергії не вимагається;

- зелені тарифи застосовуватимуться для окремих установок об'єкта електроенергетики.

Вимога щодо місцевої складової. Для отримання зеленого тарифу від підприємств, які виробляють електроенергію з ВДЕ, вимагається виконання додаткової вимоги щодо дотримання розміру "місцевої складової". Виробники електроенергії з ВДЕ повинні забезпечити, щоб для генеруючих установок ВДЕ, будівництво яких розпочато після 1 січня 2012 року, вимога щодо місцевої складової (тобто сукупний обсяг сировини, обладнання, робіт і послуг українського походження) становила не менше:

- для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію до 1 січня 2013 року: 15%;

- для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію в період з 1 січня 2013 року до 1 січня 2014 року: 30%; та

- для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію після 1 січня 2014 року: 50%.

Починаючи з 1 липня 2013 року виробникам електроенергії з ВДЕ необхідно буде дотримуватися фіксованого розміру місцевої складової для окремих складових. Такі фіксовані частки установлюються для генеруючих установок, що виробляють електроенергію з енергії вітру, сонячного випромінювання, біомаси та біогазу. Наприклад, для виробників електроенергії з енергії вітру фіксована частка місцевої складової у виробництві лопатей повинна становити 15%, для робіт з будівництва вона становитиме 20%.

Виробники електроенергії з енергії вітру, сонячного випромінювання та біомаси повинні забезпечити, щоб стосовно відповідних генеруючих установок ВДЕ, будівництво яких почалося після 1 січня 2012 року, розмір місцевої складової (тобто сукупний обсяг сировини, обладнання, робіт і послуг українського походження) становив не менше:

- для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію після 1 липня 2013 року: 30%; та

-для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію після 1 липня 2014 року: 50%.

Виробники електроенергії з біогазу повинні забезпечити, щоб стосовно генеруючих установок ВДЕ, будівництво яких почалося після 1 січня 2012 року, розмір місцевої складової становив не менше:

-для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію після 1 січня 2014 року: 30%; та

-для генеруючих установок ВДЕ, введених в експлуатацію після 1 січня 2015 року: 50%.

Вимога щодо дотримання місцевої складової не застосовуватиметься до сонячних панелей, що використовуються домогосподарствами, та до гідроелектростанцій.

Додаткова вимога щодо дотримання місцевої складової, яка діє на даний час для сонячних модулів для забезпечення 30% місцевої складової для генеруючих установок, введених в експлуатацію після 1 січня 2013 року, та 50% місцевої складової для установок, введених в експлуатацію після 1 січня 2014 року, застосовуватися не буде.

Порядок визначення розміру місцевої складової, затверджений НКРЕ 15 червня 2012 року, який набув чинності 19 листопада 2012 року, застосовуватиметься до усіх ліцензованих виробників електроенергії з ВДЕ та черг будівництва ВДЕ проектів, розпочатих після 1 січня 2012, що підтверджені дозволом на виконання будівельних робіт або декларацією про початок виконання будівельних робіт.

Запровадження Порядку визначення розміру місцевої складової має надати певності інвесторам, які тепер зможуть оцінювати чи може проект ВДЕ претендувати на застосування зеленого тарифу.

Для визначення розміру місцевої складової будь-якого ВДЕ проекту заявник повинен звернутися в експертну організацію після закінчення будівництва ВДЕ проекту. Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України (надалі – "Міністерство") установило критерії, яким повинна відповідати експертна організація для визначення розміру місцевої складової проекту ВДЕ. Перелік таких експертних організацій міститься на веб-сайті Міністерства.

Висновок, наданий експертною організацією, служитиме підставою для заявника для звернення у НКРЕ із заявою про затвердження зеленого тарифу для проекту ВДЕ. Українське походження товарів на даний час підтверджується Торгово-промисловою палатою України.

Гарантії виробникам електроенергії з ВДЕ. Держава надає виробникам електроенергії з ВДЕ певні гарантії у разі, якщо вони не можуть продати електроенергію, вироблену з ВДЕ, безпосередньо споживачам або електропостачальним підприємствам:

-Оператор оптового ринку електричної енергії зобов'язаний купувати електроенергію, вироблену з ВДЕ, за зеленим тарифом, установленим для відповідного виробника електроенергії з ВДЕ; та

-Оператор оптового ринку електричної енергії при настанні строку сплати зобов'язаний сплачувати повну ціну такої електроенергії, виробленої з ВДЕ, грошовими коштами.

Податкові пільги. Звільнення від сплати податку на прибуток підприємств:

-До 1 січня 2021 року, прибуток отриманий від основної діяльності компанії, яка виробляє електроенергію виключно з ВДЕ, буде звільнений від сплати податку на прибуток підприємств (надалі – "ППП").

-80% прибутку компанії, отриманого від продажу сировини, обладнання та комплектуючих, які були вироблені такою компанією та які будуть використовуватися для виробництва електроенергії з ВДЕ, звільняються від сплати ППП. Кошти звільнені від такої сплати повинні використовуватися компанією для збільшення обсягів свого виробництва.

До 1 січня 2020 року звільняється від сплати ППП:

-прибуток виробників біопалива, отриманий від продажу біопалива;

-прибуток підприємств, отриманий ними від діяльності з одночасного виробництва (і) електричної і теплової енергії та/або (ii) теплової енергії з використанням біологічних видів палива;

-прибуток виробників обладнання для ВДЕ, одержаний від продажу обладнання та устаткування для ВДЕ, що були вироблені на території України.

Звільнення від сплати ПДВ/мита. Ввезення зазначеного нижче устаткування на митну територію України звільняється від сплати мита та ПДВ:

-устаткування та матеріали, що будуть використовуватися у виробництві електроенергії з ВДЕ;

-сировина, устаткування та комплектуючі, що будуть використовуватися у виробництві електроенергії з ВДЕ.

Тимчасово до 1 січня 2019 року наступна діяльність не буде підлягати оподаткуванню ПДВ:

-постачання обладнання та устаткування для ВДЕ на територію України;

-ввезення обладнання та устаткування для ВДЕ на територію України, що буде використовуватися для реконструкції існуючих та будівництва нових підприємств, які будуть виробляти біопалива, а також для виробництва та реконструкції технічних і транспортних засобів з метою споживання біопалив, якщо такі товари не виробляються та не мають аналогів в Україні.

Плата за землю

-виробники електроенергії з ВДЕ сплачують тільки 25% від плати за землю (податку на земельні ділянки);

-сукупний розмір річної орендної плати за земельні ділянки, де розташоване підприємство з виробництва ВДЕ, у тому числі його технологічна інфраструктура, не повинен перевищувати 3% від нормативної грошової оцінки.

Незважаючи на описані вище гарантії та пільги, існує низка потенційних ризиків та проблем з якими майбутній інвестор може стикнутися при реалізації проекту з виробництва ВДЕ на території України.

-складний порядок отримання ліцензії та зеленого тарифу;

-договір купівлі-продажу електроенергії укладається і зелений тариф застосовується тільки після введення установки з виробництва ВДЕ в експлуатацію;

-відведення земельної ділянки під проекти з виробництва ВДЕ може бути проблематичним та потребувати багато часу;

-підключення до електромережі є дуже проблематичним для виробників електроенергії з ВДЕ через відсутність чітких правил щодо обсягу потужності, яку може прийняти електромережа.

-останні законодавчі ініціативи щодо переходу з існуючої моделі єдиного покупця на модель з прямими двосторонніми контрактами можуть призвести до незрозумілості того, чи будуть надалі застосовуватися гарантії до виробників електроенергії з ВДЕ;

-"вимога щодо дотримання розміру місцевої складової" може бути перешкодою для потенційних іноземних інвесторів; та

-останні законодавчі ініціативи вказують на те, що у майбутньому зелений тариф може бути змінений.

Не зважаючи на те, що сьогодні в Україні вже запущені та функціонують численні проекти зеленої енергії, все ж таки залишаються ще відкритими значні можливості для швидкозростаючих інвестицій в сектор зеленої енергії в Україні з гарантованим тарифом до 2030 року. Незважаючи на ризики та проблеми, з якими можуть стикнутися інвестори проекту ВДЕ, чинна нормативно-правова база надає інвесторам достатні стимули та механізми для забезпечення успішної реалізації та розвитку проектів зеленої енергії в Україні. Очевидно, що вимагається ретельне дослідження та підготовка до здійснення нового проекту ВДЕ в Україні, щоб він був успішним.

Питання для самопідготовки

1. Оптовий ринок електроенергії в Україні, його структура.
2. Основні завдання оптового ринку електроенергії.
3. Регулювання ринку електроенергії.
4. Основні документи, які визначають правила роботи на ринку електроенергії.
5. Ліцензії, їх видача, види, зміст.
6. Енергоринок, його завдання та функції.

7. Взаємодія між членами оптового ринку.
8. Основні напрямки вдосконалення ціноутворення в енергетиці.
9. Охарактеризуйте законодавчу базу України з ціноутворення сфері енергетики.
10. Які ціни в енергетичній сфері регулюються місцевими державними адміністраціями?
11. Основне завдання, що виникає при формуванні тарифів на енергоресурси.
12. З яких елементів складається ціна на електро- та теплоенергію?
13. Які затрати включаються в оптову ціну електроенергії? Сформулюйте структуру оптової ринкової ціни.
14. Напишіть формули оптової ринкової та закупівельної цін, також тарифу для споживача низьковольтної мережі.
15. Сформулюйте основні напрямки вдосконалення методології розрахунків цін і тарифів на енергоресурси на перспективу.
16. Як розраховувати тарифи на електроенергію, вироблену на основі використання нетрадиційних джерел енергії (ВЕС, геліостанціях тощо)?
17. Що означає закупівельна ціна електропостачальника?
18. Яка різниця між гуртовими цінами електроенергії, що закуплена на гуртовому ринку, від постачальника на цей ринок та від виробника який не є членом гуртового ринку?
19. Як здійснюють розрахунок роздрібної ринкової ціни за спожиту електроенергію для різних класів споживачів?
20. Як розраховують роздрібний ринковий тариф?

Розділ V. Наукові дослідження та інноваційна діяльність в енергетиці.

5.1. Організація наукових досліджень

Наукові дослідження - цілеспрямований процес пізнання з метою отримання нових продуктів, обладнання, а також вдосконалення існуючих процесів і обладнання. Зараз у нашій країні 5% національного доходу використовується на наукові дослідження.

Науково-дослідні роботи (НДР) поділяють на 3 рівні:

- а) фундаментальні (теоретичні);
- б) пошукові;
- в) прикладні.

Фундаментальні дослідження проводять з метою отримання систематизованих даних з певної наукової проблеми. Результатом їх є отримання уявлення про структуру, властивості нових речовин, процесів, обладнання, створення нових продуктів.

Пошукові дослідження розвивають теоретичні розробки з метою їх практичного використання. Відрізняються вони більш вузькою направленістю і певним цільовим призначенням.

Підсумком пошукових досліджень є рекомендації щодо розгортання прикладних досліджень, які проводять з метою розробки конкретного технологічного процесу або виробу для практичного використання.

Прикладні дослідження можуть бути:

1. Загальні - застосування результатів, які не пов'язані з певною продукцією або роботою.
2. Цільові - ті, що мають суворо задані умови використання результатів
3. Дослідження у вигляді розробки - це роботи із створення проектів нової продукції, процесів, методів виробництва на основі конкретних результатів наукових досліджень.

Найефективнішою формою організації НДР є концентрація в великих науково-дослідних інститутах і лабораторіях, які можуть спеціалізуватися в:

а) тематичній спеціалізації, яка найбільш розповсюджена і характеризується концентрацією НДР певного напрямку з чітко визначеним кінцевим результатом, направленим на створення виробів, які мають спільні чи подібні конструкторсько-технологічні ознаки;

б) спеціалізації з видів досліджень і розробок, які вирішують завдання, що пов'язані з покращенням функціональних властивостей виробів (наприклад, підвищення надійності);

в) функціональній спеціалізації, що дозволяє проводити НДР, результати яких застосовують для кількох різних напрямків (наприклад, розробки спеціального технологічного і контрольно-вимірювального обладнання).

На промислових підприємствах НДР в основному займаються працівники науково-дослідницьких лабораторій. При необхідності підприємства можуть укладати договори з відповідними організаціями, інститутами та вузами.

В умовах ринкової економіки ефективні дослідження проводять в технопарках - територіальних науково-виробничих структурах. Ці дослідження в основному носять прикладний характер (нові технології, вироби) і через це мають великий попит.

Процес наукового пізнання починається з постановки проблеми як вихідного пункту направленої наукової діяльності. В нашій країні, як і в більшості держав світу, перелік наукових проблем загальнодержавного характеру визначається комплексними науковими програмами. Програми поділяються на національні, державні, регіональні, галузеві, програми підприємств, закладів. Національні та державні програми формуються Національною Академією наук спільно з Кабінетом Міністрів України, затверджуються Верховною Радою та Президентом. Всі інші - відповідними адміністративними органами за погодженням відповідних колегіальних органів.

Вихідним документом для формування програми та проведення наукового дослідження є технічне завдання. Воно визначає мету, зміст, порядок роботи, метод реалізації результатів дослідження. Технічне завдання розробляється на основі наукового прогнозування, аналізу передових досягнень науки і техніки.

Виділяють основні етапи науково-технічного дослідження: інформаційний пошук і складання методики дослідження; попередня розробка дослідження; підготовка і проведення експериментальної частини дослідження; обробка й аналіз даних експерименту; впровадження закінчених розробок.

На першому етапі проводиться збір інформації щодо умов і методики розв'язання задач даного типу. Результати такого аналізу зручніше всього оформляти у вигляді картотеки. Картотеки є основою для написання реферату про стан досліджуваної проблеми. Якщо метою досліджень є розробка способу одержання чого-небудь, або створення певного пристрою, то обов'язковим етапом буде патентне дослідження.

Наступним етапом є складання попереднього плану дослідження. При складанні його необхідно оцінювати термін виконання кожного етапу. Це реалізують на основі сіткового графіка. В плані визначають затрати на виконання кожного етапу і джерела фінансування.

Результати, викладені у рефераті й одержані в процесі планування, оформляють у вигляді методики, в якій і визначають способи проведення дослідження, дані про умови проведення дослідів чи економічних експериментів, обмеження тощо.

На етапі попередньої розробки досліджень обґрунтовують й формулюють робочу гіпотезу, здійснюють її інформаційний і логіко-математичний розвиток з одержанням висновків, співвідношень, матриць тощо. При цьому вибудовується

інформаційна (описова) модель процесу, дослідження, яка після вибору математичного апарату може переводитись на мову математики, комп'ютерної техніки. Етап закінчується видачею технічного завдання, на базі якого проводять подальшу розробку самого проекту, програми.

Підготовку й проведення експериментальної частини дослідження проводять за такими напрямками:

- впровадження попередньої розробки дослідження на окремому підприємстві, групі підприємств;
- продовження проведення дослідів у промислових умовах;
- аналіз моделі, яка одержана на етапі попередньої розробки.

Етап завершується оформленням результатів досліджень у формі протоколу.

У цілому, дослідження завершується обробкою отриманих результатів, даних і представленням їх у формі звіту, який має такі розділи:

- а) зміст;
- б) анотація;
- в) перелік позначень, термінів і визначень;
- г) вступ - розкривається мета, зміст, ступінь новизни, обґрунтування ідеї проведеної роботи;
- г) технічно-економічне обґрунтування доцільності розробки в цілому;
- д) програма і методика досліджень;
- е) теоретичні й розрахункові цілі;
- є) дані експериментальних досліджень;
- ж) висновки і рекомендації;
- з) додатки;
- и) література.

До звіту додають:

1. Інформаційну карту НДР і їх етапи.
2. Патентний формуляр, якщо такий потрібний.
3. Авторські заявки на передбачувані відкриття і винаходи.
4. Карту технічного рівня і якості виробів.
5. Протоколи випробувань.

У процесі наукових досліджень можна зробити відкриття, винаходи, рацпропозиції.

Відкриття - це встановлення раніше невідомих об'єктивно існуючих закономірностей, властивостей і явищ матеріального світу (в СРСР з 1957 по 1987 рр. зареєстровано приблизно 300 відкриттів). На відкриття видають дипломи.

Винахід - це нове, суттєво відмінне технічне вирішення завдання в будь-якій галузі народного господарства, соціально-культурного будівництва чи оборони країни, яке дає позитивний ефект.

Об'єктами винаходу можуть бути новий пристрій, спосіб (процес обробки), речовина та їх застосування за новим призначенням.

На винахід видається:

- патент, або авторське свідоцтво - ними встановлюється автор, якому гарантовані права і пільги, передбачені законом. Право на використання винаходу залишається за державою або автором;

- авторське свідоцтво - передбачає право автора на винахід. Діє 20 років.

Під раціоналізаторською пропозицією розуміють нове технічне рішення, яке є новим і корисним для підприємства, організації чи установи, в яких воно подано і передбачає зміну конструкції виробу, технології виробництва і техніки або зміну складу матеріалу.

На раціоналізаторську пропозицію видається посвідчення.

Для прискорення наукових досліджень і зменшення витрат велике значення має своєчасне одержання науково-технічної інформації. Це дозволяє:

1. Забезпечити актуальність і прогресивність досліджень.
2. Скоротити витрати праці, що пов'язані з повторною розробкою уже наявних рішень.
3. Усунути дублювання наукових і технічних рішень.
4. Зменшити терміни і витрати на виконання робіт.
5. Полегшити роботи з уніфікації та стандартизації рішень на рівні підприємств, галузей і держави.

Всю інформацію поділяють на 3 категорії: внутрішню, проміжну, зовнішню.

Внутрішня - це чисто виробнича інформація. Відображається у документах, що створені на підприємстві і циркулюють всередині його.

Проміжна - інформація, що виникає всередині міністерств, структур управління ПЕК у вигляді наукових звітів, креслень та іншої документації.

Зовнішня - інформація, використання якої дозволяє дослідникам, конструкторам, технологам, менеджерам використовувати найновіші досягнення вітчизняної та зарубіжної науки і техніки в своїх розробках.

Найважливішим джерелом наукової інформації та засобом її передачі служить науковий документ (книга, журнал). Документи поділяють на первинні і вторинні.

Первинними є ті документи, в яких переважно містяться нові наукові ідеї.

Вторинні є ті джерела інформації, що містять інформацію про первинні документи (наприклад, довідкова література).

Для організації ефективного інформаційного обслуговування в країні створена довідкова мережа інформаційних органів, які об'єднані Державною системою НТІ, до якої входять організації трьох категорій:

- державні - в основному опрацьовують друковані вітчизняні та зарубіжні науково-технічні, економічні видання.
- центральні галузеві - опрацьовують і готують матеріали, створені в межах галузі.
- регіональні - опрацьовують інформацію, що стосується певного регіону.

На підприємстві інформаційним забезпеченням займається служба НТІ. Її основні функції:

1. Пошук інформації у відповідності з інтересами спеціалістів.
2. Відбір інформації з метою вилучення непотрібної.
3. Перетворення інформації у форму, доступну для сприйняття.
4. Передача інформації.

Оперативне отримання наукової інформації з технічного, економічного забезпечення галузі та її впровадження сприяє конкурентоспроможності, стабільності роботи, стратегічному розвитку енергетичних підприємств.

5.2. Економічна ефективність наукових досліджень

Ефективність наукових досліджень проявляється в підвищенні продуктивності праці за рахунок створення нових машин, обладнання, високих технологій; поліпшенні стану охорони праці та довкілля, в заміні ручної праці працею машин, в цілому, у покращенні життєвого рівня людей.

Фундаментальні теоретичні дослідження, які інколи приводять до вагомих відкриттів, важко виміряти будь-якими кількісними показниками, їх впровадження, одержання значних результатів поширюються на нові галузі, сфери та в часі. Саме вони збагачують науку, розширюють горизонти знань людства і рано чи пізно дають відчутні результати.

Прикладні наукові дослідження освоюються порівняно за короткий термін (1-3 роки). При цьому, теж дають значні результати, економічний ефект. У ринкових умовах впровадження у виробництво результатів прикладних досліджень приносить фірмам значний вииграш у конкурентній боротьбі. Через це в розвинутих країнах функціонує ринок наукових, науково-технічних розробок, інновацій. Під цей ринок створюється відповідна структура та інфраструктура.

Ефективність наукових досліджень окремих наукових працівників оцінюється кількістю авторських свідоцтв, патентів, опублікованих наукових праць, їх значимістю.

В залежності від стану наукового дослідження розрізняють попередню, очікувану і фактичну економічну ефективність.

Попередню ефективність розраховують за укрупненими орієнтовними показниками при складанні плану (програми) досліджень.

Очікувана ефективність визначається під час виконання досліджень, після визначення стану досліджуваного питання і за даними про програму впровадження результатів дослідження.

Фактична економічна ефективність визначається після впровадження наукових досліджень у виробництво, галузь, сферу.

Основними напрямками технічного прогресу в енергетиці є модернізація, реконструкція, автоматизація, впровадження інноваційних технологій та «ноу-хау».

Ефективність інновацій слід перевіряти з допомогою техніко-економічних розрахунків. В якості узагальнюючих критеріїв порівняльної економічної ефективності використовують вартісні показники, такі як капіталовкладення, термін окупності, витрати виробництва, приведені витрати, річний економоефект.

Якщо нова техніка, що впроваджується, дорожча, то різницю у вартості розглядають як додаткові капіталовкладення, які співставляють з економією річних витрат виробництва. Результати розрахунків повинні показати, чи економічно вигідним у даних умовах є використання даного виду нової техніки, і якою при цьому буде економічна ефективність.

Усі розрахунки повинні проводитися з урахуванням вимог економічної та енергетичної співставленості варіантів і суміжних витрат. Зокрема, необхідно враховувати збільшення потужностей, змін обсягів виробництва в цілому. Завжди потрібно правильно вирішити питання із старим обладнанням: замінити його, автоматизувати, модернізувати, утилізувати, використати на іншій ділянці тощо.

При оцінюванні порівняльної ефективності нового обладнання, процесу необхідно обґрунтувати її з аналогом. На етапі проведення науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт завданням економічних розрахунків є обґрунтування вибору варіанта створення нової техніки. В якості аналога слід брати кращу техніку світу. При впровадженні нової на діюче виробництво в якості аналога треба використовувати замінюючу техніку.

Питання для самопідготовки

1. Класифікація НДР.
2. Особливості організації НДР у ринкових умовах.
3. Стадії прикладних НДР.
4. Особливості організації раціоналізаторської роботи в сучасних умовах.
5. Науково-технічна інформація та її місце в системі економічних знань.
6. Основні показники економічної ефективності капіталовкладень в інновації.
7. Модернізація, реконструкція, їх зміст.
8. Поняття інновації та науково-технічного прогресу, їх взаємозв'язок.
9. Порівняльна ефективність нового обладнання, процесу.
10. Розрахунок річного економоефекту від використання нової техніки.
11. Види наукових досліджень.
12. Суть та завдання фундаментальних наукових досліджень.
13. Прикладні наукові дослідження.
14. Визначення попередньої, очікуваної, фактичної економічної ефективності наукових розробок в енергетиці.

Додаток А.

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Будь-яка електрична мережа характеризується системою як технічних, так і економічних показників, серед яких основними вважають наступні:

- Питомі капітальні витрати на 1 кВА встановленої потужності;
- Питомі експлуатаційні витрати на 1 кВА встановленої потужності;
- Продуктивність праці обслуговуючого персоналу;
- Строк окупності витрат на створення мережі;
- Собівартість передачі 1 кВтгод енергії та ін.

Таблиця А.1 - Розрахунок капітальних вкладень у будівництво мережі

№ п/п	Елементи мережі	Одиниця виміру	Кількість одиниць за проектом	Вартість одиниці в тис. грн	Сумарні капітальні витрати, К, тис. грн
1П Л електропередачі на залізобетонних опорах					
1.1	Однолланцюгові з проводами: АС-70 АС-95	км км	12 58,5	12×1,5 12,2×1,5	216 1070,55
1.2	Двухлланцюгові з проводами: АС-95 АС-120 АС-150	км км км	67 6 7	19,5×1,5 17,3×1,5 17,8×1,5	1959,75 155,7 186,9
	Усього по лінії		150,5		3588,9
2 Силові трансформатори					
	35/10 кВ потужністю: 2,5 МВА 4,0 МВА 6,3 МВА 10 МВА	шт шт шт шт	6 6 2 4	21,2×1,5 25,7×1,5 30,5×1,5 41,8×1,5	190,8 231,3 91,5 250,8
	Усього по трансформаторах		18		764,4
ПС без обліку трансформаторів					
	Тупикові й розгалужені: для 1 тр-ра для 2 тр-ра	шт шт	2 8	113,1 121,2	226,2 1212,0
	Усього по ПС без обліку трансформаторів		10		1438,2
	Усього по мережі				5791,3

Визначення капітальних вкладів в основні фонди

Капітальні вклади в створення основних фондів енергетичних об'єктів визначається на основі кошторисно-фінансового розрахунку. Зведений кошторис є основою для планування будівництва енергетичного об'єкта і його фінансування. Він включає витрати на будівельні роботи, придбання устаткування, монтажні й ін. роботи, які розраховуються за нормами, нормативами, преїскурантами тощо.

Збільшено, загальна сума капітальних вкладів в даному прикладі розраховується за ЗПВ (збільшені показники вартості), які скореговані на зріст коефіцієнтом 1,5 через дію тривалої інфляції (корегування можливо виконати по співставленню минулих і сучасних довідникових даних відносно вартості елементів схеми. Додаток А).

Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Експлуатація мережі електропостачання включає наступні види робіт:

- Технічне обслуговування;
- Виконання поточних і капітальних ремонтів;
- Зберігання електроустановок.

До складу експлуатаційних витрат ($Z_{ек}$) входять:

1. оплата праці працівників, що здійснюють обслуговування (ФЗП);
2. вартість допоміжних матеріалів і запасних частин (М);
3. амортизаційні відрахування (А);
4. капітальний ремонт ($Z_{кр}$);
5. відрахування на соціальне страхування (Соц.);
6. інші витрати ($Z_{ін}$).

$$Z_{ек} = M + \Phi ЗП + Соц. + Z_{кр} + A + Z_{ін}$$

Вартість допоміжних матеріалів і запасних частин для потреб експлуатації й поточного ремонту, зазвичай, приймають збільшено як 2-3% від величини капітальних витрат. В даному випадку:

$$M = \frac{3 \times 5791,3}{100} = 173,7 \text{ тис. грн.}$$

Визначення чисельності експлуатаційного персоналу

Роботи, пов'язані з експлуатацією мережі, включають: виконання технічного обслуговування, ремонтів і здійснення спостереження за режимами використання електроустановок.

Таблиця А.2 - Розрахунок чисельності експлуатаційного персоналу

№ п/п	Найменування устаткування	Кількість обладнання	Норма чисельності персоналу на одиницю обладнання, люд	Розрахункова чисельність персоналу, люд
1	ЛЕП 35 кВ	150,5 км	0,032	5
2	ПС 35 кВ	10	3,8	40
3	ПС 35 кВ із оперативним персоналом	2	1,8	4,0
	Усього			49

Чисельність експлуатаційного персоналу визначається відповідно до довідникових норм обслуговування електроустановок. Відповідно до експлуатаційного персоналу чисельність ІТП приймається у межах 15-18%, службовців - 1,5-2,5 %, МОП- 1,0-1,5%. У прикладі: ІТП- 7, службовців - 1, МОП - 1.

Розрахунок фонду заробітної плати

Витрати на оплату праці включають:

- Основний (тарифний) заробіток відповідно до кваліфікації виконавця та умов його праці. Для робітників у прикладі приймаємо середню зарплату на місяць - 500 грн, для ІТП - 650 грн, для службовців - 460 грн, для МОП - 380 грн (дані постійно міняються залежно від зміни мінімальної заробітної плати відповідно до «Закону про мінімальну заробітну плату», прийнятим Верховною Радою. Додаток Г)
- Додаткову зарплату, що враховує, оплату праці як за виконання роботи понад встановлених стандартами значень норм, розцінок, положень (у вигляді премій, доплат за нічний час та ін.), так і виплати за невідпрацьований час відповідно до умов трудового законодавства або положень колективного договору (тарифна відпустка, учнівські та ін.). У прикладі розмір додаткової зарплати приймаємо як 20% від основного заробітку виконавців.
- Відрахування на соціальні заходи (відрахування у пенсійний фонд, медичне страхування, у фонд сприяння зайнятості). Розміри таких відрахувань регламентуються державою й можуть змінюватися. У прикладі визначена величина приймається як 37% стосовно суми основної й додаткової зарплати персоналу.

$$\Phi ЗП = 1,2 \times 1,37 \times 12(49 \times 500 + 7 \times 650 + 460 + 380) = 589,7 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань і витрат на капітальний ремонт

Величина амортизаційних відрахувань визначається або відповідно до норм амортизації, зазначеними у довідниках, або як розрахована за збільшеними податковими нормами.

Таблиця А.3 - Розрахунок витрат на амортизацію й капітальний ремонт

№ п/п	Елемент мережі	Вартість, тис. грн	Норма відрахувань, %		Сума відрахувань, тис грн	
			Амортизація	Капітальний ремонт	Амортизація	Капітальний ремонт
1	ВЛ електропередачі на ж/б опорах	3588,9	2,0	0,8	71,77	28,71
2	РУ ПС без трансформаторів	1438	3,3	3,0	47,45	43,14
3	Силові трансформатори	764,4	4,4	2,0	33,63	15,28
	Усього по мережі				152,65	87,13

Витрати на капітальний ремонт можливо безпосередньо визначати прямим розрахунком за календарними графіками виконання ремонтних робіт електроустаткування, а також нормативів трудомісткості або тарифів, які прийняті до одиниці ремонтної складності, або за збільшеними показниками. У прикладі використовували метод збільшених розрахунків.

Інші витрати по експлуатації устаткування у прикладі приймаються у розмірі 20% до сум амортизаційних відрахувань:

$$Z_{in} = 0,2 \times 152,85 = 30,57 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця А.4 - Розрахунок річних експлуатаційних витрат

№ п/п	Елемент витрат	Сума витрат, тис. грн	Структура витрат, %
1	Матеріали й запасні частини	173,7	16,8
2	Основна зарплата	358,68	34,69
3	Додаткова зарплата	71,74	7,6
4	Відрахування на соц. страх	159,25	15,1
5	Капітальний ремонт	87,13	8,4
6	Амортизація	152,85	14,9
7	Інші	30,57	2,51
	Підсумок	1033,92	100

Собівартість передачі 1 кВт·год по мережі

Собівартість передавання електроенергії визначається за формулою:

$$c = \frac{Z_{ек}}{W_{кор.від}}$$

$W_{кор.від}$ – корисновідпускна (кориснодоведена) електроенергія за рік у кВт год визначається:

$$W_{кор.від} = P_{макс} \times T_{макс}$$

У прикладі $P_{макс}$ - максимальне навантаження в системі становить 34,6 МВт протягом 4800 годин.

$$W_{кор.від} = 34,6 \times 1000 \times 4800 = 1660,8 \times 10^5 \text{ кВтгод}$$

Собівартість передачі 1 кВт год по мережі становить:

$$c = \frac{1033,92 \times 10^5}{1660,8 \times 10^5} = 0,62 \text{ коп/кВтгод}$$

Річні втрати електроенергії в мережі визначаються, як сума втрат у повітряних лініях (ПЛ) і у трансформаторах. Величина втрат складе:

$$W_{втр} = 0,77 \times 2500 = 19,27 \times 10^5 \text{ кВт год}$$

Відносна величина втрат складе:

$$\Delta\%_{втр.} = \frac{19,27}{1660,8} \times 100 = 1,16\%$$

Основні техніко-економічні показники мережі

Таблиця А.5 - Техніко-економічні показники мережі

№ п/п	Показник	Одиниці виміру	Значення
1	Довжина ПЛ: по лініях по трасах	км км	9,8 150,5
2	Кількість і потужність трансформаторів: Усього З них 2500кВА 4000кВА 6300кВА 10000кВА	шт, кВА шт шт шт шт	18,91,6 10 ³ 6 6 2 4
3	Максимум електричного навантаження	МВт	34,6
4	Річний обсяг передачі електричної енергії	кВтч	1660,8 10 ⁵
5	Річні втрати електричної енергії	кВтч	19,27 10 ⁵
6	Коефіцієнт втрат	%	1,16
7	Число ПС	шт	10
8	Питомі кап. вкладення в лінії	Тис.грн/км	23,84
9	Питомі кап. вкладення в ПС	Грн/кВА	24,4
10	Питомі експлуатаційні витрати	Грн/кВА	11,29
11	Фондоозброєність	Тис. грн/люд	99,85
12	Собівартість передачі електричної енергії по мережі	Коп/кВтгод	0,62

1. Довжина лінії електропередачі становить:

- По лініях - 150,5 км
- По трасах - 91,8 км

2. Потужність трансформаторних ПС – 91,6 10³ кВА

3. Максимум енергетичного навантаження становить – 34,6 10³ кВт

4. Річний обсяг передачі електроенергії по мережі – 1660,8 10⁵ кВтгод

5. Річні втрати енергії становлять – 19,27 10⁵ кВтгод

6. Коефіцієнт втрат становить 1,16%

7. Число підстанцій - 10

8. Питомі капітальні вкладення в лінії:

$$K_{\text{пит}} = \frac{764,4 + 1438}{91,6} = 24,4 \text{ грн/кВА}$$

9. Питомі капітальні вкладення в лінії:

$$K_{\text{пит.ліні}} = \frac{3588,9}{150,5} = 23,84 \text{ тис. грн/км}$$

10. Питомі експлуатаційні вкладення в мережі:

$$Z_{\text{пит.екс.}} = \frac{1033,92}{91,6} = 11,29 \text{ грн/кВА}$$

11. Фондоозброєність праці:

$$\Phi_{озбр} = \frac{5791}{58} = 99,85 \text{ тис.грн/люд}$$

12. Собівартість передачі електроенергії - 0,62 коп/кВтгод

Додаток Б.

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

При виконанні техніко-економічного порівняння схем електропостачання у вступній частині звіту необхідно надавати характеристику виробничого об'єкту та обґрунтовувати вибрані елементи схем електропостачання об'єкту по запропонованих варіантах. У деяких випадках при порівнянні варіантів однакові елементи схем можливо виключати, а аналіз виконувати тільки відповідно по відмітним елементам схем.

У прикладі електропостачання виробничої ділянки сумарним електричним навантаженням $S_{\text{розр.}} = 49,375$ тис. кВА, складаються схеми підстанцій із трансформаторами ТРДН 40000 і 63000 кВА, а всі інші елементи схем в обох варіантах приймаються однаковими.

Визначення капітальних вкладень

Для визначення величини капітальних витрат були використані довідкові дані та преїскуранти цін на енергетичне устаткування. Однак, використання минулих довідникових даних в сучасних умовах вимагає їхнього коректування на коефіцієнт з інфляції.

У прикладі дані 1990 року корегувалися з коефіцієнтом 1,1.

Таблиця Б.1 - Корегування капітальних вкладів за розглянутими варіантами схем

Номер варіанта	Вартість до коректування, тис. руб	Коефіцієнт перерахування	Остаточна вартість, тис грн
1	74,8	1,1	82,28
2	81,0	1,1	89,10

Відповідно до типової структури витрат для створення підстанції, збільшено, вартість енергетичного устаткування становить 55% від загальної вартості всієї підстанції, вартість будівельних робіт - 29%, вартість монтажу устаткування - 10%, вартість інших витрат - 6%.

Таблиця Б.2 - Визначення загальних капітальних вкладів у схеми, тис. грн.

Номер варіанта	Загальні витрати	Будівельні роботи	Монтаж	Вартість обладнання	Інші витрати
1	149,6	43,38	14,96	82,28	8,98
2	162,0	46,98	16,2	89,10	9,72

У схемах передбачається встановити по два трансформатора.

Визначення річних експлуатаційних витрат

$$I_{\text{рік}} = I_a + I_{\text{обс}} + I_{\text{втр}}$$

Де I_a й $I_{\text{обс}}$ – витрати на амортизацію та обслуговування устаткування можливо визначити збільшено у % до величини капітальних витрат. У прикладі:

I_a становлять 6,3 % від капітальних витрат по кожному варіанту.

$I_{обс}$ - можливо прийняти за довідковими даними (3,0%) або розрахувати більш докладно з визначенням необхідної чисельності виконавців, як пропонується далі в розглянутому прикладі.

$I_{втр}$ – витрати від втрат в електричних схемах визначаються:

- або з використанням одноставочного тарифу (с, грн/кВтгод) по наступній формулі

$$I_{втр} = \Delta W \times c,$$

де ΔW - втрати енергії в мережах схеми, кВтгод.

- або з визначенням ставок втрат енергії для режимів короткого замикання й холостого ходу

$$I_{втр} = m \times \Delta P_m + m_0 \times \Delta P_0$$

де m і m_0 – ставка втрат 1 кВт максимального навантаження в режимі короткого замикання та у режимі холостого ходу, відповідно, грн/кВт,

$\Delta P_m, \Delta P_0$ - втрати потужності в режимі короткого замикання та у режимі холостого ходу, кВт (довідкові дані).

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \right) \tau_m$$

$$m_0 = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \right) T_B$$

де τ_m - число годин використання максимального навантаження; у відповідності з довідковими даними у прикладі приймається 7000 годин,

T_B - число годин включення, приймається 8760 годин.

α - основний тариф, приймається рівним 16,96 грн/кВт,

β - додатковий тариф, приймається рівним 15,37 коп/кВтгод,

τ_m - число годин використання максимуму втрат, визначається:

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_6}{10000} \right)^2 \times 8760$$

Відповідно до наведених даних:

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{7000}{10000} \right)^2 \times 8760 = 5947 \text{ годин.}$$

Визначаються m і m_0 :

$$m = \left(\frac{16,96}{7000} + 0,1537 \right) \times 5947 = 928,3 \text{ грн/кВт}$$

$$m_0 = \left(\frac{16,96}{7000} + 0,1537 \right) \times 8760 = 1367,44 \text{ грн/кВт}$$

Втрати активної потужності в трансформаторах при напругах короткого замикання P_{K_i} :

$$\Delta P_{m_i} = P_{K_i} \times k_{z_i}^2$$

та коефіцієнті завантаження трансформаторів $k_{зi}$:

$$k_{зi} = \frac{S_{розр.}}{N \times S_{тр.номi}}$$

де N - число трансформаторів,

$S_{розр}$ і $S_{тр.ном}$ – розрахункове навантаження в електричній системі (вихідні дані) та номінальна потужність трансформатора (довідникові дані).

Використовуючи умови прикладу, визначаємо:

$$k_{з1} = \frac{49375}{2 \times 40000} = 0,617$$

а також

$$\Delta P_{m1} = 175 \times 0,617^2 = 66,621 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{m2} = 235 \times 0,392^2 = 36,111 \text{ кВт}$$

Втрати активної потужності в режимі холостого ходу:

$$\Delta P_{xx1} = 42 \times 2 = 84 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{xx2} = 52 \times 2 = 104 \text{ кВт}$$

Витрати від втрат енергії відповідно до варіанту:

$$I_{втр1} = 928,3 \times 66,621 + 1367,44 \times 84 = 176,7 \text{ тис. грн.}$$

$$I_{втр.2} = 928,3 \times 36,111 + 1367,44 \times 104 = 175,74 \text{ тис. грн.}$$

Остаточню, річні експлуатаційні витрати без витрат на обслуговування складуть:

$$I_{рік1} = \frac{6,3}{100} 2 \times 149,6 + 176,7 = 195,55 \text{ тис. грн.}$$

$$I_{рік2} = \frac{6,3}{100} 2 \times 162,0 + 175,74 = 196,15 \text{ тис. грн}$$

Розрахунок витрат на оплату праці робітників, зайнятих обслуговуванням енергетичного обладнання

Витрати по обслуговуванню схем електропостачання включають: витрати на допоміжні матеріали, технічну воду або інші технічні засоби та речовини; запасні частини й предмети, що зношуються швидко; інструмент для робіт по поточному обслуговуванню устаткування; оплата праці оперативного й обслуговуючого персоналу. При виконанні спрощених розрахунків по визначенню витрат на обслуговування достатньо докладно розраховувати тільки витрати на оплату праці, тому що вони становлять близько 90% від загальних витрат на обслуговування. Чисельність оперативного персоналу по підстанції можливо розраховувати або по нормах чисельності (довідкові дані) або по графіку чергувань на підстанції, обумовленого режимом її роботи (безперервний режим або ін.).

У прикладі режим роботи підстанції безперервний, тому для розрахунку відпрацьованих днів складається графік чергувань за умов трьохзмінного режиму роботи підприємства:

Таблиця Б.3 – Графік оперативних чергувань по підстанції на місяць 200X р.

Робітник	Календарна дата, місяць, рік/номер зміни														Число робітників			
	1	2	3	4	5	6	7	8		27	28	29	30	31	днів	годин		
	А	в	1	1	1	1	в	2	2	3	3	3	3	в			23	184
	Б	2	2	в	3	3	3	3	3	2	2	в	в	3			24	192
	В	1	в	2	2	2	2	в	в	в	в	2	2	2			23	184
Г	3	3	3	в	в	1	1	1		1	1	1	1	1	23	184		

Витрати на оплату праці включають:

- Основний (тарифний) заробіток відповідно до кваліфікації виконавців та умов праці;
- Додаткову зарплату, що враховує премії, доплати за нічний час та ін., а також оплату тарифної відпустки, учнівських та ін.). У прикладі величина додаткової зарплати приймається 70% від тарифного заробітку виконавців.
- Відрахування на соціальні заходи (у пенсійний фонд, медичне страхування, фонд зайнятості). Розміри таких відрахувань регламентуються державою й можуть змінюватися згодом. У прикладі величина становить близько 37% до суми основної та додаткової зарплати персоналу.

$$I_{\text{зп}} = 1,37 \times 1,7 \times \bar{c} \times T_{\Sigma}$$

де $\bar{c}$ - середня погодинна тарифна ставка робітника, зайнятого обслуговуванням електричного устаткування, у прикладі $\bar{c} = 3,08$ грн/годину;

T_{Σ} - нормативний фонд часу роботи виконавців на протязі аналізованого періоду. У прикладі фонд часу розраховується за графіком чергувань у межах року:

$$T_{\Sigma} = 12 (184 + 184 + 184 + 192) = 8928 \text{ годин}$$

Витрати на оплату праці робітників:

$$I_{\text{зп}} = 1,37 \times 1,7 \times 3,08 \times 8928 = 64,04 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на обслуговування складатимуть з урахуванням коефіцієнту використання робочого часу за рік (0,9):

$$I_{\text{обс}} = 64,04 / 0,9 = 71,16 \text{ тис грн.}$$

Таблиця Б.4 - Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Витрати	Варіанти		Абсолютна різниця, тис. грн	Відносна різниця, %
	1	2		
Витрати на амортизацію	18,85	20,41	-1,56	-8,28
Витрати на обслуговування	71,16	71,16	-	-
Витрати від втрат потужності	176,7	175,74	1,04	0,59
Підсумок	266,71	267,31	-0,6	-0,22

Облік фактору надійності та збитку від недовідпустки електроенергії

Збиток від недовідпустки електроенергії розраховується за формулою:

$$Y = E_{нед} \times y_0,$$

де $E_{нед}$ – енергія, недовідпущена внаслідок перерв в енергопостачанні, кВтгод,

y_0 – величина питомого збитку споживача через перерви в постачанні енергії, грн./кВтгод, визначається за довідковими даними. У прикладі $y_0 = 22,5$ грн/кВтгод.

Електроенергія недовідпущена розраховується у такий спосіб:

$$E_{нед} = P_m \times T_m \times q_i,$$

де P_m – середньорічне максимальне навантаження в системі, кВт,

T_m – число годин використання максимального навантаження, у прикладі 7000 годин.

q_i – ймовірність виходу системи з ладу:

$$q_i = \frac{\varpi_i (t_{ав} + t_{пл})}{8760},$$

де ϖ_i – очікуване число відключень системи, раз/рік, (визначається за довідковими даними),

$t_{ав}$ і $t_{пл}$ – час для усунення ушкоджень при аварійному та плановому відключенні системи, години (визначається за довідковими даними).

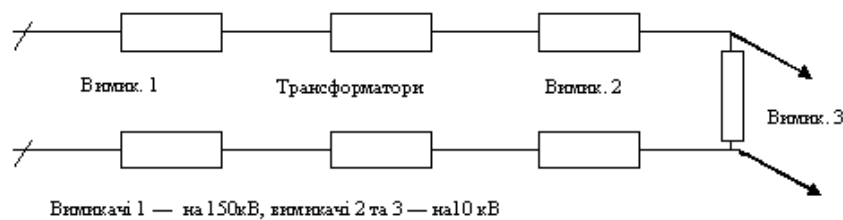


Рисунок Б.1 - Схема для розрахунку ймовірності відключення системи

Ймовірність виходу з ладу системи з комбінованим приєднанням (послідовним і паралельним) визначається за формулою:

$$q_{сис} = q_{вимик3} (2q_{вимик1} + 2q_{тр} + 2q_{вимик2}) + (1 - q_{вимик3}) (q_{вимик1} + q_{тр} + q_{вимик2})^2$$

Визначаємо ймовірності виходу з ладу кожного елемента схеми:

Вимикач 1: $\omega=0,03$; $t_{ав} = 25$ година; $t_{пл} = 25$ година, тоді:

$$q_{вимик.1} = \frac{0,03(25+25)}{8760} = 0,17 \cdot 10^{-3}$$

Вимикачі 2 і 3 $\omega=0,005$; $t_{ав} = 15$ година; $t_{пл} = 15$ година, тоді

$$q_{вимик2,3} = \frac{0,005(15+15)}{8760} = 0,17 \cdot 10^{-4}$$

Трансформатори $\omega=0,01$; $t_{ав} = 90$ година; $t_{пл} = 25$ година, тоді

$$q_{вимик1} = \frac{0,01(90+25)}{8760} = 0,13 \cdot 10^{-3}$$

Ймовірність виходу з ладу всієї системи:

$$q_{\text{сис}} = 0,17 \times 10^{-4} (2 \times 0,17 \times 10^{-3} + 2 \times 0,13 \times 10^{-3} + 2 \times 0,17 \times 10^{-4}) + \\ + (1 - 0,17 \times 10^{-4}) (0,17 \times 10^{-3} + 0,13 \times 10^{-3} + 0,17 \times 10^{-4})^2 = 0,108 \times 10^{-7} + 1,00 \times 10^{-7} = 1,1 \times 10^{-7}$$

Енергія, недовідпущена:

$$E_{\text{нед}} = 37357 \times 7000 \times 1,1 \times 10^{-7} = 28,49 \text{ кВтгод}$$

Збиток від недовідпустки для обох схем однаковий:

$$Y = 29,49 \times 22,5 = 641,0 \text{ грн.}$$

Визначення витрат для створення електричної схеми

Загальні витрати визначаються за формулою зведених витрат:

$$Z_{\text{зв.і}} = I_{\text{рік.і}} + E_n \times K_i$$

де K_i - капіталовкладення у схеми за відповідним варіантом, тис. грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності, який для промисловості дорівнює 0,12.

Таблиця Б.5- Розрахунок загальних витрат на створення схеми електропостачання

Елементи витрати	Витрати по варіантах, тис. грн.		Абсолютна різниця, тис. грн	Відносна різниця, %
	1	2		
Капітальні витрати	149,6	162,0	-12,4	-8,29
Капітальні витрати з урахуванням нормативного коефіцієнта ефективності	17,95	19,44	-1,49	-8,3
Річні експлуатаційні витрати	266,71	267,31	-0,6	-0,22
Збиток від недовідпустки	0,641	0,641	-	-
Підсумок	285,30	287,31	-2,01	-0,7

Висновок: Розглянуті варіанти схем електропостачання є економічно рівноцінними, тому що різниця витрат становить менш ніж 5%. Отже, при виборі кращої схеми в прикладі перевагу слід надати технічним критеріям в наспупній послідовності:

максимум надійності

мінімум втрат потужності,

простота в обслуговуванні (мінімум витрат на обслуговування), перспектива розширення числа споживачів (максимум капітальних витрат у зв'язку з більшою потужністю підстанції). За наведених умов вибору кращим визнано другий варіант.

Додаток В.

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ ОБМОТКИ СТАТОРА ГІДРОГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ОЦІНКИ РИЗИКУ ЙОГО ВІДМОВИ

В.1 Кошторис вартості розробленої системи діагностики

Нечіткі методи та моделі оцінки ризику відмови статора гідрогенератора можна реалізувати у вигляді діагностичної системи гідрогенераторів ГЕС. В цьому розділі визначені техніко-економічні показники системи діагностики статорних обмоток гідрогенераторів Дніпровської ГЕС-2. Вартість обладнання та амортизаційні відрахування для реалізації системи діагностики приведені в табл.В.1.

Таблиця В.1

Вартість обладнання діагностичної системи

Найменування обладнання	Кількість одиниць	Вартість одиниці, грн	Сумарна вартість, грн
Датчики температури міді обмотки статора Danfoss Pt1000	3*8=24	773	18552
Датчики температури сталі обмотки статора Danfoss Pt1000	6*8=48	773	37104
Датчики температури охолоджувального повітря ОС Danfoss Pt1000	2*8=16	773	12368
Датчики віброшвидкості Metrix 5475	2*8=16	1105	17680
Датчики віброприскорення MMF 76C10	2*8= 16	1396	22336
Кабель КВВГЭнг-4х1,5	2000 м	13	26000
Кабель КВВГЭнг-37х1,5	3600 м	95	342000
Кабель КВВГЭнг-27х1,5	2400 м	72	172800
Кабель КВВГЭнг-7х2,5	100 м	30	3000
Кабель КВВГЭнг-4х6	1200 м	41	49200
Кабель КГВВнг-37х1,5	100 м	92	9200
Проміжні клемні шафи SS 300х500х150 IP66	8	1990	15920
Клемна шафа системи діагностики SS 600х1000х200 IP66	1	2612	2612
АЦП сигналів	1	12000	12000
Системний блок	1	3600	3600
Монітор	1	2150	2150
Миша+клавіатура	1	300	300
Принтер	1	900	900
Операційна система	1	2500	2500
Комплекс програмного забезпечення	1	10000	10000
РАЗОМ:	136	41215	760222

В.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Витрати на заробітну плату працівників. Управління ГЕС та технічне обслуговування здійснюється цілодобово у дві зміни, у кожній зміні 1 оператор та 1 допоміжний робочий (монтер). Річна заробітна плата оператора складає 96000 грн. (8000 грн.×12) та допоміжного робітника 66000 грн. (5500 грн.×12). Таким чином визначаємо річні витрати на заробітну плату працівникам за формулою:

$$Z_{ATK} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot Z_{cp.p} \cdot N_p + k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot Z_{cp.p} \cdot N_{p.dod}, \quad (B.1)$$

де k_1, k_4 – коефіцієнти преміальної надбавки відповідно до працівників і інженерно-технічних робітників, що дорівнюють 1,4;

k_2, k_5 – коефіцієнт, що враховує додаткову зарплату, дорівнює 1,2;

k_3, k_6 – коефіцієнт відрахувань на соціальне страхування, дорівнює 1,356;

$Z_{cp.p}$ – середня річна заробітна плата працюючих працівників, дорівнює 96000 грн.;

N_p – кількість працюючих працівників, 5 осіб;

$Z_{cp.dod}$ – середня річна заробітна плата працюючих допоміжних працівників, дорівнює 66000 грн.;

$N_{p.dod}$ – кількість працюючих допоміжних працівників, 5 осіб.

$$Z_{ATK} = 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,365 \cdot 96000 \cdot 5 + 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,365 \cdot 66000 \cdot 5 = 2297786,4 \text{ грн.}$$

Підсумок річних витрат на заробітну плату складає **2297786,4 грн.**

Річні амортизаційні відрахування визначаються за формулою:

$$A_{ATK} = a_{ATK} \cdot [(1 + k_{TM2}) \cdot C_{KT}], \quad (B.2)$$

де a_{ATK} – середній коефіцієнт амортизаційних відрахувань;

k_{TM2} – коефіцієнт що враховує витрати на транспортування, монтаж і налагодження діагностичної системи дорівнює 0,1;

C_{KT} – витрати на обладнання.

Проведемо розрахунок амортизаційних відрахувань діагностичної системи для датчиків температури міді обмотки статора:

$$A_{ATK} = 0,064 \cdot [(1 + 0,1) \cdot 18552] = 1306,06 \text{ грн.}$$

Проведемо аналогічні розрахунки для всіх компонентів системи, результати яких зведемо в табл.В.2.

Таблиця В.2

Амортизаційні відрахування діагностичної системи

Найменування обладнання	Термін експлуатації, років	Норма амортизації, в.о.	Сумарна амортизаційних відрахувань, грн	Споживана потужність, кВт
Датчики температури міді обмотки статора Danfoss Pt1000	20	0,064	1306,06	0,144
Датчики температури сталі обмотки статора Danfoss Pt1000	20	0,064	2612,12	0,144
Датчики температури охолоджувального повітря ОС Danfoss Pt1000	20	0,064	870,71	0,144
Датчики віброшвидкості Metrix 5475	15	0,064	1244,67	0,12
Датчики віброприскорення MMF 76C10	15	0,064	1572,45	0,12
Кабель КВВГЭнг-4х1,5	25	0,024	686,40	-
Кабель КВВГЭнг-37х1,5	25	0,024	9028,80	-
Кабель КВВГЭнг-27х1,5	25	0,024	4561,92	-
Кабель КВВГЭнг-7х2,5	25	0,024	79,20	-
Кабель КВВГЭнг-4х6	25	0,033	1785,96	-
Кабель КГВВнг-37х1,5	25	0,033	333,96	-
Проміжні клемні шафи SS 300х500х150 IP66	25	0,051	893,11	-
Клемна шафа системи діагностики SS 600х1000х200 IP66	25	0,08	229,86	-
АЦП сигналів	12	0,062	818,40	0,2
Системний блок	10	0,1	396,00	0,15
Монітор	10	0,1	236,50	0,15
Миша+клавіатура	10	0,1	33,00	-
Принтер	10	0,1	99,00	0,25
Операційна система	10	0,1	275,00	-
Комплекс програмного забезпечення	10	0,1	1100,00	-
РАЗОМ:			28163,12	1,422

Річні амортизаційні відрахування на встановлене обладнання складають **28163,12 грн.**

Річні витрати на ремонтні роботи обладнання. Експлуатаційні витрати на ремонт однієї одиниці обладнання за рік становлять 5-10% від вартості обладнання. Отже:

$$C_{p.екс.} = B_{\sum 10-15} \cdot 10\% + B_{\sum 20-25} \cdot 5\% \quad (B.3)$$

$$C_{p.екс.} = 71466 \cdot 10 + 86556 \cdot 5 = 11474,4 \text{ грн.}$$

Річні витрати на ремонт діагностичної системи складають **11474,4 грн.**

Річні витрати на електроенергію, що споживається діагностичною системою, розраховуються за формулою:

$$C_3' = P_{MTB} \cdot C_{кВт \cdot г} \cdot K_{рч}, \quad (B.4)$$

де P_{MTB} – максимальна потужність комплексу впровадженого обладнання 1,422 кВт;
 $C_{кВт \cdot г}$ – вартість 1 кВт · год електроенергії, приймаємо по собівартості споживчої електроенергії власних потреб, яка дорівнює 0,2 грн/ кВт · год;
 $K_{рч}$ – кількість робочих годин в році, дорівнює 8760 год;

$$C_3' = 1,422 \cdot 0,2 \cdot 8760 = 2491,34 \text{ грн.}$$

Річні витрати на електроенергію, що споживає діагностична система, складають **2491,34 грн.**

Річні витрати на експлуатацію діагностичної системи розраховуються за формулою:

$$C_{ATK}^{\Gamma} = Z_{ATK} + A_{ATK} + C_p + C_3', \quad (B.5)$$

де Z_{ATK} – річна заробітна плата працівників, що обслуговують діагностичну систему, дорівнює 2297786,4 грн. (оператор та помічник);

A_{ATK} – річні амортизаційні відрахування дорівнюють 28163,2 грн;

C_p – річні витрати на ремонтні роботи діагностичної системи дорівнюють 11474,4 грн;

C_3' – річні витрати на електроенергію, що споживає діагностична система, дорівнюють 2491,34 грн.

$$C_{ATK}^{\Gamma} = 2297786,4 + 28163,2 + 11474,4 + 2491,34 = 2339915,8 \text{ грн.}$$

Таким чином, річні витрати на експлуатацію технічних засобів складають **2339915,8 грн.**

Витрати на розробку і введення в експлуатацію діагностичної системи розраховуються за формулою:

$$K_{KTC} = C_p + (1 + k_{TM2}) \cdot C_{KTC} + C_{CM3}, \quad (B.6)$$

де C_p – вартість всіх робіт розробленого проекту і впровадження АСУ ТП (за договором), дорівнює 350000 грн.;

C_{CM3} – вартість розробки спеціального математичного забезпечення (СМЗ) для керування технологічним процесом, дорівнює 60000 грн.

$$K_{KTC} = 350000 + (1 + 0,1) \cdot 760222 + 60000 = 1246244,2 \text{ грн.}$$

Витрати на розробку і введення в експлуатацію автоматичної системи складають **1246244,2 грн.**

В.3 Розрахунок економічного ефекту

Економічний ефект за рахунок зменшення кількості відмов гідрогенератора. Як відомо, середньорічний час відновлення ГА у зв'язку з відмовами складає 40 годин. Розроблена система діагностики повинна зменшити час відновлення гідроагрегата як мінімум на 60%. Таким чином, час відновлення ГА становить менше 16 годин на рік, отже додатковий час роботи ГА становить 24 години на рік. Це пов'язано із більшою надійністю розробленої системи, яка використовується на Дніпровській ГЕС-2 загальною потужністю 887,6 МВт. Знаючи вартість 1 кВт·год електроенергії, виробленої ГА, $C_{\text{кВт-год}} = 0,2 \text{ грн/ кВт} \cdot \text{год}$, та середньорічний коефіцієнт завантаження станції $K_3 = 0,7$, можна визначити економічну вигоду від підвищення надійності системи. Розраховуємо за формулою:

$$E_{\text{П1}} = T_{\text{ДОП}} \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot C_{\text{кВт-год}} \cdot K_3, \quad (\text{В.7})$$

$$E_{\text{П1}} = 24 \cdot 887600 \cdot 0,2 \cdot 0,7 = 2982336 \text{ грн.}$$

Річна економія за рахунок зменшення кількості відмов ГА становить **2982336 грн.**

Економічний ефект за рахунок зменшення часу ремонтних робіт. Зменшення трудомісткості обслуговування скорочує терміни проведення планових ремонтів. При щорічному здійсненні робіт обслуговування витрачається на 36 годин менше часу, ніж з традиційною системою керування ГА.

Річну економію за рахунок зменшення обсягу ремонтних робіт, яку визначаємо за формулою В.8, можна розглядати як появу додаткового робочого часу, при якому ГА буде виробляти електроенергію.

$$E_{П2} = T_{доп} \cdot P_{ном} \cdot C_{кВт\cdot год} \cdot K_3, \quad (B.8)$$

де $T_{доп}$ – додатковий робочий час;

$K_3 = 0,7$ – коефіцієнт середньорічного завантаження ГА;

$P_{ном}$ – номінальна потужність ГЕС.

$$E_{П2} = 36 \cdot 887600 \cdot 0,2 \cdot 0,7 = 4473504 \text{ грн.}$$

Економічний ефект за рахунок зменшення термінів ремонтних робіт на ГЕС становить **4473504 грн.**

Річний економічний ефект від впровадження діагностичної системи. У загальному випадку з урахуванням усіх перерахованих вище факторів річний економічний ефект від впровадження ДС розраховується за формулою:

$$E_{\Gamma} = E_{П1} + E_{П2} - C_{АТК}^{\Gamma} \quad (B.9)$$

$C_{АТК}^{\Gamma}$ – річні витрати на експлуатацію ДС дорівнюють 2369241 грн.

$$E_{\Gamma} = 2982336 + 4473504 - 2339915,8 = 5115924,2 \text{ грн.}$$

Річний економічний ефект від впровадження діагностичної системи складає **5115924,2 грн.**

Термін окупності капітальних вкладень розраховується за формулою:

$$T_{ок} = \frac{K_{КТС}}{E}, \quad (B.10)$$

$$T_{ок} = \frac{1246244,2}{5115924,2} = 0,24 \text{ року.}$$

Строк окупності капітальних вкладень складає **0,24 року** або **3 місяці**.