

МЕХАНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра “Теплотехніка та теплові двигуни”

І.П.Полтавський

**СОБІВАРТІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ
ПРОДУКЦІЇ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни

„ЕКОНОМІКА ЕНЕРГЕТИКИ”

Частина 1

ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Харків 2009

Полтавський І.П. Собівартість енергетичної продукції:
Конспект лекцій. – Харків: УкрДАЗТ, 2008. – Ч. 1. – 80 с.

У конспекті лекцій розглянуті загальні визначення й поняття собівартості промислової продукції, нормативні методичні вказівки за структурою витрат і їхнім розрахунком. Дана частина конспекту лекцій присвячена характеристиці витрат і калькуляції собівартості енергетичної продукції на теплових електричних станціях (ТЕС) - електричної й теплової енергії. Зроблено аналіз методів розподілу витрат на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) між видами продукції – електроенергією й теплотою.

У зв'язку зі зміною цін на основні фонди, паливо, зарплату, ремонтні роботи й інші витрати абсолютні значення їхньої собівартості в конспекті не приводяться.

Іл. 4, табл. 7, бібліогр.: 32 назв.

Конспект лекцій розглянутий і рекомендований до друку на засіданні кафедри «Теплотехніка й теплові двигуни» «4» січня 2008 р., протокол № 8.

Рекомендується для студентів спеціальності «Теплоенергетика» денної та заочної форм навчання.

Рецензент

проф. О.А. Ярхо

І.П.Полтавський

СОБІВАРТІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПРОДУКЦІЇ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни

„ЕКОНОМІКА ЕНЕРГЕТИКИ”

Частина 1

ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Відповідальний за випуск Полтавський І.П.

Редактор Ібрагімова Н.В.

Підписано до друку 02.02.08 р.

Формат паперу 60x84 1/16 . Папір писальний.

Умовн.-друк.арк. 4,25. Обл.-вид.арк. 4,5.

Замовлення № Тираж 200 Ціна

Видавництво УкрДАЗТу, свідоцтво ДК № 2874 від. 12.06.2007 р.

Друкарня УкрДАЗТу,
61050 , Харків - 50, пл. Фейєрбаха, 7

Міністерство транспорту та зв'язку України
Українська державна академія залізничного транспорту

Кафедра „Теплотехніка та теплові двигуни”

Полтавський І.П.

СОБІВАРТІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПРОДУКЦІЇ

1 ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

(конспект лекцій з дисципліни „Економіка енергетики” для студентів спеціальності „Теплоенергетика” денної та заочної форм навчання)

Декан механічного факультету
к.т.н., доц.
Устенко

О.В.

Голова методкомісії механічного факультету
к.т.н., доц.

З.О. Іванова

Завідувач кафедри теплотехніки та
теплових двигунів
д.т.н., проф.
Єроценков

С.А.

Відповідальний за методичну роботу кафедри
к.т.н., доц.
Корогодський

В.А.

Автор
доцент кафедри теплотехніки та
теплових двигунів
Полтавський

І.П.

Харків
2008

Полтавський І.П. Собівартість енергетичної продукції: Конспект лекцій. – Харків: УкрДАЗТ, 2008. – Ч. 1. – 8с.

У конспекті лекцій розглянуті загальні визначення й поняття собівартості промислової продукції, нормативні методичні вказівки за структурою витрат і їхнім розрахунком. Дана частина конспекту лекцій присвячена характеристиці витрат і калькуляції собівартості енергетичної продукції на теплових електричних станціях (ТЕС) - електричної й теплової енергії. Зроблено аналіз методів розподілу витрат на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) між видами продукції – електроенергією й теплотою.

У зв'язку зі зміною цін на основні фонди, паливо, зарплату, ремонтні роботи й інші витрати абсолютні значення їхньої собівартості в конспекті не приводяться.

Іл. 4, табл. 7, бібліогр.: 32 назв.

Конспект лекцій розглянутий і рекомендований до друку на засіданні кафедри «Теплотехніка й теплові двигуни» «4» січня 2008 р., протокол № 8.

Рецензент
проф. О.А. Ярхо

ЗМІСТ

Вступ	4
1 Собівартість продукції	5
1.1 Економічний зміст собівартості продукції	5
1.2 Характеристика кошторису витрат і калькуляції	6
1.3 Класифікація статей калькуляції	9
1.4 Характеристика витрат на виробництво енергетичної продукції	12
2 Розрахунок витрат у собівартості виробництва електроенергії на КЕС	14
2.1 Витрати на паливо	14
2.2 Визначення річної витрати палива на ТЕС	17
2.3 Амортизаційні відрахування	23
2.4 Заробітна плата	25
2.5 Поточний ремонт	26
2.6 Вода на технологічні потреби	27
2.7 Інші витрати	28
2.8 Собівартість виробленої електроенергії	29
2.9 Собівартість відпущеної електроенергії	29
2.10 Структура собівартості енергії	33
2.11 Експлуатаційна економічна характеристика ТЕС	33
2.12 Собівартість передачі й розподілу електроенергії	38
2.13 Повна собівартість енергії на ТЕС	39
2.14 Шляхи зниження собівартості енергії на ТЕС	41
3 Розрахунок собівартості виробництва електроенергії й теплоти на ТЕЦ	43
3.1 Проблема розподілу витрат у комплексному виробництві	43
3.2 Особливості калькуляції собівартості енергії на ТЕЦ	43
3.3 Можливі методи розподілу витрат на ТЕЦ між її продукцією	45
3.4 Розподіл витрати палива на ТЕЦ між її продукцією	53
3.5 Фізичний (балансовий) метод розподілу витрат на ТЕЦ	56
3.6 Нові нормативні методи розподілу витрат на ТЕЦ між видами енергії	61
3.7 Спрощена методика розподілу витрати палива на ТЕЦ	72
Список літератури	73
Додаток А	76
ВСТУП	

До енергетичної продукції належать: електроенергія, теплота, стиснене повітря, кондиціоноване повітря й ін. У зв'язку зі зростанням цін на енергоносії розрахунки собівартості енергетичної продукції, аналіз можливих шляхів її зниження набувають важливого значення. При викладі в конспекті лекцій загальних положень про собівартість промислової продукції та її калькуляцію використані підручники з економіки підприємства [1, 5, 6], а також нормативні документи [7, 8]. Розрахунки собівартості виробництва електроенергії й теплоти на теплових електростанціях (ТЕС) засновані на роботах Мелентьєва Л.А. [12], Прузнера С.Л. [2, 14], Златопольського А.Н. [4, 11], Горшкова А.С. [20], Чернухина А.С. [15], Авруха А.Я. [10], Самсонова В.С. [3] та інші.

Особливу увагу в конспекті лекцій приділено методам розподілу витрат при комбінованому виробництві електроенергії, теплоти й стисненого повітря на ТЕЦ. Їхній аналіз дозволяє правильно вибрати метод при практичних розрахунках [2, 4, 10-16].

При розробленні конспекту лекції використаний ряд нормативних документів, що рекомендуються для розрахунку собівартості енергії на ТЕС [9, 18, 24-28].

1 СОБІВАРТІСТЬ ПРОДУКЦІЇ

1.1 Економічний зміст собівартості продукції

Собівартість – це питомі поточні експлуатаційні витрати, виражені в грошовій формі й віднесені прямо або посередньо на одиницю виробленої продукції або роботи (послуги). Є найважливішим показником ефективності виробництва.

Перелік віднесених до собівартості поточних витрат установлюється Законом України «Про оподаткування прибутку підприємств», постановами Кабінету Міністрів України, методичними рекомендаціями.

Собівартість *товарної* продукції характеризує витрати на виробництво продукції.

Собівартість *реалізованої* продукції характеризує витрати на її виробництво й збут.

Собівартість *валової* продукції містить витрати підприємства протягом планового періоду (рік, квартал, місяць) на виробництво й реалізацію продукції на всіх стадіях виробничого циклу, у т.ч. і *незавершеного* виробництва. Нараховується в *поточних* цінах, а при зіставленні за ряд років – у *порівняних* цінах.

В енергетиці відсутнє незавершене виробництво й аналогом *валової* продукції є *вироблена енергія*, включаючи власні потреби й втрати на шляху до споживача.

Товарна продукція дорівнює валовій з відрахуванням незавершеного виробництва.

Цілями розрахунку й обліку собівартості продукції є:

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

Отримана розрахунком собівартість використовується для:

- а) оцінки й аналізу використання планових показників;
- б) визначення результатів роботи енергетичних цехів і в цілому підприємств;
- в) оцінки фактичної ефективності організаційно-технічних заходів, спрямованих на розвиток і вдосконалювання виробництва;

г) розроблення шляхів зниження собівартості енергетичної продукції.

Витрати плануються й ураховуються по двох напрямках:

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

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

Кошторис витрат використовується для контролю загальних витрат за економічно однорідними елементами. Це необхідно при здійсненні платежів постачальникам різних видів ресурсів: палива, теплової й електричної енергії та ін. За загальною сумою витрат на заробітну плату визначаються відрахування на соціальне страхування й інші нарахування на зарплату, тобто податки, базою яких є зарплата. Підприємству необхідно так само враховувати одною статтею фонд амортизаційних відрахувань. На його величину зменшується прибуток підприємства.

Кошторис необхідний так само при аналізі заелементних складових виробничих витрат, зокрема матеріалоемності, енергоемності, трудомісткості, фондомісткості продукції.

Однак кошторис не дає можливості визначити собівартість одиниці продукції, особливо в комплексному виробництві різнорідних видів продукції, наприклад, на ТЕЦ, що виробляють одночасно електричну й теплову енергію, коли між видами продукції необхідно розділити загальні витрати. З цією метою й розробляється *калькуляція*. Вона використовується головним чином для розрахунку собівартості *одиниці продукції*.

1.2 Характеристика кошторису витрат і калькуляції

Раніше діяли «Основні положення про склад витрат виробництва (обігу) і формування фінансових результатів на підприємствах і в організаціях України (1993 р.)». Пройшов рік і затверджуються з 10.11.1994 р. «Основні положення про склад витрат виробництва (обігу) на підприємствах і в організаціях» [7]. Міністерствам та іншим органам державної влади було

приписано розробити основні положення з планування, обліку й калькуляції собівартості продукції по галузях [7, 8].

Основними статтями кошторису згідно з „Методичними рекомендаціями щодо формування собівартості продукції (робіт, послуг) у промисловості” [1, 5, 7, 8] є такі види витрат і їхня структура в промисловості в 2000 р.:

- 1) матеріальні витрати – 53,8 %;
- 2) витрати на оплату праці – 11 %;
- 3) відрахування на соціальні цілі – 3,4 %;
- 4) амортизація – 6,5 %;
- 5) інші амортизаційні витрати – 25 %.

Калькуляція (від лат. *calculatio* – розрахунок) – це представлений у табличній формі розрахунок витрат на виробництво й збут одиниці продукції (робіт, послуг). Складається в грошовій формі. На відміну від кошторису витрат, калькуляційні статті групуються не за економічно однорідними елементами, а за сферами виробничої діяльності. Тому до калькуляційних статей можуть належать декілька економічно однорідних видів витрат (матеріальні витрати, заробітна плата, амортизація й ін.).

Калькуляція є підставою для визначення середніх витрат виробництва і реалізації одиниці продукції (*собівартості*) і формування її *базової ціни підприємства*.

Виробнича калькуляція містить такі основні статті витрат [5, 1, С. 94-97]:

- 1) *«Сировина й матеріали»*, які входять до складу продукції, допоміжні матеріали, малоцінний інструмент, що швидко зношується (термін служби до одного року);
- 2) *«Покупні комплектуючі вироби»*, які підлягають монтажу або додатковій обробці на даному підприємстві;
- 3) *«Зворотні відходи»* – вартість їх віднімається від загальної суми матеріальних витрат, що відносять на собівартість продукції;
- 4) *«Попутна продукція»*, призначена для подальшої переробки або продажу іншим підприємствам. Її вартість, установлена за цінами, віднімається від собівартості основної продукції;

5) *«Паливо й енергія на технологічні цілі»* містить витрати на всі види палива й енергії як отримані з боку, так і вироблені

самим підприємством, безпосередньо використані в технологічному процесі виробництва продукції. Обчислюються витрати за нормами витрати всіх видів енергоресурсів і тарифами на них;

б) «*Основна заробітна плата*» – містить витрати на виплату основної зарплати для експлуатаційного персоналу (безпосередньо пов'язаного з виробництвом продукції). Обчислюється за нормами часу й тарифними ставками;

7) «*Додаткова зарплата*» – містить витрати на виплату основним працівникам підприємства додаткової зарплати, нарахованої за роботу понад установлену норму, особливі умови роботи, винаходи, премії й ін. Обчислюється у відсотках від основної зарплати;

8) «*Відрахування на соціальні заходи*» – містять відрахування від суми основної й додаткової зарплати за встановленими ставками (орієнтовно на 2005 р.):

- на обов'язкове державне соціальне страхування у зв'язку з тимчасовою втратою трудової здатності й ін. – 2,9 %;

- на державне обов'язкове страхування від нещасних випадків на виробництві й професійних захворювань – від 0,2 до 13,8 %;

- на державне обов'язкове пенсійне страхування – 32,3 %;

- на обов'язкове державне соціальне страхування на випадок безробіття – 1,6 %;

9) «*Витрати на утримання і експлуатацію устаткування*» містять:

- на повне відновлення основних виробничих фондів і капітальний ремонт у вигляді *амортизаційних відрахувань* від балансової вартості фондів;

- витрати, пов'язані з виконанням *поточного ремонту*, технічного огляду й технічного обслуговування устаткування;

- витрати на утримання цехових транспортних засобів і ін.;

10) «*Загальновиробничі витрати*» містять:

- витрати, пов'язані з керуванням цехів;

- комунальні витрати цехів;

- витрати на підготовку й перепідготовку кадрів і ін.;

11) «*Витрати внаслідок технічно неминучого браку*» містять:

- вартість забракованої продукції з технологічних причин;

- вартість матеріалів, витрачених при налагодженні технологічних процесів і ін.;

- витрати на усунення технічно неминучого браку;

12) «Інші виробничі витрати» містять витрати, пов'язані з перевіркою якості продукції.

Сума перелічених витрат становить *виробничу собівартість продукції*.

Існують також витрати, що не відносяться на виробничу собівартість, але враховуються при формуванні ціни продукції. Це *адміністративні витрати* (на керування підприємством, утримання фондів природоохоронного призначення, платежі (збори) за викиди забруднюючих речовин у навколишнє середовище, розміщення відходів, на транспортні витрати й ін.), *витрати на збут* (витрати на транспортування й зберігання продукції й ін.), *інші витрати операційної діяльності* (наукові дослідження, собівартість реалізованих виробничих запасів, штрафи, пеня й ін.).

1.3 Класифікація статей калькуляції

Нижче наведена загальна класифікація статей калькуляції собівартості промислової продукції [1]. Надалі буде докладно по статтях розглянута калькуляція собівартості енергетичної продукції.

Витрати на виробництво в загальному випадку можуть бути класифіковані за такими ознаками:

1) за місцем виникнення витрат – витрати виробництва, цеху, ділянки;

2) за складом продукції (робіт, послуг) – витрати на вироби, валову, товарну, реалізовану продукцію;

3) за видами витрат – економічні елементи, статті калькуляції;

4) за складом витрат – елементарні, комплексні;

5) за способом перенесення вартості на продукцію – прямі, непрямі;

6) за ступенем впливу обсягу виробництва на рівень витрат – змінні, постійні;

7) за календарними періодами – поточні, одноразові;

8) за собівартістю продукції – витрати на продукцію, витрати періоду.

Розглянемо докладно характеристику статей калькуляції.

За складом витрат:

- *елементні* статті калькуляції за составом витрат складаються тільки з одного однорідного економічного елемента й не підлягають подальшому розподілу (сировина й матеріали, основна зарплата виробничого персоналу, відрахування на соціальне страхування й ін.);

- *комплексні* статті калькуляції за складом витрат складаються з декількох економічно різнорідних елементів, що мають однакове виробниче призначення (витрати на утримання й експлуатацію устаткування, загальні виробничі витрати).

За способом перенесення витрат на собівартість продукції при її калькуляції вони поділяються на *прямі* й *непрямі*.

Прямі витрати пов'язані з виробництвом лише одного виробу й можуть бути розраховані безпосередньо виходячи з обсягу виробленої продукції (основні матеріали, основна зарплата).

Непрямі витрати пов'язані з виробництвом декількох видів продукції (загальновиробничі, адміністративні). Вони застосовуються як частка прямих витрат і є *накладними*, тоді як прямі – основними. При розрахунках накладних витрат проблемою є визначення так названого *процентного* коефіцієнта, яким ця стаття витрати пов'язана з певною заробітною платою [5, С. 216].

За ступенем впливу обсягу виробництва на рівень витрат останні поділяються на змінні й постійні.

Змінні витрати – це ті види витрат, абсолютна величина яких зростає зі збільшенням обсягу продукції. До них належать витрати на сировину, технологічне паливо й енергію тощо. У собівартості одиниці продукції вони залишаються незмінними й можуть бути розраховані на кожний вид продукції виходячи з норми витрати й ціни одиниці ресурсу. В енергетиці є витрати на *паливо* без витрати палива на холостий хід, витрати на нього на ТЕС відносять до умовно-постійного.

Постійні – це витрати, абсолютна величина яких зі збільшенням випуску продукції значно не змінюється. Це

витрати, пов'язані з обслуговуванням і управлінням виробничою діяльністю цехів та ін.

В енергетиці *амортизаційні відрахування* так само не залежать від продуктивності підприємства й належать до постійних витрат. *Умовно-постійними* в енергетиці вважаються так само витрати по заробітній платі, ремонтному обслуговуванню основних виробничих фондів. У собівартості одиниці продукції постійні витрати змінюються *зворотньо пропорційно зміні обсягу продукції*. Постійні витрати розраховуючи на одиницю продукції при збільшенні обсягу продукції зменшується й одним з найбільш ефективних шляхів зниження собівартості є більше повне завантаження виробничих потужностей. Аналіз цієї залежності для ТЕС дуже важливий і буде розглянутий окремо при побудові *експлуатаційної економічної характеристики електростанції*.

Сума постійних і змінних витрат становить *собівартість продукції*.

За календарними періодами здійснення витрат вони поділяються на *поточні й одноразові*.

Поточні – це ті види витрат, що вносяться постійно в процесі виробництва (витрати на сировину, матеріали, енергію, зарплату).

Одноразові – це ті види витрат, що вносяться один раз протягом тривалого періоду часу (більше одного місяця). До них належать витрати на придбання, модернізацію й ремонт основних фондів.

За собівартістю продукції витрати поділяються на витрати на продукцію й витрати періоду.

Витрати на продукцію – це витрати, пов'язані з виробництвом (матеріали, зарплата, амортизація й ін.).

Витрати періоду – це витрати, що не вносяться у виробничу собівартість і розглядаються як витрати того періоду, у якому вони були здійснені (адміністративні витрати, витрати на збут продукції й інші операційні витрати).

Розрахунки собівартості продукції є підставою для встановлення *ціни* реалізації продукції за *рентабельністю* підприємства, що розглядаються в окремій лекції.

Розрізняють такі *види калькуляції*:

1) *планова* – визначає середню собівартість на черговий плановий період (квартал, рік) і використовується для встановлення оптових цін на основі прогресивних норм витрат робочого часу, матеріалу, енергії й інших витрат;

2) *нормативна* – є різновидом планової, складеної виходячи з реально досяжних в умовах підприємств найбільш прогресивних норм і нормативів. Нормативна калькуляція використовується як еталон, що дозволяє встановити шляхи наближення до неї планової калькуляції;

3) *звітна* – складається за фактичними даними бухгалтерського обліку виробничих витрат;

4) *кошторисна* калькуляція, що розробляється на освоєння видів нової продукції або на продукцію, не передбачену планом.

1.4 Характеристика витрат на виробництво енергетичної продукції

Всі витрати підприємства, виражені в грошовій формі, на виробництво й реалізацію енергетичної продукції становлять собівартість цієї продукції.

У загальному випадку до енергетичної продукції належать: електрична енергія, теплота, стисле і кондиціоноване повітря, кисень, вода й ін.

Теплові електростанції (ТЕС) виробляють основну і побічну продукцію. До основної енергетичної продукції ТЕС належать теплова й електрична енергія, а на ТЕЦ металургійних комбінатів – додатково ще й стиснене повітря. До побічної продукції ТЕС належать зола, золошлакова суміш, кисень, хімічно очищена вода, дистилат, мінеральні добрива, товарна риба, продукція тепличних господарств і т.д., що розглядаються як відходи технологічного виробництва.

Одиницею калькуляції собівартості є: електроенергії – 1 кВт·год, теплоти 1 ГДж (1 Гкал), стисненого повітря або в системах кондиціонування – 1000 м³ та ін.

Річні затрати (витрати) на виробництво енергетичної продукції при розрахунках за економічними елементами і статтями витрат включають, грн/р.,

$$\sum I = I_n + I_e + I_a + I_{zn} + I_{np} + I_m + I_n + I_z + I_{\text{інш}}, \quad (1.1)$$

де I_n – витрати на паливо;

I_e – витрати на споживану з боку електроенергію;

I_a – амортизаційні відрахування;

I_{zn} – основна й додаткова заробітна плата експлуатаційного персоналу з нарахуваннями;

I_{np} – витрати на поточний ремонт (заробітна плата ремонтного персоналу, запасні частини, матеріали та ін.);

I_m – витрати на допоміжні матеріали й воду, що одержують з боку;

I_n – послуги своїх допоміжних виробництв з боку;

$I_{\text{інш}}$ – інші виробничі витрати (витрати з охорони праці, на спецодяг, аналізи палива, опалення й освітлення виробничих будівель і т.п.);

I_z – загальностанційні витрати (заробітна плата адміністративно - управлінського персоналу, амортизація й інші експлуатаційні витрати за загальностанційними основними фондами, охорона станції й ін).

Для навчальних цілей виконуються укрупнені (наближені) розрахунки собівартості енергії на ТЕС, при яких ряд статей, що мають невелику питому вагу, поєднують у статтю – інші витрати – $I_{\text{інш}}$. У цьому випадку в собівартість входять складові: паливо I_n , покупна електроенергія I_e , зарплата з нарахуванням I_{zn} , амортизація I_a , поточний ремонт I_{np} , інші сумарні витрати $I_{\text{інш}}$. Тоді

$$\sum I = I_n + I_e + I_{zn} + I_a + I_{np} + I_{\text{інш}}. \quad (1.2)$$

Далі розглядається розрахунок елементів витрат у собівартості енергії на КЕС і окремо – собівартість електричної енергії і теплоти на ТЕЦ.

2 РОЗРАХУНОК ВИТРАТ У СОБІВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА КЕС

Розглянемо порядок розрахунку основних елементів витрат при виробництві електроенергії на конденсаційній тепловій електростанції (КЕС) відповідно до [9] і методик [2, 3, 4, 10].

2.1 Витрати на паливо

На теплових електростанціях витрати на паливо по питомій вазі в собівартості є основними. Їхня частка залежить від виду палива і його ціни. Розглянемо розрахунок цих витрат залежно від виду палива.

Розрахунок цих витрат при використанні вугілля виконується за формулою, грн/р.,

$$I_n = \frac{B_{\text{рік}} \cdot 29330}{Q_n^p} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_v}{100} + \frac{\alpha}{100} \right) \cdot C_n, \quad (2.1)$$

де $B_{\text{рік}}$ – річна витрата палива на ТЕС на вироблення електроенергії й теплоти, т у.п. /р.;

Q_n^p – нижча теплота згоряння палива, кДж/кг;

α_v – втрати палива при транспортуванні в межах норм природних втрат (від 0,5 до 1 %);

α – природні втрати палива на ТЕС при розвантаженні вагонів, рекомендується прийняти 0,3 %;

C_m – ціни натурального палива на місці споживання (франко-ТЕС), грн/т н.п.

Розрахунок ціни для твердого палива виконують за формулою, грн/т н.п.,

$$C_n = C_{\text{пр}} \pm \Delta C_{\text{пр}} + C_{\text{тр}} + C_{\text{інш}}, \quad (2.2)$$

де $C_{\text{пр}}$ – ціна палива за преїскурантом, грн/т н.п.;

ΔC_{np} – поправлення до ціни палива на його якість (зольність, теплоту згоряння, вологість). У навчальних розрахунках приймають $\Delta C_{np}=0$. Є нормативні документи, де даються знижки й надбавки за кожні 419 кДж/кг (100 ккал/кг) відхилення фактичної теплоти згоряння Q_n^p від середньої розрахункової;

C_{tr} – витрати на перевезення палива, грн/т н.п.;

$C_{ини}$ – інші витрати по заготівлі палива, прийняті в навчальному розрахунку рівними 0,1 грн/т н.п.

Знаючи вид обраного твердого палива й відстань його транспортування, визначають витрати на його перевезення залізницею за транспортним керівництвом [17].

Розглянемо порядок розрахунку вартості транспортування вугілля. Наприклад, необхідно визначити вартість транспортування вантажу від станції відправлення Антрацит до станції призначення Зміїв через станції Чернухине й Слов'яногірськ. За тарифним керівництвом залізниць України №4 визначаємо дальність транспортування від Антрацита до Чернухине – 68 км, від Чернухине до Слов'яногірська – 156 км, від Слов'яногірська до Зміїва – 123 км. Сумарна дальність перевезення – 317 км.

За тарифним керівництвом №1 1998 р. «Єдина тарифно-статистична номенклатура вантажів» (с. 208) визначаємо код вантажу для вугілля без зазначення його марки – 161202, клас вантажу – 2.

Приймаємо мінімальну вагову норму за вантажопідйомністю піввагона $M=68$ т. Для вагонів «Укрзалізниці» буде тарифна схема №1, для власних вагонів №2.

За тарифним керівництвом №1 1999 р. [17] за схемою № 1 для пояса 331-360 км плата за перевезення піввагона вантажопідйомністю 68 т становить $\Pi_1 = 718$ грн.

З урахуванням коефіцієнта зміни тарифу (в нашому випадку підвищення) з 05.06.2007 р. $K=2,057$ абсолютна плата перевезення складатиме, грн,

$$\Pi_2 = \Pi_1 \cdot K = 718 \cdot 2,057 = 1476,926,$$

оскільки 0,926 більше 0,5 грн, то плату округляємо до гривні.
Тоді $P_2 = 1477$ грн.

З урахуванням ПДВ (податок на додану вартість) 20 % плата буде дорівнювати, грн,

$$P_3 = P_1 \cdot 1,2 = 1773.$$

Тоді вартість перевезення 1 т вугілля складатиме, грн,

$$C_n = P_3 / M = 1773 / 68 = 26,1.$$

При роботі ТЕС на рідкому паливі (мазуті) розрахунок річних витрат на паливо виконується за формулою, грн/р.,

$$I_n = \frac{B_{рік} \cdot 29330}{Q_n^p} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{вт}}{100}\right) \cdot (C_n + C_{тр}), \quad (2.3)$$

де $B_{рік}$ – річна витрата палива на ТЕС, т у.п./р.;

Q_n^p – нижча теплота згоряння рідкого палива, кДж/кг;

C_n – вартість палива по прејскуранту, грн/т;

$\alpha_{вт}$ – втрати мазута при зливі з цистерн, при транспортуванні від резервуарів до котельні, приймають для мазуту 0,1 %;

$C_{тр}$ – вартість транспортування 1 т мазуту, грн/т. Її знаходять так, як і для вугілля. За тарифним керівництвом для мазуту код 22100, клас 2, вантажопідйомність цистерни 50 т, схема перевезення 6.

При роботі ТЕС на газі розрахунок річних витрат на нього визначають за формулою

$$I_n = \frac{B_{рік} \cdot 29330}{Q_n^p} \cdot C_n \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

де $B_{рік}$ – річна витрата палива на ТЕС, т у.п./р.;

Q_n^p – нижча теплота згоряння газу, кДж/кг;

C_n – вартість палива, грн/1000 м³.

2.2 Визначення річної витрати палива ТЕС

При розрахунку фактичної собівартості електроенергії на ТЕС складається звітна калькуляція, у якій витрата палива приймається за даними оперативно-технічного й бухгалтерського обліку.

У плановій калькуляції витрата палива приймається за даними планового енергобалансу електростанції.

В умовах проектування для ТЕС використовується серійне типове устаткування, для котрого відомі питомі нормативи за витратою палива. Тоді річну витрату палива можна визначити за формулою, т у.п./р.,

$$B_{рік} = b_e \cdot E_{відп} \cdot 10^6, \quad (2.5)$$

де b_e – питома витрата палива на 1 кВт·год відпущеної електроенергії, прийнята за довідково-нормативними даними залежно від устаткування, г у.п. /(кВт·год);

$E_{відп}$ – річний відпуск електроенергії з шин ТЕС, МВт·год/р.

Якщо його значення не задане, то він визначиться розрахунком

$$E_{відп} = N_{ен} \cdot h_{ен}, \quad (2.6)$$

де $N_{ен}$ – проектна потужність ТЕС, МВт;

$h_{ен}$ – число годин роботи встановленої потужності, залежить від графіка завантаження ТЕС, приймаємо 6000 год/р.

Для Харківської ТЭЦ-5 $h_y \approx 6400$ год/р. в 2002 р.

В умовах проектування за наявності даних розрахунку теплової схеми електростанції річна витрата палива по станції визначається за формулою [11, С. 94], т н.п./р.,

$$B_{рік} = \frac{\beta' \cdot D_{рік}^k}{\eta_{ку} \cdot Q_n^p} \cdot \left[(h_{nn} - h_{жв}) + \alpha_{ен} \cdot (h_{ен}'' - h_{ен}') + \frac{\alpha_{np} \cdot (h_k - h_{нс})}{1 - \alpha_{np}} \right] \cdot 10^{-3}, \quad (2.7)$$

де β' – поправковий коефіцієнт, що враховує витрати палива на несталіх режимах (розпалювання котлів і пуск турбін, коливання навантаження), збільшення витрати палива у зв'язку з відхиленням від номінальних умов експлуатації й т.п.), $\beta' > 1$;

$D_{рік}^к$ – річний виробіток пари котельні ТЕС, кг/р.;

$\eta_{ку}$ – ККД котельної установки;

Q_H^p – нижча теплота згоряння палива (приймається для проектного палива за завданням або за довідковими даними), кДж/кг;

h_{np} – ентальпія перегрітої пари на виході з пароперегрівника котла, кДж/кг;

$h_{жв}$ – ентальпія живильної води, кДж/кг;

$\alpha_{вп}$ – доля загального потоку пари, що надходить на вторинний перегрів;

$h'_{вп}$ – ентальпія пари перед вторинним пароперегрівником, кДж/кг;

$h''_{вп}$ – ентальпія пари після вторинного пароперегрівника, кДж/кг;

$\alpha_{пр} = P_{пр}$ – частка продувки котла;

h_k – ентальпія котлової води, кДж/кг.

Річний відпуск пари з котельні визначається за формулою, кг/р.

$$D_{рік} = D_{рік}^m \cdot (1 + \alpha_{вт}) + D_{рік}^p, \quad (2.8)$$

де $D_{рік}^m$ – річна витрата пари на турбіни, кг/р.;

$\alpha_{вт}$ – коефіцієнт, що враховує внутрішньостанційні втрати (виток пари й конденсату), витрата пари на ежектори, пропускання пари через ущільнення турбін;

$D_{рік}^p$ – річний відпуск пари через РОУ, кг/р.

Річна витрата пари на конденсаційні турбіни визначається за формулою, кг/р.,

$$D_{рік}^m = d_e \cdot a \cdot P_n \cdot h_p \cdot n + d_e \cdot (1 - a) \cdot E_{рік}, \quad (2.9)$$

де d_e – питома витрата пари при розрахунковому навантаженні, визначається як частка від розподілу годинної витрати пари, підрахованої за тепловою схемою, на розрахункове навантаження електростанції, кг/(кВт·год);

a – коефіцієнт витрати на холостий хід, що залежить від потужності агрегату й приймається: при $P < 12$ тис. кВт $a = 0,1$; при $P = 25$ тис. кВт $a = 0,08$; при $P = 50$ тис. кВт $a = 0,07$; при $P = 100$ тис. кВт $a = 0,06$; при $P > 250$ тис. кВт $a = 0,05$;

P_n – номінальна потужність турбоагрегату, кВт;

h_p – число фактичної роботи турбоагрегату, може прийматися 7800-8200 год/р.;

n – кількість однотипних агрегатів;

$E_{рік}$ – річний виробіток електроенергії турбоагрегатом, кВт·год/р.

$$E_{рік} = N_y \cdot h_y = P_n \cdot n \cdot h_y. \quad (2.10)$$

За відсутності всіх необхідних даних для обґрунтованого розрахунку витрати палива вона може бути визначена приблизно за *паливними характеристиками* турбін (таблиця 2.1) [14, С. 109]. Вони виражають залежність витрати палива від кількості виробленої електроенергії, технічної характеристики основного устаткування ТЕС, графіка навантаження електростанції і являють собою сполучені характеристики енергоблоків. Для конденсаційних турбін, т у.п./р.

$$B_{рік} = \alpha \cdot h_p + \beta \cdot E_{рік}, \quad (2.11)$$

де α й β – постійні коефіцієнти, що залежать від типу конденсаційної турбіни [2, с. 99];

h_p – тривалість експлуатації, год/р.;

$E_{рік}$ – кількість виробленої електроенергії турбоагрегатом, МВт· год/р.

В умовах проектування за наявності даних розрахунку теплової схеми промислової ТЕЦ річна витрата палива визначається рівнянням (2.5), як і для КЕС.

При перспективному плануванні й проектуванні витрата палива на ТЕЦ на електроенергію й теплоту може так само визначатися за паливними характеристиками, що для теплофікаційних турбін мають вигляд (таблиця 2.1), т у.п./р.

$$B_{рік}^m = \alpha \cdot h_p + \beta \cdot E_{рік} + \gamma_1 \cdot D_m \quad (2.12)$$

і виробничо-теплофікаційних турбін

$$B_{рік}^m = \alpha \cdot h_p + \beta \cdot E_{рік} + \gamma_1 \cdot D_m + \gamma_2 \cdot D_n, \quad (2.13)$$

де α , β , γ_1 , γ_2 – коефіцієнти, характерні для даного типу блоку [14, С. 109];

h_p – річне число годин роботи блоку, год/р.;

$E_{рік}$ – річний виробіток електроенергії блоком, МВт· год/р.;

D_m – річний відпуск пари опалювальних параметрів з відбору турбіни, т/р.;

D_n – те ж, для пари виробничих параметрів, т/р.

Значення D_m , річної витрати пари з відборів на теплове споживання може бути визначений за максимальною годинною витратою пари на ці цілі $D_{ч}^{від}$ й числом годин використання цього максимуму на рік h^m , т/р.,

$$D_m = D_{ч}^{від} \cdot h^m. \quad (2.14)$$

Значення h^m можна оцінити за графіками (рисунок 2.1) [1, С. 96] залежно від кліматичного пояса при різних $\alpha_{2.в.}$ – відношення годинної витрати теплоти на гаряче водопостачання

$Q_{2.в.}$ до максимальної годинної витрати теплоти на опалення й вентиляцію ($\alpha_{2.в.} = Q_{2.в.} / Q_{он}$) й α_m – годинного коефіцієнта теплофікації

$$\alpha_m = \frac{Q_{ч}^{від}}{Q_{ч}^{від} + Q_{ч}^k}, \quad (2.15)$$

Таблиця 2.1 – Приклади паливних характеристик

Тип турбіни	Паливна характеристика, т у.п./р.
А Конденсаційні агрегати	
К-50-90	$B_{рік} = 1,30 \cdot h_p + 0,392 \cdot E_{рік}$
К-100-90	$B_{рік} = 2,76 \cdot h_p + 0,384 \cdot E_{рік}$
К-160-130	$B_{рік} = 3,34 \cdot h_p + 0,350 \cdot E_{рік}$
К-200-130	$B_{рік} = 3,80 \cdot h_p + 0,332 \cdot E_{рік}$
К-200-130	$B_{рік} = 4,00 \cdot h_p + 0,330 \cdot E_{рік}$
К-500-240	$B_{рік} = 5,80 \cdot h_p + 0,323 \cdot E_{рік}$
К-800-240	$B_{рік} = 7,40 \cdot h_p + 0,316 \cdot E_{рік}$
Б Теплофікаційні агрегати	
Т-25-90	$B_{рік}^m = 1,02 \cdot h_p + 0,384 \cdot E_{рік} + 0,039 \cdot D_m$ У т.ч. $B_{m.e.}^m = 0,093 \cdot D_m$
Т-50-90	$B_{рік}^m = 1,90 \cdot h_p + 0,38 \cdot E_{рік} + 0,039 \cdot D_m$ У т.ч. $B_{m.e.}^m = 0,093 \cdot D_m$
Т-50-130	$B_{рік}^m = 1,9 \cdot h_p + 0,352 \cdot E_{рік} + 0,038 \cdot D_m$ У т.ч. $B_{m.e.}^m = 0,093 \cdot D_m$
Т-100-130	$B_{рік}^m = 2,9 \cdot h_p + 0,345 \cdot E_{рік} + 0,0175 \cdot D_m$ У т.ч. $B_{m.e.}^m = 0,093 \cdot D_m$
Т-250-240	$B_{рік}^m = 8,1 \cdot h_p + 0,25 \cdot E_{рік} + 0,051 \cdot D_m$ У т.ч. $B_{m.e.}^m = 0,093 \cdot D_m$
В Виробничо-теплофікаційні агрегати	
ПТ-25-10	$B_{рік}^{nm} = 2,06 \cdot h_p + 0,384 \cdot E_{рік} + 0,0238 \cdot D_m + 0,0476 \cdot D_n$ У т.ч. $B_{m.e.}^{nm} = 0,093 \cdot D_m + 0,102 \cdot D_n$
ПТ-50-90	$B_{рік}^{nm} = 3,18 \cdot h_p + 0,352 \cdot E_{рік} + 0,0347 \cdot D_m + 0,07 \cdot D_n$ У т.ч. $B_{m.e.}^{nm} = 0,093 \cdot D_m + 0,102 \cdot D_n$
ПТ-50-130	$B_{рік}^{nm} = 3,26 \cdot h_p + 0,3343 \cdot E_{рік} + 0,0288 \cdot D_m + 0,0615 \cdot D_n$ У т.ч. $B_{m.e.}^{nm} = 0,093 \cdot D_m + 0,102 \cdot D_n$

Прийняті позначення:

B – витрата умовного палива, т/р.;

$B_{m.e.}$ – витрата умовного палива на відпускання теплоти зовнішнім споживачам, без урахування витрати електроенергії на власні потреби, т/р.;

h_p – тривалість експлуатації, год/р.;

$E_{рик}$ – кількість виробленої електроенергії, (МВт· год) /р.;

D_m, D_n – витрата пари з відборів опалювальних (m) і виробничих (n) параметрів, т/р.

де $Q_{ч}^{від}$ – максимальна годинна витрата теплоти з відборів турбін на основні підігрівники;

$Q_{ч}^k$ – максимальна годинна витрата теплоти на пікові підігрівники або з пікових котлів;

D_n – значення річної витрати пари з виробничих відборів турбін (т/р.) задається за умовами теплопостачання виробничих споживачів.

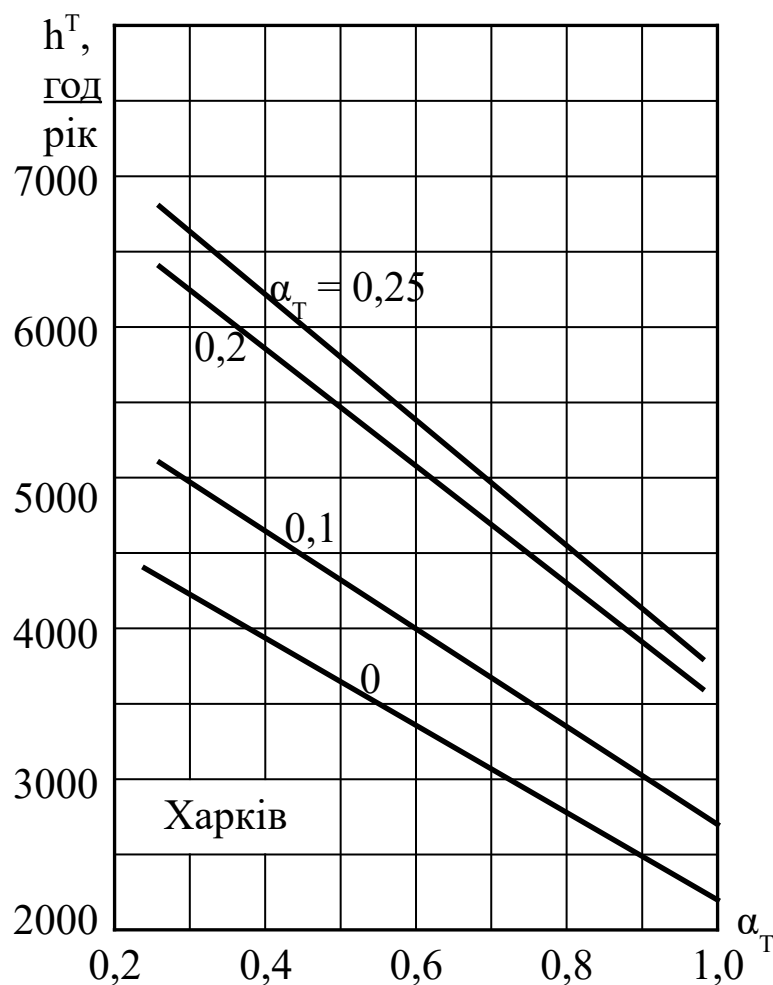


Рисунок 2.1 – Залежність річного числа годин використання максимуму відпуску теплоти від турбіни h^m від розрахункового коефіцієнта теплофікації α_m при різній частці витрати теплоти на гаряче водопостачання $\alpha_{г.в.}$ [14]

Знаючи тип і кількість турбоагрегатів, визначають річну витрату палива на КЕС, т у.п./р.,

$$B_{рік}^{КЕС} = n \cdot B_{рік}, \quad (2.16)$$

де n – число конденсаційних турбін;

$$B_{рік}^{ТЕЦ} = n_m \cdot B_{рік}^m + n_{nm} \cdot B_{рік}^{nm}, \quad (2.17)$$

де n_m , n_{nm} – кількість теплофікаційних і виробничо-теплофікаційних турбін на ТЕЦ.

2.3 Амортизаційні відрахування

Величина річних амортизаційних відрахувань ТЕС або котелень визначається за встановленими нормами амортизації на відновлення основних фондів (на реновацію) для різних елементів основних виробничих фондів (устаткування, спорудження, будівель та ін.) і первісної вартості цих фондів K_i , грн/р.,

$$I_a = \sum H_{ai} \cdot K_i, \quad (2.18)$$

де K_i – середня балансова вартість і-того елемента фондів;

H_{ai} – норма амортизаційних відрахувань на реновацію і-того елемента фондів.

При розрахунках собівартості основні виробничі фонди можна розділити на шість укрупнених груп:

- 1) вартість будівель і споруджень ТЕС;

- 2) вартість устаткування й котельних установок;
- 3) вартість парових турбоагрегатів;
- 4) вартість устаткування допоміжного силового тепломеханічного, силового електротехнічного й розподільного пристроїв;
- 5) вартість устаткування АСУ ТП;
- 6) вартість спеціального устаткування сіркоочисних установок і азотоочищення.

Відповідно до змін до Закону України «Про оподаткування прибутку підприємства» від 24.12.2002 р. з 1 січня 2004 р. основні фонди підприємств об'єднані в чотири групи [1, С. 38]:

- група 1 – будівлі, спорудження, їхні структурні компоненти й передатні пристрої;
- група 2 – транспортні засоби, офісне устаткування, побутові електромеханічні прилади й інструменти;
- група 3 – інші основні фонди, що не ввійшли в групи 1, 2, 4;
- група 4 – ЕОМ, інформаційні системи, телефони, радіостанції й ін.

Норми амортизаційних відрахувань у відсотках від балансової вартості кожної з груп основних фондів на початок звітного періоду встановлені в такому розмірі з 1.01.2004 р.:

- 1-а група – 2 %;
- 2-а група – 10 %;
- 3-я група – 6 %;
- 4-а група – 15 %.

При укрупнених розрахунках застосовується середньозважена норма амортизації для всієї ТЕС або котельні H_a , 1/р.

$$H_a = \frac{H_a^1 \cdot K_1 + H_a^2 \cdot K_2 + \dots + H_a^i \cdot K_i}{K_1 + K_2 + \dots + K_i}, \quad (2.19)$$

де K_1, K_2, \dots, K_i – вартість кожної групи фондів;

$H_{a1}, H_{a2}, \dots, H_{ai}$ – норма амортизаційних відрахувань по групах фондів.

Тоді річні амортизаційні відрахування дорівнюватимуть, грн/р.,

$$I_a = H_a \cdot K, \quad (2.20)$$

де K – капітальні витрати на спорудження;

H_a – середньозважена норма амортизаційних відрахувань на повне відновлення основних фондів 1/р.

У Росії для ТЕС $H_a=3...4\%$ [3] В Україні для ТЕЦ – 3 %.

2.4 Заробітна плата

Заробітна плата з нарахуваннями на соціальне страхування містить зарплату тільки промислово-виробничого персоналу за винятком персоналу допоміжних цехів і служб. Розраховується на підставі штатного розкладу, на базі якого визначається фонд заробітної плати. Додаткова зарплата містить в основному премії й оплату відпусток.

Витрати на заробітну плату можуть бути приблизно визначені за формулою, грн/р.,

$$I_{zn} = n_e \cdot \Phi, \quad (2.21)$$

де Φ – середньорічна заробітна плата одного працюючого на електростанції з нарахуваннями на соціальне страхування, грн/(чол·р.);

n_e – кількість експлуатаційного персоналу електростанції. Визначається або за нормативними матеріалами для ТЕС, або за штатним коефіцієнтом, тобто кількістю експлуатаційного персоналу, що доводиться на одиницю потужності.

$$\text{Для електростанції} \quad \bar{n}_e = \frac{n_e}{N_{вп}} \quad \text{чол/МВт.} \quad (2.22)$$

$$\text{Для котельні} \quad \bar{n}_e = \frac{n_e}{Q_{год}} \quad \text{чол/МВт.} \quad (2.23)$$

Значення \bar{n}_e наведені в таблиці 2.2 [2, С. 104].

Величина, зворотна штатному коефіцієнту, називається коефіцієнтом обслуговування одиниці встановленої потужності N_{en} МВт або теплової продуктивності $Q_{год}$ Гкал/год (ГДж/год).

Таблиця 2.2 - Питома чисельність промислово-виробничого персоналу ТЕС [14]

Склад устаткування ТЕС	Питома чисельність персоналу, чол/МВт			
	разом	експлуатаційного		ремонтного
		разом	без адміністративно-управлінського	
КЕС				
4×К-300	1,03/0,89	0,39/0,29	0,34/0,25	0,64/0,60
4×К-500	0,74	0,26	0,23	0,48
4×К-800	0,56/0,47	0,19/0,14	0,17/0,12	0,36/0,33
4×К-1200	-/0,38	-/0,1	-/0,09	-/0,28
6×К-200	1,13/1,01	0,49/0,37	0,4/0,31	0,67/0,64
6×К-300	0,88/0,75	0,31/0,23	0,27/0,20	0,67/0,64
6×К-500	0,64	0,23	0,20	0,57/0,52
6×К-800	0,47/0,40	0,15/0,11	0,13/0,10	0,41
6×К-1200	-/0,33	-/0,09	-/0,08	0,32/0,29
				-/0,24
ТЕЦ				
ПТ-60-130+2×Т-100/120-130	1,96/1,59	0,92/0,73	0,83/0,64	1,04/0,86
4×Т-175/210-130	1,30	0,62	0,52	0,68
4×Т-180/215-130	-/1,00	-/0,46	-/0,37	-/0,54
4×Т-250/300-240	-/0,87	-/0,36	-/0,30	-/0,51

Примітка – чисельник – при використанні твердого палива, знаменник – газоподібного

2.5 Поточний ремонт

Витрати на нього входять у статтю калькуляції «Витрати на утримання і експлуатацію устаткування». Сюди включаються всі витрати на поточний ремонт основних фондів (будівель, споруджень, устаткування), вартість матеріалів для ремонту, використовуваних запасних частин, зарплата основна й додаткова з нарахуваннями ремонтного персоналу, вартість послуг ремонтних організацій, своїх допоміжних виробництв та ін.

Раніше ця стаття була самостійна й приблизно розраховувалася у відсотках від амортизаційних відрахувань (10-20 %, менша величина для потужних ТЕС) або від величини затарт на капітальний ремонт [3, С. 105], грн/р.,

$$I_{np} = (0,1 \dots 0,2) \cdot I_a,$$

або

$$I_{np} = \alpha_{np} \cdot I_{кр} = \alpha_{np} \cdot \Phi_{он} \cdot \frac{H_a^{кр}}{100}, \quad (2.24)$$

де α_{np} – витрати на поточний ремонт у частках від витрат на капітальний ремонт: для КЕС із енергоблоками 300, 500 і 800 МВт, а також ТЕЦ на закритичні параметри $\alpha_{np}=0,3$, для інших ТЕС – 0,4...0,45;

$I_{кр}$ – річні витрати на капітальний ремонт;

$H_a^{кр}$ – норма амортизації на капітальний ремонт (для КЕС – 4 %, для ТЕЦ – 4,3 %);

$\Phi_{он}$ – середньорічна балансова вартість основних виробничих фондів.

2.6 Вода на технологічні потреби

За цією статтею враховуються витрати на воду, що витрачається на живлення котлів, гідрозоловидалення й золовловлення (по котельному цеху), для системи циркуляційного водопостачання (по турбінному цеху), для підживлення системи теплофікації й відпускання гарячої води (по теплофікаційному відділенню), для охолодження генераторів і трансформаторів (по електроцеху) [2, С. 102].

При розрахунку плати за воду на ТЕС ураховують річну кількість води зворотної $W_{\text{в}}$ (при прямоточній системі водопостачання води для охолодження конденсаторів турбін) і безповоротно втраченої в технологічній схемі ТЕС - $W_{\text{без}}$, грн/р.,

$$I_{\text{в}} = W_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}^{\text{в}} + W_{\text{без}} \cdot C_{\text{без}}^{\text{в}}, \quad (2.25)$$

де $C_{\text{в}}^{\text{в}}$, $C_{\text{без}}^{\text{в}}$ – плата за 1 м³ води зворотного й безповоротного водоспоживання за тарифом на воду конкретної водогосподарчої системи, грн/м³ (установлюється адміністрацією області).

Для КЕС і ТЕЦ із закритою схемою водопостачання складова витрат на воду в укрупнених розрахунках приймається 0,04÷0,1 від суми ($I_{\text{а}} + I_{\text{зн}}$) залежно від вартості води (у середньому 0,07).

2.7 Інші витрати

До них належать загальностанційні витрати, оплата послуг сторонніх організацій, витрати з охорони праці й техніки безпеки, витрати по аналізах води, палива й випробуванням устаткування, вартість втрат палива на складах у межах норм та ін.

До загальностанційних належать витрати з управління й обслуговування електростанції (зарплата адміністративно-управлінського персоналу, податків, зборів, витрат з охорони підприємства, з утримання загальновиробничих підприємств і т.п.).

До загальностанційних витрат відносять також так називані непродуктивні витрати – плата за перепростій вагонів з паливом та ін.

Оскільки витрати на паливо, амортизацію, поточний ремонт і зарплату становлять переважну частину собівартості енергії на ТЕС, то для наближених розрахунків можна всі інші витрати (покупна вода й матеріали, послуги допоміжних виробництв, інші й загальностанційні витрати тощо) об'єднати в одну статтю «Інші витрати». Розмір їх залежить від потужності електростанції й чисельності персоналу й можуть бути приблизно визначені за формулою, грн/р.,

$$I_{\text{інш}} = (0,2 \dots 0,3) \cdot (I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{пр}}). \quad (2.26)$$

2.8 Собівартість виробленої електроенергії

Собівартість виробленої на ТЕС електроенергії $E_{\text{рік}}$, к./(кВт·год),

$$I_e^{\text{вир}} = \frac{\Sigma I \cdot 10^2}{E_{\text{рік}}}. \quad (2.27)$$

де ΣI – сумарні річні витрати на ТЕС,

$$\Sigma I = I_{\text{нг}} + I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{пр}} + I_v + I_{\text{інш}}, \text{ грн/р.}$$

2.9 Собівартість відпущеної електроенергії

Витрати на електроенергію, що споживається на *власні потреби*, як самостійний елемент витрат не розраховується. Вони враховуються при визначенні собівартості відпущеного з шин електростанції 1 кВт·год. Для цього необхідно знати кількість електроенергії, витраченої на власні потреби електростанції $E_{\text{в.п.}}$.

При складанні проектної калькуляції вона може бути визначена за укрупненими показниками, що враховує вплив на $E_{\text{в.п.}}$ таких факторів, як тип станції (КЕС або ТЕЦ), вид і

калорійність палива, спосіб його спалювання, початкові параметри пари, система золо- і шлаковидалення й ін.

Витрати електроенергії на власні потреби КЕС приблизно можуть бути визначені за формулою, МВт·год/р.,

$$E_{ен}^{КЭС} = E_{ц} + E_{н.н} + E_{ж.н} + E_{тд} + E_{г.з} + E_{інш.} \quad (2.28)$$

Витрата електроенергії на *циркуляційні насоси*, МВт·год/р.,

$$E_{ц} = \bar{E}_{ц} \cdot E_{рік}^E \cdot 10^{-2}, \quad (2.29)$$

де $E_{рік}^E$ – річний виробіток електроенергії на КЕС і ТЕЦ, МВт·год/р.;

$\bar{E}_{ц}$ – питома витрата електроенергії, приймається 0,5...0,8 % від річного виробітку.

Витрата електроенергії на *паливоприготування*, МВт·год/р.,

$$E_{н.н.} = \bar{E}_{н.н.} \cdot \frac{B_{рік} \cdot 7}{Q_n^p} \cdot 10^{-3}, \quad (2.30)$$

де $B_{рік}$ – річна витрата палива на ТЕС, т у.п. /р.;

$\bar{E}_{н.н.}$ – питома витрата електроенергії на *паливоприготування*, кВт·год/т н.п.

Значення $\bar{E}_{н.н.}$ залежить від виду палива, кВт·год/т н.п.: АШ – 35...40; кам'яне вугілля – 25...28; буре вугілля – 11...17; торф – 5...6; мазут – 3,5...3,6; газ – 0.

Витрата електроенергії на *живильні електронасоси*, МВт·год/р.,

$$E_{ж.н.} = \bar{E}_{ж.н.} \cdot \Sigma D_{год}^{кот} \cdot h_{вн} \cdot 10^{-3}, \quad (2.31)$$

де $\Sigma D_{год}^{кот}$ – сумарна паропроductивність котельні ТЕС, т/год;

$h_{вн}$ – річне число годин використання встановленої потужності, год/р.;

$\bar{E}_{ж.н}$ – питома витрата електроенергії на тонну виробленої пари, що залежить від тиску пари, кВт·год/т.

При 10 МПа – 5,5...7,0; при 14 МПа – 7,2...7,6; при 250 МПа – 7,7...8,0.

Витрата електроенергії на *тягодуттєві пристрої*, МВт·год/р.,

$$E_{тд} = \bar{E}_{тд} \cdot \Sigma D_{год}^{кот} \cdot h_{вн} \cdot 10^{-3}, \quad (2.32)$$

де $\bar{E}_{т.д}$ – питома витрата електроенергії на тонну виробленої пари, що залежить від виду прийнятого палива, кВт·год/т пари.

Для АШ – 4,5...6,0; кам'яне вугілля – 4,6...6,2; буре вугілля – 4,3...5,5; торф – 4,0; мазут – 3,3...4,0; газ – 3,0...4,3 кВт·год/т пари.

Витрата електроенергії на *гідрозоловидалення*, МВт·год/р.,

$$E_{2.3} = \bar{E}_{2.3} \cdot E_{рік} \cdot 10^{-2}, \quad (2.33)$$

де $\bar{E}_{2.3}$ – питома витрата електроенергії, у відсотках від річного виробітку, що залежить від виду палива.

Для АШ – 0,08...0,14; кам'яне вугілля – 0,08...0,13; буре вугілля – 0,04...0,14 %.

Інші витрати електроенергії на власні потреби, МВт·год/р.,

$$E_{інш} = \bar{E}_{інш} \cdot E_{рік} \cdot 10^{-2}, \quad (2.34)$$

де $\bar{E}_{інш}$ – питома витрата електроенергії у відсотках від річного виробітку. Приймається рівним 0,4...1,0 %.

При розрахунку витрати електроенергії на власні потреби ТЕЦ додатково визначають витрату електроенергії на мережні насоси – E_m .

Тоді

$$E_{ен}^{ТЕЦ} = E_{ц} + E_{п.п} + E_{жс.н} + E_{т\partial} + E_{г.з} + E_{інш.} + E_M, \text{ МВт}\cdot\text{год/р.} \quad (2.35)$$

Розрахунок E_M виконують за формулою, МВт·год/р.,

$$E_M = \bar{E}_M \cdot Q_m, \quad (2.36)$$

де Q_m – річне відпускання теплоти на опалення, вентиляцію й гаряче водопостачання з відборів турбін, ГДж/р.;

\bar{E}_M – питома витрата електроенергії, кВт/ГДж.

Приймається рівним 2,4...3,6 кВт·год/ГДж.

Приблизна структура витрат електроенергії на власні потреби ТЕС наведена в таблиці 2.3.

Одержавши за формулами (2.23) і (2.30) сумарні витрати електроенергії на власні потреби, визначають коефіцієнт власних потреб ТЕС, %,

$$K_{ен} = \frac{E_{ен}}{E_{рік}} \cdot 100. \quad (2.37)$$

Таблиця 2.3 – Розподіл витрати електроенергії на власні потреби ТЕС, %

Стаття витрати	ТЕЦ		КЕС	
	$P_0=9$ МПа	$P_0=13$ МПа	$P_0=2,9$ МПа	$P_0=24$ МПа
Тяга й дуття	17,4	18,5	25,0	15,0
Живильні насоси	36,4	48,5	15,5	56,0
Насоси мережні	22,2	13,3	-	-
Пилоготування	8,6	Газ	22,0	Газ
Гідрозоловидалення	1,8	Газ	4,8	Газ
Циркуляційні насоси	7,7	13,6	22,6	20
Інші	5,9	6,1	10,1	9,0

Отримані $K_{ен}$ порівнюють із їхніми практичними значеннями, що залежать від типу ТЕС і виду палива [2, С. 108].

Наприклад, для КЕС із енергоблоками К-300-240 він дорівнює на твердому паливі – 3,8 %, на газі, мазуті – 2,5 %; для

КЕС із енергоблоками К-800-240 на твердому паливі – 3,9 %; на газі, мазуті – 2,2 %.

Для ТЕЦ при $P_0 = 3,5 \div 9,0$ МПа – $K_{ен} = 7 \div 8,5$ %;
 при спалюванні вугілля $P_0 = 13 \div 24$ МПа – $K_{ен} = 9 \div 11$ %;
 при спалюванні мазуту $P_0 = 3,5 \div 9,0$ МПа – $K_{ен} = 6 \div 8$ %;
 при $P_0 = 13 \div 24$ МПа – $K_{ен} = 8,5 \div 10,5$ %.

Для Зміївської КЕС при роботі на вугіллі в цілому $K_{ен} = 9,95$ %.

Для Харківської ТЕЦ-5 при роботі на газі $K_{ен} = 8,6 \dots 9,1$ %.
 Тоді собівартість відпущеної електроенергії, к./(кВт·год),

$$\overline{I_e^{відп}} = \frac{\Sigma I}{E_{рік}^E \cdot \left(1 - \frac{K_{ен}}{100}\right)}. \quad (2.38)$$

2.10 Структура собівартості енергії

Для аналізу ефективності вироблення електроенергії на КЕС і розроблення шляхів її зменшення дуже важливою є структура витрат у собівартості енергії. Тому визначають частку кожного виду витрат у загальній собівартості, тобто, наприклад, для витрат на паливо

$$\overline{I_n} = \frac{I_n}{\Sigma I} \cdot 100\%.$$

Співвідношення цих витрат залежать від типу електростанції, від виду й ціни палива.

Паливна складова практично становить більшу частину в собівартості енергії.

2.11 Експлуатаційна економічна характеристика ТЕС

Величина собівартості одиниці електричної енергії залежить від ступеня використання встановленої потужності

електростанції, що характеризується *числом годин використання* встановленої потужності h_{en} , що залежить від графіка завантаження ТЕС.

Залежність собівартості одиниці енергії від h_{en} і називається *експлуатаційною економічною характеристикою ТЕС*.

Вона має істотне значення для аналізу змін річних експлуатаційних витрат і собівартості електроенергії залежно від режиму роботи енергетичної установки.

В основі економічних характеристик лежить розподіл витрат у собівартості енергії на *умовно-постійні* й *умовно-змінні* витрати.

До умовно-постійних витрат на ТЕС належать: витрати палива на холостий хід, заробітна плата експлуатаційного персоналу, амортизаційні відрахування, витрати на поточний ремонт. Частка цих витрат у собівартості залежить від вартості палива й режиму роботи електростанції й може бути ~25 %.

До умовно-змінних витрат належать витрати, пов'язані з використанням палива без витрати його на холостий хід.

Сумарні річні витрати на виробіток енергії, грн/р.,

$$I = I_n + I_{зм}, \quad (2.39)$$

де I_n – постійна частина річних витрат, грн/р.;

$$I_n = \bar{I}_n \cdot N_{en}, \quad (2.40)$$

де \bar{I}_n – питомі постійні витрати, грн/кВт;

N_{en} – встановлена потужність ТЕС, кВт;

$I_{зм}$ – змінна частина річних витрат, грн/р.

$$I_{зм} = \bar{I}_{зм} \cdot h_{en} \cdot N_{en}, \quad (2.41)$$

де $\bar{I}_{зм}$ – питомі змінні витрати, грн/(кВт·год).

Для побудови й аналізу економічної характеристики ТЕС необхідно встановити залежність окремих складових собівартості від $h_{ен}$.

Нижче розглядається характер деяких цих залежностей для конденсаційної електростанції.

Паливна складова собівартості електричної енергії, к./(кВт·год),

$$\bar{I}_n = b_e \cdot \Pi_n \cdot 10^{-2}, \quad (2.42)$$

де Π_n – ціна палива, що від графіка навантаження КЕС не залежить, грн/г у.п.;

b_e – питома витрата палива, що перебуває в прямої залежності від режиму роботи електростанції, г у.п. / (кВт·год).

Використовуючи паливну характеристику для конденсаційних турбін КЕС

$$B_{рік}^E = \alpha \cdot h_p + \beta \cdot E_{рік}, \quad (2.43)$$

одержимо питому витрату палива на виробіток електроенергії з урахуванням коефіцієнта власних потреб ТЕС – $K_{ен}$

$$b_e = \frac{B_{рік}^{КЕС}}{N_{ен} \cdot h_{ен} \cdot \left(1 - \frac{K_{ен}}{100}\right)} = \frac{\alpha \cdot h_p}{N_{ен} \cdot h_{ен} \cdot \left(1 - \frac{K_{ен}}{100}\right)} + \frac{\beta \cdot E_{рік}}{N_{ен} \cdot h_{ен} \cdot \left(1 - \frac{K_{ен}}{100}\right)} = \frac{\alpha'}{h_{ен}} + \beta'. \quad (2.44)$$

Перший доданок відображує витрату палива на холостий хід турбін. Отже, зі збільшенням навантаження ТЕС знижується частка витрати палива на холостий хід агрегатів. Чим більше $h_{ен}$, тим за інших рівних умов нижче $b_{e.e.}$, тобто тим нижче паливна складова в собівартості енергії.

Складова собівартості 1 кВт·год за заробітною платою

$$\bar{I}_e^{zn} = \frac{I_{zn}}{N_{ен} \cdot h_{ен} \cdot \left(1 - \frac{K_{ен}}{100}\right)} = \frac{\Phi \cdot \bar{n} \cdot I_{zn}}{N_{ен} \cdot h_{ен} \cdot \left(1 - \frac{K_{ен}}{100}\right)}, \quad (2.45)$$

де \bar{n} – штатний коефіцієнт, тобто кількість експлуатаційного персоналу на одиницю встановленої потужності КЕС, чол./ (тис. кВт) або чол/МВт.

Оскільки середньорічний фонд заробітної плати працівника Φ (грн/(чол. р.) і кількість персоналу $n = \bar{n} \cdot N_{en}$ від кількості вироблюваної електроенергії $E_{рик}$ в основному не залежить, то очевидно чим більше h_{en} , тим нижче собівартість енергії.

Виконавши аналогічний аналіз залежностей інших основних складових собівартості електроенергії на ТЕС (амортизаційні відрахування, витрати на поточний ремонт та інші витрати), можна побудувати залежність $\bar{I}_e = f(h_{en})$ – експлуатаційну економічну характеристику для КЭС. Вона являє собою для КЕС гіперболу: чим більше h_{en} КЕС, тим нижче собівартість електроенергії, тому що з підвищенням використання виробничої потужності в собівартості одиниці енергії 1 кВт·год знижується питома вага умовно-постійних витрат, оскільки їхня сумарна величина постійна, що не залежить від кількості вироблюваної електроенергії (рисунок 2.2) [14].

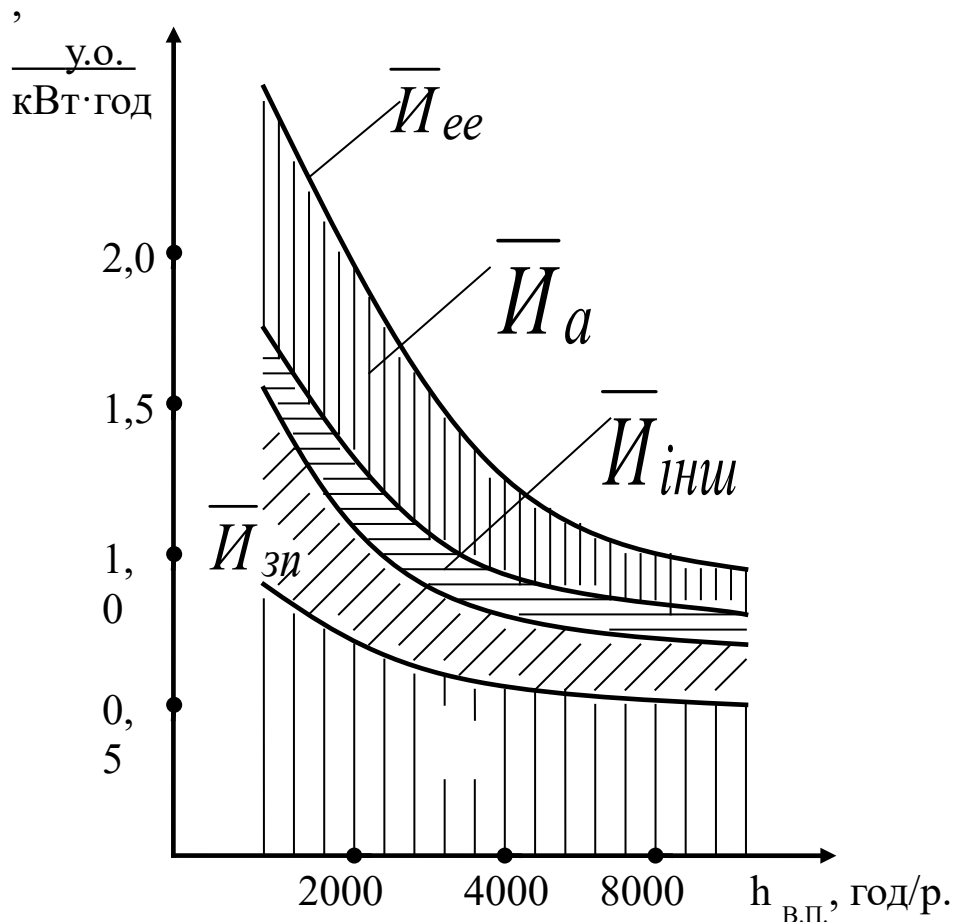


Рисунок 2.2 – Експлуатаційна економічна характеристика електростанції з двома турбінами К-100-90 при вартості палива 12 у.о.

Тому на одній і тій же КЕС при різних режимах її використання собівартість електроенергії буде різною. При роботі КЕС у базовій частині графіка навантаження енергосистеми із приблизно повним постійним навантаженням (з більшим значенням $h_{ен}$) собівартість електроенергії буде нижче, ніж при роботі в піковій частині графіка, тобто зі змінним навантаженням протягом доби.

Збільшення числа годин використання встановленої потужності КЕС із метою зниження собівартості електроенергії обмежується особливостями режиму споживання електроенергії, видом використовуваного палива, забезпеченням необхідного резерву потужності в енергосистемі (аварійного,

навантажувального, ремонтного, народногосподарського) резервів. Оптимальною величиною резервів потужності вважалося його значення ~13-15 %, мінімальною – 6 %, у деяких країнах – до 30 %. Число годин роботи встановленої потужності ТЕС: 1960 р. – 6013; 1970 – 5423; 1980 – 5692; 1985 – 5500; 1990 – 5260; ТЕЦ-5 в 2002 р. – 6400 год/р.

На відміну від КЕС на ТЕЦ питома витрата палива залежить не тільки від числа годин використання встановленої потужності $h_{ен}$, але й від ступеня використання теплофікаційної потужності, що характеризується значенням *теплоелектричного коефіцієнта* x_m – частки виробітку електроенергії на тепловому споживанні.

Тому для ТЕЦ економічна експлуатаційна характеристика може бути представлена або у вигляді залежності собівартості 1 кВт·год від $h_{ен}$ при $x_m = const$, тобто $\overline{I}_{ee} = f(h_{ен})$, або у вигляді залежності собівартості 1 кВт·год від x_m при $h_{ен} = const$, тобто у вигляді $\overline{I}_{ee} = f(x_m)$ [14, С. 150].

Методика [29] рекомендує приймати питомі витрати палива на відпущену електроенергію за теплофікаційним циклом залежно від тиску свіжої пари турбіни й виду палива, що спалюється, у таких межах (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4

Тиск свіжої пари турбіни, МПа	Питома витрата палива, b_e , г у.п./кВт·год	
	газ або мазут	тверде паливо
24,0	151	159
13,0	156	164
9,0	162	171
4,0 і менше	165	175

Питомі витрати палива в Україні в 2005 р. на виробіток електроенергії склали 378,9 г у.п./кВт·год, на виробітку теплоти – 162,3 кг у.п./Гкал. За прогнозами, вони будуть відповідно 345,7 г у.п./кВт·год, 153,5 кг у.п./Гкал.

2.12 Собівартість передачі й розподілу електроенергії

У розрахунках економічних показників передачі електроенергії розрізняють собівартість її транспорту за однією конкретною лінією електропередачі (ВЛ – високовольтна лінія) і собівартість розподілу енергії в мережних підприємствах – ПЕС.

Річні витрати з передачі електроенергії по ВЛ являють собою суму витрат на амортизацію I_a , експлуатаційне обслуговування $I_{екс}$ і вартість втрат електроенергії у ВЛ – $I_{вт}$:

$$I_{зм} = I_a + I_{екс} + I_{вт}. \quad (2.46)$$

Основною складовою витрат є амортизаційні відрахування. Частка їх збільшується зі зростанням напруги лінії електропередачі.

Для довідки можна навести дані 1984 р. Для кабельних мереж 6-10 кВ частка амортизаційних відрахувань становила 55-56 %, для повітряних мереж 35-220 кВ – 60-70 %, для мереж більше високої напруги – вище 70% [15, С. 176].

Витрати на експлуатаційне обслуговування підприємствами електричної мережі (ПЕС)

$$I_c = I_{ам} + I_{зн} + I_{пр} + I_m + I_n + I_{ос} + I_{інш}, \quad (2.47)$$

де $I_{зн}$ – витрати по основній і додатковій зарплаті експлуатаційного персоналу мережних ділянок і служб;

$I_{пр}$ – витрати на поточний ремонт, поєднують витрати на заробітну плату ремонтного персоналу, вартість матеріалів і запасних частин та ін.;

I_m – витрати на допоміжні матеріали (трансформаторне масло й масло для вимикачів на мастильні, прокладні та інші матеріали);

I_n – витрати на послуги, поєднують витрати з оплати робіт, виконуваних своїми допоміжними службами (перевезення матеріалів, випробування устаткування, сушіння масел тощо);

I_{oc} , $I_{инш}$ – загальносітьові та інші витрати, що включають складові, аналогічні ТЕС і включають в основному витрати з управління ПЕС, утримання й амортизації основних фондів суспільного призначення.

Вартість втрат енергії в калькуляції собівартості передачі електроенергії не виділяється окремою статтею, а враховується побічно шляхом віднесення витрат виробництва по мережі до кількості енергії, корисно відпущеної споживачам.

Тоді собівартість передачі й розподілу електроенергії визначається за формулою, к./(кВт·год),

$$I_{пер} = \frac{I_c}{E_{сн}} = \frac{I_c}{E_{відп} - E_{вт}}, \quad (2.48)$$

де $E_{сн}$ – корисне відпускання електроенергії споживачеві;

$E_{відп}$ – кількість електроенергії, відпущеної із шин електростанції;

$E_{вт}$ – втрати електроенергії в мережах.

2.13 Повна собівартість енергії на ТЕС

В умовах органічно єдиного процесу виробництва електроенергії на електростанціях, передачі й розподілу електроенергії в енергетичних системах вирішальне значення має показник повної собівартості енергії.

Вона являє собою сукупність таких витрат, грн/р.:

а) з виробництва енергії на електростанціях, що входять в енергосистему – $\Sigma I_{ес}$;

б) з оплати покупної електроенергії $\Sigma I_{нок}$, одержуваної від паралельно працюючих енергосистем і промислових електростанцій (блоків-станцій);

в) з передачі й розподілу електроенергії $\Sigma I_{н.р.е.}$ (витрати електромережних пристроїв);

г) суспільні невиробничі витрати (заробітна плата адміністративно-управлінського персоналу енергосистеми, витрати допоміжних підприємств тощо) – ΣI_c .

Тоді середня повна собівартість відпущеного споживачам 1 кВт·год, к./(кВт·год),

$$\overline{I}_e^{від} = \frac{\Sigma I_{ec} + \Sigma I_{нок} + \Sigma I_{n.p.c.} + \Sigma I_c}{\left(\Sigma E_{ec}^{відп} + \Sigma E_3 \right) \cdot \left(1 - \frac{K_{вт}}{100} \right)}, \quad (2.49)$$

де $\Sigma E_{ec}^{відп}$ – кількість електроенергії, відпущеної із шин електростанцій енергосистеми, МВт·год;

ΣE_3 – кількість покупної електроенергії, МВт·год;

$K_{вт}$ – коефіцієнт втрат в електричних мережах, %.

Втрати електроенергії на її транспортування в Україні в 2005 р. склали 14,15 %, за прогнозами, до 2030 р. вони знизяться до 8 %.

Рівень і структура повної собівартості електроенергії в енергосистемах залежать в основному від таких факторів:

а) обсяг споживання енергії й графік електричного навантаження енергосистеми (питома вага електроємних виробництв, побутових споживачів). В 2005 р. споживання електроенергії промисловістю склало 60,4 %, населенням – 17,41 %, прогноз споживання в 2030 р. відповідно 46,7 % і 25, %.

б) структура потужностей, що генерують, і одиничні потужності турбін, котлів, початкових параметрів пари й ін.

Структура потужностей, що генерують, в Україні склала в 2005 р.: ТЕС – 64,4 %; АЕС – 25,5 %; ГЕС і ГАЕС – 9 %. Прогнози її зміни до 2030 р.: ТЕС – 52,4 %; АЕС – 33,3 %; ГАЕС і ГЕС – 11,9 %.

в) структура паливного балансу електростанцій, рівень відпускних цін на паливо, витрати на його транспортування.

Структура витрати палива електростанціями на вироблення електричної й теплової енергії в Україні склала в 2005 р.: вугілля – 42 %, газ – 29 %, гідро- і нетрадиційні ресурси – 3,9 %.

Прогноз його зміни до 2030 р.: вугілля – 41 %; уран – 48 %, газ – 6,9 %; гідро- й ін. джерела – 4,5 %.

Значний вплив на собівартість теплової й електричної енергії робить зміна цін на паливо, оскільки в їхній собівартості це основна частка витрат.

Середня ціна 1 т товарного вугілля в 2005 р. становила 217,67 грн. Середньорічна ціна на природний газ для промислових споживачів в 2004 р. становила 312,6 грн за 1 тис. м³, без урахування тарифів на його транспортування і ПДВ. Більш детально питання про ціни на газ та інші енергоносії розглядаються в лекції про ціноутворення й тарифи в енергетиці;

г) частка покупної електроенергії й рівень розрахункових цін на неї; оптова ринкова ціна, за якою здійснюється купівля електроенергії на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) енергопостачальними компаніями, формується на основі середньозваженої закупівельної ціни у виробників (ТЕС, АЕС, ГЕС, ГАЕС, ВЕС).

2.14 Шляхи зниження собівартості енергії на ТЕС

Величина собівартості одиниці електричної енергії (1кВт·год) залежить від ступеня використання встановленої потужності ТЕС – числа годин роботи встановленої потужності $h_{\text{ен}}$. Ця залежність у вигляді експлуатаційної економічної характеристики була розглянута раніше (п. 2.11).

На характер її зміни впливає зміна при зростанні обсягу виробництва кожного елемента витрат, віднесених до умовно-постійних і умовно-змінних.

При зниженні обсягу виробництва частка витрат на *амортизацію* в структурі виробництва зростає й при простій устаткування вони впливають на збиток підприємства.

Ремонтне обслуговування основних виробничих фондів ведеться за графіками планово-попереджувальних ремонтів, воно так само незалежно від ступеня використання устаткування. Річні

витрати на ремонт постійні, не залежать від обсягу виробництва.

Інші (*загальностанційні*) витрати практично мало або зовсім не залежать від виробітку електроенергії, можливий тільки збільшення преміальної частини адміністративно-управлінського персоналу.

Зі збільшенням загальної потужності електростанції й одиначної потужності встановлених на них агрегатів значно (у межах в 2 рази) знижується собівартість 1 кВт·год, при цьому змінюється також структура собівартості енергії.

Значно здешевлює виробництво електроенергії перехід до більш високих початкових параметрів пари незважаючи на більш високу вартість матеріалів для виготовлення устаткування ТЕС за рахунок значного збільшення ККД котлів і турбін, а значить зменшення витрати дорогого палива. Перехід до більш потужного й економічного основного устаткування означає зниження питомої витрати палива, штатного коефіцієнта і питомих капіталовкладень, а значить і зниження питомих витрат на паливо, амортизацію й заробітну плату.

В умовах експлуатації основними шляхами зниження виробництва електроенергії на ТЕС є:

- оптимізація режимів роботи ТЕС в енергосистемі й основного їхнього устаткуванні на самій станції, завантаження їх з урахуванням рівності відносних приростів обладнання й станцій у цілому;
- більш повне завантаження відборів турбін ТЕЦ, оскільки робота теплофікаційних турбін за конденсаційним режимом, нерозрахунковим для них режимом, призводить до перевитрати палива на самій ТЕЦ і в енергосистемі в цілому;
- розвиток комбінування в енергетиці, модернізація устаткування, підвищення надійності його роботи;
- впровадження принципів наукової організації праці й виробництва; підвищення продуктивності праці;
- більш широке впровадження засобів автоматизації.

3 РОЗРАХУНОК СОБІВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ Й ТЕПЛОТИ НА ТЕЦ

3.1 Проблема розподілення витрат у комплексному виробництві

При комплексному виробництві підприємство випускає кілька видів продукції. Наприклад, на ТЕЦ одночасно виробляються електроенергія, теплота, стиснене повітря й ін. У мартенівській печі з котлом-утилізатором витрати палива йдуть як на виробництво сталі, так і теплоти. Такі ж проблеми виникають у виробництві з поділення повітря (одержання кисню, азоту й інших газів), на нафтопереробних заводах (одержання світлих нафтопродуктів, мастил, мазуту й ін.) тощо.

Загальні сумарні витрати комплексного виробництва повинні розподілятися тільки між тими видами продукції, що мають певну споживчу вартість. Причому перелік їх може змінюватися з розвитком науки й техніки. Наприклад, до розвитку теплофікації теплота пари, що відробила у турбіні, вважалася відходами, тепер же це основа централізованого комбінованого теплопостачання.

3.2 Особливості калькуляції собівартості енергії на ТЕЦ

На відміну від КЕС, що виробляє тільки електроенергію, на ТЕЦ виробляється одночасно (комбінування) електроенергія й теплота, а на ТЕЦ металургійних комбінатів – додатково ще й стиснене повітря. В енергетиці продовжує широко розвиватися комбіноване виробництво на базі комплексного використання палива, коли поряд з електроенергією й теплотою виробляються газ, смола й інші хімічні продукти. Відходи в таких виробництвах, як, наприклад, зола й шлаки, використовуються в будівництві для одержання цементу й інших цілей.

Для одержання реальної собівартості при її калькулюванні на кожний вид продукції в комплексному виробництві необхідно віднести ті витрати, викликані його виробництвом. Але при такому виробництві багато витрат є загальними для всіх або частини одержуваних видів продуктів.

Планування й облік витрат на ТЕЦ можуть проводитися за технологічними стадіями (фазами) виробництва й так само за видами продукції. Раніше був укрупнено розглянутий цей розподіл.

Пофазний розподіл витрат одночасно полегшує можливість більш правильного визначення собівартості окремих видів продукції на ТЕЦ.

Фази виробництва характеризуються істотною зміною фізико-хімічних властивостей сировини або матеріалів й одержанням у результаті нових продуктів, і розподіл витрат між фазами не є проблемою.

При плануванні за стадіями (фазами) виробництва на ТЕЦ із цеховою структурою керування угруповання й розрахунок статей калькуляції ведуться по цехах: паливно-транспортний цех; котельний цех (включаючи хімводоочищення); машинний цех з виділенням витрат на турбоповітродувку; теплофікаційне відділення (бойлерна установка); електричний цех. Окремою статтею враховуються загальностаціонарні витрати.

Якщо ТЕЦ працює на природному газі, то відсутній паливно-транспортний цех.

На блокових ТЕЦ виробничі витрати по котельному цеху, машинному цеху й теплофікаційному відділенню об'єднані в одну стадію «котлотурбінний цех».

Якщо хімводоочищення є самостійним цехом, то витрати по ньому плануються й враховуються за стадією «хімцех».

За кожною стадією виробництва попередньо складається цеховий кошторис витрат.

На ТЭЦ із безцеховою структурою керування планування й облік витрат здійснюється по електростанції в цілому.

Розглянемо докладніше складові витрат, що належать до окремих технологічних стадій.

До витрат *паливно-транспортного* цеху належать витрати на доставку палива від станції призначення до паливного складу

або розвантажувальних пристроїв котельні, на утримання складів і паливно-транспортного цеху, дроблення й транспортування палива естакадами-транспортерами до котельні, на підігрів, злив і зберігання мазуту.

У кошторисі витрат по *котельному цеху* враховується: вартість всіх видів палива, що спалюється; витрати з експлуатації пилоцехів (пилозаводу); витрати на поточний ремонт і амортизацію будівель і устаткування котельні; витрати з хімоводоочищення, у т.ч. вартість покупної води, заробітна плата цехового й обслуговчого персоналу.

До витрат *машинного цеху* належать витрати з експлуатації парових турбін, компресорів, водоприймачів, градирень, циркуляційних насосів, будівель і споруджень машинного цеху, зарплата обслуговчого персоналу та інші витрати, пов'язані з підтримкою цеху.

У кошторисі з *теплофікаційного відділення* враховуються витрати з експлуатації бойлерних і пароутворюючих установок і за піковими котлами, що в основному включають витрати на поточний ремонт, амортизаційні відрахування, заробітну плату обслуговчого персоналу й вартість палива для пікових котлів.

По електричному цеху в кошторисі витрат ураховують витрати з експлуатації електрогенераторів, розподільних пристроїв, щитів керування, акумуляторних батарей, підвищувальних підстанцій, на власні потреби, з утримання електролабораторії.

Кошторис загальностанційних витрат включає витрати на утримання адміністративно-управлінського апарату, обслуговування й амортизацію основних фондів загальностанційного призначення.

3.3 Можливі методи розподілу витрат на ТЕЦ між її продукцією

Було запропоновано кілька методів розподілення витрат між окремими продуктами комбінованого (комплексного) виробництва на ТЕЦ [10, 14]. Порівняємо ці методи.

Протягом тривалого часу спочатку використовувався метод розподілу витрат за допомогою коефіцієнта здешевлення вартості тонни відбіраної пари в порівнянні з вартістю гострої пари

$$y = \frac{\overline{I}_{відб}}{\overline{I}_{гос}}, \quad (3.1)$$

де y – коефіцієнт «здешевлення» собівартості тонни пари;

$\overline{I}_{відб}$, $\overline{I}_{гос}$ - собівартість відповідно тонни відбіраної й гострої пари, грн/т.

При цьому коефіцієнт здешевлення пропонувалося визначити такими способами:

1) за відношенням ентальпії відбіраної пари $h_{відб}$ до ентальпії пари перед турбіною – h_0

$$y = \frac{h_{відб}}{h_0}. \quad (3.2)$$

Оскільки ентальпія відбіраної й гострої пари мають близьке одне до одного значення, вартість відбіраної пари мало відрізняється від вартості гострої пари й коефіцієнт «здешевлення» вартості відбіраної пари близький до одиниці, тобто практично та й інша пара має однакову вартість. Тому всі вигоди комбінованого виробництва (теплофікації) при цьому методі розрахунку відносяться на електроенергію;

2) за величиною тепловикористання потоків пари в турбіні (коефіцієнт використання потужності)

$$y = \frac{h_{відб} - h_k}{h_0 - h_k}, \quad (3.3)$$

де h_k – ентальпія пари, що надходить у конденсатор турбіни.

У цьому випадку теплоперепад, недовикористаний у циліндрі низького тиску турбіни ($h_{відб} - h_k$), й наявний

теплоперепад $(h_0 - h_k)$ значно розрізняються за величиною, у результаті чого вартість відбірної пари надмірно здешевляється й переважна частина економії від комбінованого виробітку електроенергії й теплоти припадає на *відпущену теплоту*;

3) за середньою величиною зазначених вище коефіцієнтів (формула інженера Румянцева)

$$y = 0,5 \cdot \left(\frac{h_{відб}}{h_0} + \frac{h_{відб} - h_k}{h_0 - h_k} \right). \quad (3.4)$$

Ця формула розрахунку діяла до 1937 р., коли «термодинамічний» метод розподілення витрат на ТЕЦ був за пропозицією А.С. Горшкова (Мосенерго) замінений на фізичний або балансовий метод, при якому розподіл загальних витрат виконується пропорційно кількості палива, витраченого на виробництво кожного виду продукції [20, 19]. Цей метод у свій час був схвалений науково-технічною громадськістю й рекомендований керівництвом енергетики як офіційний і використовується практично дотепер.

Він розглянутий далі докладно.

З 2003 р. в Україні запропонований новий метод розподілення витрат на ТЕЦ, узаконений ГКД 34.09.100-2003 [26], що потім був спрощений [18]. Ці методи розглянуті докладно в розділах 3.6-3.7.

Слід зазначити, що в рішенні науково-технічної наради, проведеної енергетичним інститутом ім. Г. Кржижановського разом з Московським науково-інженерним Суспільством енергетичної промисловості (1952 р.) [19], котрі ухвалили *фізичний (балансовий)* метод розподілу витрат на ТЕЦ, було записано: «Методи розподілу економії палива при комбінованому процесі вироблення тепла й електричної енергії між цими видами отриманої енергії не можуть впливати із законів термодинаміки й всі спроби безпосереднього термодинамічного обґрунтування того або іншого способу рознесення економії палива між видами отриманої енергії позбавлені наукової підстави », що в цей час зазнає критики.

Перевагою балансового (фізичного) методу є однозначність у розподілі економії й простота практичного розрахунку працівниками ТЕЦ. Докладний аналіз цього методу й порядок розрахунків буде розглянутий у розділі 3.5. Цей метод економічно не обґрунтований. При балансовому (фізичному) методі вся економія від комбінованого виробництва електричної й теплової енергії на ТЕЦ відноситься тільки до електроенергії, завдяки чому її собівартість знижується, а собівартість теплоти завищується.

Застосування цього методу призводить до таких недоліків [11, С. 111]:

1) перехід на більш високі початкові параметри пари на ТЕЦ веде при цьому методі до зниження собівартості електричної енергії й підвищення собівартості теплоти, тому що загальні капітальні витрати зростають, а економія експлуатаційних витрат відноситься в основному на електроенергію. Тому економічність одержання теплоти знижується зі зростанням початкових параметрів пари на ТЕЦ;

2) паливна складова собівартості теплоти на ТЕЦ не залежить від тиску у відборах пари й тому зниження тиску пари у відборах не веде до зниження собівартості теплоти;

3) збільшення відпускання пари з відборів турбін ТЕЦ не веде до зниження собівартості теплоти.

Частина цих недоліків виключалася шляхом спеціального тарифу на теплоту [11, С. 157].

Таким чином, цей метод не відповідає сутності технологічного процесу на ТЕЦ і його економічним результатам і не відповідає вимогам розподілу витрат у комбінованому виробництві.

Тому завжди стояло завдання вдосконалювання методу розподілу витрат на ТЕЦ.

Крім балансового методу, на практиці застосовувався метод «відключення», при якому із сумарних витрат комбінованого виробництва виключалися витрати на побічні продукти, оцінювані за собівартістю їхнього виробництва на інших підприємствах або встановленою ціною (тарифом).

При застосуванні цього методу в енергетиці використали так званий трикутник Гінтера Л.Л. [16, С. 385]. При його

побудові на одній стороні прямокутного трикутника відкладається собівартість 1 кВт·год, а на другій – собівартість 1 ГДж (1 Гкал) (рисунок 3.1). Сторони СА і СВ трикутника визначаються максимальною величиною собівартості електроенергії і теплоти при заданих річних експлуатаційних витратах.

За умови, що

$$I = \bar{I}_{e.e.} \cdot E_{рік} + \bar{I}_{т.е.} \cdot Q_{відп.}, \quad (3.5)$$

найбільша величина собівартості 1 кВт·год буде при $Q_{відп.} = 0$, а 1 ГДж при $E_{рік} = 0$.

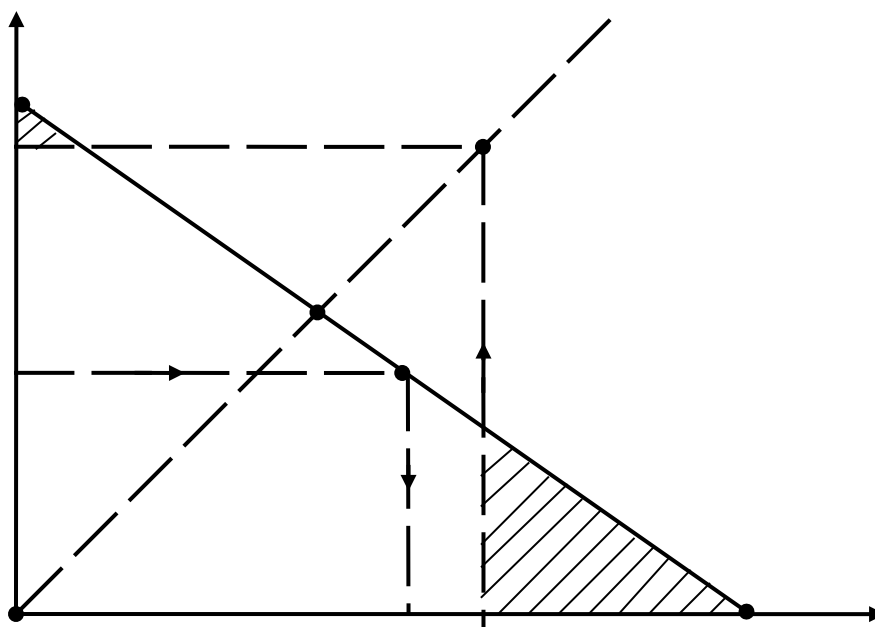


Рисунок 3.1 – Трикутник Гінтера

Задавшись вартістю одного з видів енергії, можна визначити вартість другого його виду.

Недоліком методу, трикутника Гінтера, є неможливість одночасного визначення собівартості теплоти й електроенергії.

Трикутник Гінтера може бути застосований в умовах проектування, наприклад, при порівнянні комбінованої й роздільної схем енергопостачання.

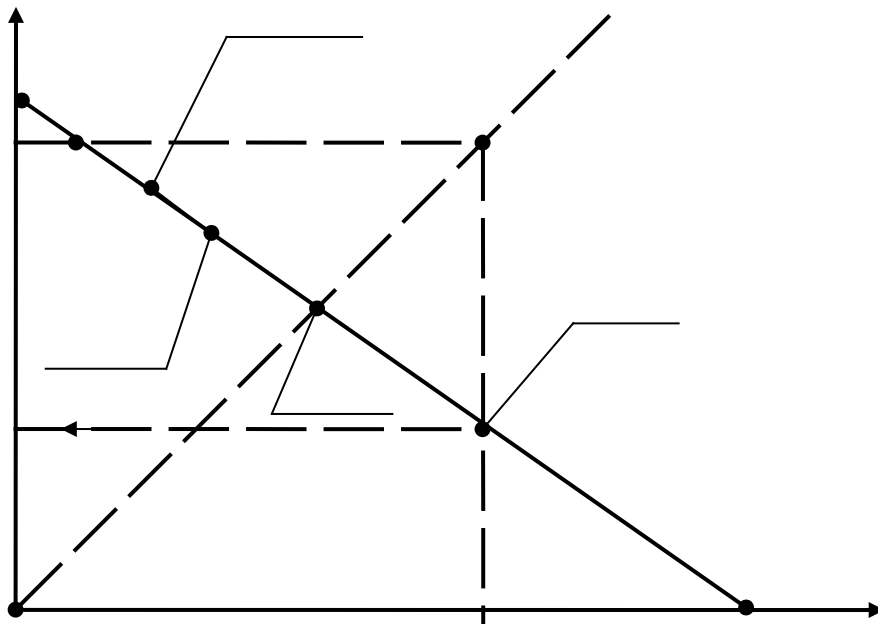
Якщо на сторонах трикутника відкласти величини $\overline{I}''_{e.e.}$ й $\overline{I}''_{m.e.}$, що відповідають собівартості роздільного виробництва електричної й теплової енергії, то заштрихована частина графіка буде відображати зону неефективності за собівартістю спорудження ТЕЦ, а відстань точки D від прямої AB , тобто ED , буде показувати можливу економію витрат у даному районі при комбінованому виробництві.

Аналогічний трикутнику Гінтера в роботі [22, С. 249] розглядається трикутник розподілу витрат різними методами.

Рівняння $I = \overline{I}_{e.e.} \cdot E_{pik} + \overline{I}_{m.e.} \cdot Q_{відп.}$ перетворимо на рівняння прямої у відрізках BA (рисунок 3.2)

$$\frac{\overline{I}_{e.e.}}{I/E_{pik}} + \frac{\overline{I}_{m.e.}}{I/Q_{відп.}} = 1. \quad (3.6)$$

Точки 1 і 2 визначені граничними умовами, що можуть бути обрані при розподілі витрат. Точку 1 знаходять із умови, що питома собівартість електроенергії на ТЕЦ така ж, як і електроенергії, отриманої на КЕС, що має агрегати тієї ж потужності й параметрів, що й на ТЕЦ.



- I - ексергетичний метод;
- II - фізичний метод;
- III - компромісний метод;
- IV - метод Вагнера

Рисунок 3.2 – Пряма розподілу вартості виробництва енергії на ТЕЦ

Точку 2 знаходимо за умови, що питома собівартість теплоти на ТЕЦ така ж, як і на спеціалізованій котельні, тобто при великій собівартості теплоти й незначній собівартості електроенергії. У наступних висновках можна розглядати тільки точки, що лежать між точками 1 і 2 (рисунок 3.2).

Співвідношення витрат за фізичним (балансовим) методом розподілу витрат визначається положенням точки 2 на відрізьку *ВА*, при цьому собівартість електроенергії занижується, це призводить до низького тарифу на електроенергію й високого на теплову, що гальмує розвиток комбінованого теплоенергетичного виробництва.

У 1963 р. був запропонований компромісний метод розподілу витрат, заснований на розподілі прибутків при комбінованому виробництві електроенергії й теплоти на ТЕЦ. Цей метод має на увазі, що відношення собівартості електроенергії до собівартості теплоти при їхньому комбінованому виробництві має бути таким же, як і відношення собівартості електроенергії КЕС і собівартості теплоти, виробленої на спеціалізованій котельні (точка 3 на рисунку 3.2).

$$\frac{\overline{I_{e.e.}}}{\overline{I_{m.e.}}} = \frac{\overline{I_{e.e.max}}}{\overline{I_{m.e.max}}}. \quad (3.7)$$

У свій час широко розроблялися методи розподілу витрат на паливо між продуктами при комплексному виробництві, у тому числі й електроенергії й теплоти на ТЕЦ, на використання поняття *ексергії*, що дозволяє в одній величині представити як кількісні, так і якісні характеристики енергії [22, 20] і ін.

Хоча в роботі [20, С. 21] робиться висновок не на користь використання ексергії для таких розрахунків: «Ентропійний

метод, метод працездатності (метод ексергії), має те логічне обґрунтування, що всі втрати реальних циклів означають не зникнення енергії, а лише втрату її енергетичної цінності, вимірюваної тепловим потенціалом і величиною ентропії. З термодинамічної точки зору таке обґрунтування є правильним. Однак в енергетичному виробництві є не тільки теплові процеси й не всі теплові процеси мають кінцевою метою одержання роботи».

Ексергетичний метод розподілу витрат був запропонований в 1995 р. Рантом З. Використання енергетичного методу засновано на ексергетичному балансі ТЕЦ [22, С. 250].

Приймають, що вартість палива, котра відноситься на вироблення електроенергії й теплоти, необхідно визначати, розділяючи витрату палива відповідно до відношення електроенергії до зменшення ексергії теплоносія. При обліку всіх ККД одержимо зменшення собівартості електроенергії (рисунок 3.2, точка 4).

У роботі [22, С. 252] пропонується такий спосіб перевірки правильності методів розподілу витрат.

Всі раціональні методи мають відповідати таким перевірочним критеріям: у міру зниження тиску пари проміжного відбору собівартість виробництва цієї пари повинна увесь час зменшуватися; при граничних же умовах, коли тиск пари проміжного відбору досягає значення тиску, що існує в конденсаторах конденсаційних турбін, розрахована собівартість виробітку цієї пари має дорівнювати нулю або бути близькою до нуля.

Ні фізичний ні компромісний методи не відповідають цим перевірочним критеріям, у той же час ексергетичний метод їм відповідає, тому що оцінює якість пари не за його ентальпією, а за його працездатністю.

Оскільки ТЕЦ працює в складі енергосистеми, то при виборі методу розподілу витрат такої ТЕЦ, крім термодинамічних критеріїв, варто було б урахувувати її вплив на капітальні витрати й вартість передачі енергії в енергосистемі. Такий облік був запропонований в 1965 р. як розвиток ексергетичного методу [22, С. 252].

При цьому методі розподілу витрат на ТЕЦ урахується те, що ексергетична собівартість виробництва електроенергії вище, ніж при виробництві її на КЕС у зв'язку з відпусканням на ТЕЦ теплоти, і тому додаткові витрати повинні відноситись на споживачів теплоти. Тому за методом Вагнера на виробництво електроенергії на ТЕЦ має витрачатися стільки ж палива, скільки його витрачається на КЕС. Постійні витрати в собівартості (амортизаційні відрахування, зарплата й ін.) електроенергії на ТЕЦ повинні бути такими ж, як і в енергосистемі. Тоді питома собівартість виробітку електроенергії, знайдена за цим методом, буде менше, ніж знайдена ексергетичним методом (точка 5, рисунок 3.2).

3.4 Розподіл витрати палива на ТЕЦ між її продукцією

Для розподілу витрат між електроенергією й теплою на ТЕЦ за фізичним (балансовим) методом пропорційно кількості витраченого палива на кожен вид енергії необхідно отриману раніше витрату палива в сумі на обидва види енергії (електроенергію й теплоту) розділити між ними.

Частина витрати палива ТЕЦ B , що повинна бути віднесена на відпускання теплоти споживачам з відборів турбін, визначається за формулою, т у.п. /р.,

$$B'_{m.э.} = \frac{1,01 \cdot Q_m}{29,3 \cdot \eta_k}, \quad (3.8)$$

де Q_m – річний відпуск теплоти з відборів турбін, ГДж/р.;

η_k – середньозважений ККД котлів.

Більш точно ці витрати палива на теплову енергію можна визначити, використовуючи паливну характеристику виду (таблиця 2.1):

- для турбін типу Т, т у.п./р.,

$$B^m_{m.э.} = 0,093 \cdot D_m, \quad (3.9)$$

- для турбін типу ПТ, т у.п./р.,

$$B_{m.э.}^{nm} = 0,093 \cdot D_m + 0,102 \cdot D_n, \quad (3.10)$$

де D_m , D_n – річні витрати пари з відборів опалювальних (Т) і виробничих (П) параметрів, т/р.

Тоді на виробіток електроенергії (за принципом «відключення») буде витрачено, т у.п./р.,

$$B'_{э.э.} = B_{ТЭЦ} - B'_{m.э.}, \quad (3.11)$$

де $B'_{m.э.}$ – сумарна витрата палива всіма теплофікаційними турбінами ТЕЦ на виробіток теплоти.

При такому розрахунку вся витрата електроенергії на власні потреби $E_{вп}$ ТЕЦ віднесена на виробництво електроенергії й кількість палива, віднесена на відпускання теплоти, занижено на величину, еквівалентну витраті електроенергії на власні потреби, пов'язану з відпусканням теплоти зовнішнім споживачам. Тому необхідно визначити витрату електроенергії на власні потреби з урахуванням його розподілу між електроенергією й теплотою за балансовим методом, пропорційно витраті палива на ці види продукції за формулами, МВт·год/р.:

- на електроенергію

$$E_{вп}^e = E_{ц} + (E_{n.n.} + E_{ж.н.} + E_{тд} + E_{з.г.} + E_{інш.}) \cdot \frac{B'_e}{B_{рік}^{ТЕЦ}} \quad (3.12)$$

- на теплову енергію

$$E_{вп}^{me} = E_{мн} + (E_{n.n.} + E_{ж.н.} + E_{тд} + E_{з.г.} + E_{інш.}) \cdot \frac{B'_{me}}{B_{рік}^{ТЕЦ}} \quad (3.13)$$

Орієнтовно витрата електроенергії на власні потреби на відпускання теплоти $E_{вп}^{me}$ можна також визначити,

використовуючи дані про питому витрату електроенергії на одиницю відпущеної теплоти \overline{E}_{en}^{me} [10, С. 111], кВт·год/ГДж:

Для ТЕЦ високого тиску:

- при роботі на твердому паливі – 25÷35;
- при роботі на газі і мазуті – 22÷25.

Для ТЕЦ середнього тиску відповідно 20÷30 і 10÷15 кВт·год/ГДж.

Тоді

$$E_{en}^{me} = E_{en}^{me} \cdot Q_{відп.}, \quad (3.14)$$

де $Q_{відп.}$ – кількість відпущеної теплоти ТЕЦ, ГДж.

На Харківській ТЕЦ-5 коефіцієнт власних потреб на вироблення електроенергії K_{en}^{me} складав в 1999-2000 рр. від 5,5 до 5,7 % і на відпуск теплової енергії K_{en}^{me} – 3,1÷3,4 %.

Орієнтовно питома витрата палива на відпускання електроенергії складе, г/(кВт·год),

$$E_{ee}^{відп} = \frac{B'_{ee} \cdot 10^6}{B_{рік}^{ТЕЦ} - B_{en}^{ee}}. \quad (3.15)$$

Витрата палива на теплопостачання зовнішніх споживачів з урахуванням витрати електроенергії власних потреб, віднесеної на теплоту, т у.п./р.,

$$B_{me} = B'_{me} + b_{ee}^{відп} \cdot E_{en}^{me}. \quad (3.16)$$

Тоді витрата палива, що відноситься на відпускання електроенергії з урахуванням власних потреб, т у.п./р.,

$$B_{ee} = B_{ТЕЦ} - B_{me}. \quad (3.17)$$

Питома витрата палива на відпускання теплоти, кг у.п./ГДж,

$$b_{me}^{відп} = \frac{B_{me}}{Q_{відп}}. \quad (3.18)$$

Питома витрата палива на відпускання електроенергії,
г у.п./кВт·год,

$$b_{ee}^{відп} = \frac{B_{ee}}{E_{рік}}. \quad (3.19)$$

Отримані значення питомих витрат палива можна зрівняти зі звітними даними по ТЕС України. В 2005 р. в середньому по всіх ТЕС: на електроенергію – 378,9 г у.п./кВт·год, на теплоенергію – 162,3 кг у.п./Гкал, (38,7 кг у.п./ГДж).

По електростанціях міста Харкова:

- для ТЕЦ-5 $b_{ee} = 275$ г у.п./кВт·год, $b_{me} = 150$ кг у.п./Гкал;
- для ТЕЦ-3 $b_{ee} = 290$ г у.п./кВт·год, $b_{me} = 155$ кг у.п./Гкал;
- для ТЕЦ-4 $b_{me} = 160$ кг у.п. /Гкал.

Для конденсаційних електростанцій з енергоблоками:

- К-150-130 $b_{ee} = 340 - 356$ г у.п. /кВт·год;
- К-200-130 $b_{ee} = 336 - 351$ г у.п. /кВт·год;
- К-300-240 $b_{ee} = 324 - 338$ г у.п. /кВт·год.

Зміївська ТЕС:

- блоки 175 МВт – 431 г у.п./кВт·год;
- блоки 275 МВт – 412 г у.п./кВт·год;
- у цілому по електростанції – 415 г у.п./кВт·год.

3.5 Фізичний (балансовий) метод розподілу витрат на ТЕЦ

Після визначення сумарних статей витрат на ТЕЦ і поділу витрати палива між електроенергією й теплотою подальший

розрахунок собівартості енергії виконується в порядку, описаному в роботі [2, С. 109].

При всіх методах розподілу окремі сумарні статті витрат на паливо I_n , амортизацію I_a , заробітну плату $I_{з.п.}$, поточний ремонт $I_{пр}$ та інші витрати $I_{інш}$ розраховуються також, як і для КЕС за формулами (2.1, 2.2, 2.3, 2.18, 2.20, 2.21, 2.24, 2.25, 2.26), але при розрахунках витрат на заробітну плату чисельність експлуатаційного персоналу $n_{екс}$ визначається при штатному коефіцієнті для ТЕЦ. Значення його $\bar{n}_{екс}$ орієнтовно можна одержати за таблицею 2.2 залежно від типу турбін, потужності ТЕЦ і виду палива. Наприклад, $N_{ен}=300$ МВт, ТЕЦ працює на вугіллі $\bar{n}_{екс}=1,395$ чол/МВт; при роботі на газі, мазуті $\bar{n}_{екс}=1,0$ чол/МВт; для $N_{ен}=500$ МВт - 0,955 й 0,7 відповідно на газі і мазуті.

При складі устаткування $4 \times T-250/300-240$ і роботі на газі й мазуті $\bar{n}_{екс}=0,3$ чол/МВт.

3.5.1 Статті витрат розподіляються по фазах виробництва – цехах; при укрупнених розрахунках розрізняють три групи цехів:

I група - цехи паливно-транспортний, котельний, хімічний, теплового контролю (позначимо їх індексом «п»);

II група - турбінний (машинний) і електроцехи (індекс «м»);

III група - загальностанційні витрати (індекс «0»).

Розподіл статей витрат для наближених розрахунків по цих групах цехів для середніх умов рекомендується виконувати згідно з таблицею 3.1 [10, С. 109].

Таблиця 3.1 – Розподіл витрат по цехах

Статті витрат	Групи цехів		
	I ΣI^n	II ΣI^m	III ΣI^0
I_n	100	-	-
I_a	50	45	5
$I_{зп}$	35	35	30
$I_{пр}$	50	45	5
$I_{інш}$	-	-	100

Тоді сумарні витрати по групах цехів розраховують за формулами:

$$\text{I група} - \Sigma I^n = I_n + 0,5 \cdot I_a + 0,35 \cdot I_{zn} + 0,5 \cdot I_{np}; \quad (3.20)$$

$$\text{II група} - \Sigma I^M = 0,45 \cdot I_a + 0,35 \cdot I_{zn} + 0,45 \cdot I_{np}; \quad (3.21)$$

$$\text{III група} - \Sigma I^0 = 0,05 \cdot I_a + 0,3 \cdot I_{zn} + 0,05 \cdot I_{np} + 1 \cdot I_{ини}. \quad (3.22)$$

Сумарні витрати по ТЕЦ дорівнюють

$$\Sigma I_{ТЕЦ} = I_n + I_a + I_{zn} + I_{np} + I_{ини}. \quad (3.23)$$

3.5.2 Цехові групові витрати розподіляються між електроенергією й теплотою за *фізичним (балансовим)* методом в такий спосіб:

1) всі витрати II групи цехів (турбінний та електроцех) ΣI^M відносяться на виробництво електричної енергії, тобто

$$I_{ee}^M = \Sigma I^M; \quad I_{те}^M = 0, \quad (3.24)$$

де $I_{те}^M$ – витрати турбінного й електроцеху, що не відносяться на теплову енергію.

$$\Sigma I^M = I_{ee}^M + I_{те}^M; \quad (3.25)$$

2) витрати I групи цехів (паливно-транспортний і котельний цехи, хімцех і цех КВП і А) ΣI^n розподіляються між електричною й тепловою енергією пропорційно витратам палива на одержання кожного виду енергії:

- на виробництво електроенергії, грн/р.,

$$I_{ee}^n = \Sigma I^n \cdot \frac{B_{ee}}{B_{ТЕЦ}}. \quad (3.26)$$

- на виробництво теплової енергії, грн/р.,

$$I_{me}^n = \Sigma I^n \cdot \frac{B_{me}}{B_{ТЕЦ}}; \quad (3.27)$$

$$\Sigma I^n = I_{ee}^n + I_{me}^n.$$

3.5.3 Загальностанційні витрати ΣI^0 розподіляються між електричною й тепловою енергією пропорційно розподілу суми перших груп цехових витрат між електроенергією й теплотою.

Тоді на *електроенергію* із загальностанційних витрат відносяться, грн/р.,

$$I_{ee}^0 = \Sigma I^0 \cdot \frac{I_{ee}^n + I_{ee}^m}{\Sigma I^n + \Sigma I^m}; \quad (3.28)$$

на теплову енергію, грн/р.,

$$I_{me}^0 = \Sigma I^0 - I_{ee}^0. \quad (3.29)$$

3.5.4 Далі підсумовуються всі витрати на електричну й теплову енергію, грн/р.,

$$\Sigma I_{ee} = I_{ee}^n + I_{ee}^m + I_{ee}^0; \quad (3.30)$$

на теплову енергію, грн/р.,

$$\Sigma I_{me} = I_{me}^n + I_{me}^0. \quad (3.31)$$

3.5.5 Тоді собівартість відпущеної електроенергії $I_{рік}^{ТЕЦ}$, к./кВт·год,

$$\overline{I}_{ee}^{відп} = \frac{\Sigma I_{ee}}{E_{рік}^{ТЕЦ}}; \quad (3.32)$$

Собівартість відпущеної теплоти $Q_{відп.}$, грн/ГДж,

$$\overline{I}_{me}^{відп} = \frac{\Sigma I_{me}}{Q_{відп.}}. \quad (3.33)$$

3.5.6 Для аналізу ефективності роботи ТЕЦ і розроблення шляхів зниження собівартості енергії необхідно знати структуру собівартості електроенергії й теплоти. Для цього спочатку розподіляють статті витрат у собівартості між видами енергії.

Витрати на паливо I_n розподіляють пропорційно витраті палива на відпускання кожного виду енергії.

На теплову енергію відноситься, грн/р.,

$$I_{me}^n = I_n \cdot \frac{B_{me}}{B_{ТЕЦ}}. \quad (3.34)$$

На електроенергію, грн/р.,

$$I_{ee}^n = I_n \cdot \frac{B_{ee}}{B_{ТЕЦ}} = I_n - I_{me}^n. \quad (3.35)$$

Всі інші статті витрат розподіляються між електроенергією й теплою пропорційно тому, як розподілялися загальні витрати на ТЕЦ за винятком вартості палива.

Ураховується це коефіцієнтом розподілу K^p , який показує, яку частину витрат за тією або іншою статтею відносити на кожен вид енергії, що відпускає ТЕЦ.

На електроенергію по кожному елементі витрат має відноситись частина

$$K_{ee}^p = \frac{\Sigma I_{ee} - I_{ee}^m}{\Sigma I_{ТЕЦ} - I_n}. \quad (3.36)$$

На *теплоту* коефіцієнт розподілу дорівнює

$$K_{me}^p = \frac{\Sigma I_{me} - I_{me}^m}{\Sigma I_{ТЕЦ} - I_n} \quad \text{або} \quad K_{me}^p = 1 - K_{ee}^p. \quad (3.37)$$

Тоді розподіл інших елементів витрат між електроенергією й теплотою буде таким, грн/р.,

- на *амортизацію*

$$I_{ee}^a = I_a \cdot K_{ee}^p \quad \text{і} \quad I_{me}^a = I_a \cdot K_{me}^p; \quad (3.38)$$

- на *заробітну плату*

$$I_{ee}^{zn} = I_{zn} \cdot K_{ee}^p \quad \text{і} \quad I_{me}^{zn} = I_{zn} \cdot K_{me}^p; \quad (3.39)$$

- на *поточний ремонт*

$$I_{ee}^{np} = I_{np} \cdot K_{ee}^p \quad \text{і} \quad I_{me}^{np} = I_{np} \cdot K_{me}^p; \quad (3.40)$$

- на *інші витрати*

$$I_{ee}^{инш} = I_{инш} \cdot K_{ee}^p \quad \text{і} \quad I_{me}^{инш} = I_{инш} \cdot K_{me}^p. \quad (3.41)$$

3.5.8 Структура собівартості являє собою частку кожного елемента витрат у собівартості, виражену у відсотках.

Тоді, наприклад, паливна складова в собівартості електроенергії буде дорівнювати

$$\bar{I}_{ee}^n = \frac{I_{ee}^n}{\Sigma I_{ee}} \cdot 100\% \quad \text{і т.п.} \quad (3.42)$$

Результати розрахунків по кожному елементу витрат у собівартості електроенергії й теплоти зводять у таблицю 3.2.

Таблиця 3.2

Види енергії	Паливо	Амортизація	Варплата	Поточний ремонт	Інші витрати	Разом
Електроенергія	\overline{I}_{ee}^n	\overline{I}_{ee}^a	\overline{I}_{ee}^{zn}	\overline{I}_{ee}^{np}	\overline{I}_{ee}^{np}	100
Теплота	\overline{I}_{te}^n	\overline{I}_{te}^a	\overline{I}_{te}^{zn}	\overline{I}_{te}^{np}	\overline{I}_{te}^{np}	100

За даними цієї таблиці робиться аналіз структури собівартості кожного виду енергії.

3.6 Нові нормативні методи розподілу витрати палива на ТЕЦ між видами енергії

3.6.1 Загальні положення

Широко використовуваний до останнього часу (1998 р.) нормативний документ ГКД 34.09.103-96 [27] передбачає поділ витрат на ТЕЦ між тепловою й електричною енергією за фізичним (балансовим) методом, що має, як було відзначено вище (п. 3.3), недоліки: вся економія за рахунок комбінованого виробітку електричної й теплової енергії відноситься на електроенергію, а витрата палива на відпущену одиницю теплоти ГДж (Гкал) на ТЕЦ виявлялася вище, ніж у котельнях, призначених для відпускання тільки теплоти.

Тому у зв'язку зі значним підвищенням вартості палива й відповідним збільшенням тарифу на відпущену теплову енергію за дорученням Національної комісії регулювання електроенергетики (НКРЕ) ВАТ «ЛьвівОРГРЕС» в 1997 р. розробило методика «Розподіл витрати палива на теплових електростанціях на відпущену електричну й теплову енергію при їхньому комбінованому виробництві» (ГКД 34.09.108-98) [28]. Вона з'явилася доповненням до ГКД 34.09.103-96. У цьому випадку розрахунок всіх показників теплової економічності електростанцій виконується відповідно до зазначеної методики, за винятком витрати палива й питомих витрат палива на відпущену електричну й теплову енергію, що визначаються за новою методикою – ГКД34.09.108-98.

В основу цієї методики закладений принцип однакової вигоди, при якому економія палива за рахунок комбінованого виробітку електроенергії й теплоти на ТЕЦ розподіляється між ними нарівно – коефіцієнт 0,5.

При цьому методі розподіл палива між видами енергії, витрата його на відпущену теплову енергію визначається з урахуванням *коефіцієнтів цінності теплоти*, що відпускається зовнішнім споживачам з відборів парових турбін ТЕЦ. У результаті витрати палива на виробіток електроенергії *збільшується* в порівнянні з розрахунком за фізичним методом, а на відпускання теплової енергії – *зменшується*.

Це дозволяє збільшити розрахункове відпускання теплоти від ТЕЦ і підвищити економічну зацікавленість у комбінованому виробітку електричної й теплової енергії.

Загальна витрата палива на відпускання електричної й теплової енергії визначається відповідно до ГКД 34.09.101-95 «Паливо на електростанціях. Правила обліку» [24].

Примітка: при викладі далі в п. 3.6 другої нової методики, як нормативної, збережені основні її позначення, крім позначення ентальпії «*h*» замість старого «*i*».

3.6.2 Витрата палива на відпущену електричну енергію

Витрата палива на відпущену електроенергію визначається за формулою, т у.п.

$$B_e = B \cdot K_e \cdot \frac{E_{відп}}{E - E_e^{в.п.} \cdot \alpha^{в.п.}}, \quad (3.43)$$

де B – кількість палива, що спалюється в енергетичних котлах за даними бухгалтерського обліку палива, т у.п.;

$E_{відп}$ – кількість відпущеної електроенергії, тис. кВт·год;

$E_e^{в.п.}$ – витрата електроенергії на власні потреби, пов'язані з виробництвом електроенергії, тис. кВт·год;

$\alpha^{в.п.}$ – частка витрати електроенергії, що надійшла із шин ТЕЦ на власні потреби;

K_e – коефіцієнт, що визначає частку витрати палива енергетичними котлами на виробництво електроенергії.

Коефіцієнт K_e визначається з формулою

$$K_e = \frac{Q_e + Q_m^{6.n.} + 0,5 \cdot \Delta Q_{em}^{кв}}{Q_e + Q_m^{6.n.} + 0,5 \cdot \Delta Q_{em}^{6.n.} + Q_{відп} \cdot (100 - \alpha_{ПВК} - \alpha_{відп}^{нас} + \alpha_{втр})}, \quad (3.44)$$

де Q_e – витрата теплоти на виробництво електроенергії, Гкал (ГДж);

$Q_m^{6.n.}$ – витрата теплоти на власні потреби турбін, Гкал (ГДж);

$\Delta Q_{em}^{кв}$ – величина економії теплоти за рахунок комбінованого виробітку електро- і теплоенергії, Гкал (ГДж);

$Q_{відп}$ – сумарний відпуск теплоти зовнішнім споживачам від ТЕЦ, Гкал (ГДж);

$\alpha_{ПВК}$ – частка відпускання теплоти від пікових водогрійних котлів (ПВК), %,

$$\alpha_{ПВК} = \frac{Q_{ПВК}}{Q_{відп}} \cdot 10^2, \quad (3.45)$$

де $Q_{ПВК}$ – відпускання теплоти від ПВК, Гкал (ГДж);

$\alpha_{відп}^{нас}$ – частка відпускання теплоти за рахунок нагрівання сітьової води в насосах теплофікаційної установки, %,

$$\alpha_{відп}^{нас} = \frac{Q_{відп}^{нас}}{Q_{відп}} \cdot 100, \quad (3.46)$$

де $Q_{відп}^{нас}$ – кількість теплоти, відпущеної зовнішнім споживачам внаслідок нагрівання сітьової води в насосах, Гкал (ГДж);

$$Q_{відп}^{нас} = q_{екв} \cdot E_{мн} \cdot \eta_{емн} \cdot 10^{-2}, \quad (3.47)$$

де $q_{екв}$ – фізичний еквівалент одної МВт·год, що дорівнює 0,86 Гкал/МВт·год (3,6 ГДж/МВт·год);

$E_{мн}$ – витрата електроенергії мережними насосами, тис. кВт·год;

$\eta_{емн}$ – електромеханічний ККД мережних насосів, %;

$\alpha_{втр}$ – коефіцієнт втрат теплоти у зв'язку з його відпусканням від енергетичних котлів і турбін, %,

$$\alpha_{втр} = \frac{Q_{відп}^{втр}}{Q_{відп} - Q_{ПКВ}} \cdot 100, \quad (3.48)$$

де $Q_{відп}^{втр}$ – технологічні витрати теплоти, пов'язані з її відпусканням, Гкал (ГДж).

Коефіцієнт 0,5 у формулі (3.44) означає, що 50% зекономленої теплоти при комбінованому виробітку електричної й теплової енергії належить до витрати теплоти на виробіток електроенергії.

Величина економії теплоти при комбінованому виробітку електричної й теплової енергії $\Delta Q_{ет}^{кв}$ за рахунок відпускання теплоти зовнішнім споживачам з відборів турбін, протитиску й з конденсаторів турбін визначається за формулою, Гкал (ГДж),

$$\Delta Q_{ет}^{кв} = \frac{\left[\sum_{i=1}^n Q_{відб_i} \cdot (1 - \xi_i) + Q_{конд}^{нв} \cdot (1 - \xi_{нв}) + (Q_{конд} - Q_{конд}^{нв}) \right] \cdot Q_{від}}{Q_m}, \quad (3.49)$$

де $Q_{відб_i}$ – кількість теплоти, відпущеної зовнішнім споживачем і на власні потреби з кожного (і-того) відбору турбін, Гкал (ГДж);

n – кількість відборів турбін, з яких відпускається теплота зовнішнім споживачам і на власні потреби;

$Q_{конд}$ - кількість теплоти, відпущеної з конденсаторів турбін при роботі їх як з погіршеним, так і нормальним вакуумом, Гкал (ГДж);

$Q_{\text{конд}}^{не}$ – кількість теплоти, відпущеної з конденсаторів турбін при роботі з погіршеним вакуумом, Гкал (ГДж);

$Q_{\text{від}}$ – кількість теплоти, відпущеної зовнішнім споживачам від турбін за рахунок повністю або частково відпрацьовано в турбінах пари виробничого й теплофікаційного відборів, протитиску, нерегульованих відборів і пари, що надійшла у конденсатори, Гкал (ГДж);

Q_m – кількість теплоти, відпущеної від турбін зовнішнім споживачам і на власні потреби, Гкал (ГДж);

ξ_i – коефіцієнт цінності теплоти, що відпускається кожним (і-тим) відбором турбін;

$\xi_{не}$ – коефіцієнт цінності теплоти, що відпускається від конденсаторів при роботі турбін з погіршеним вакуумом.

3.6.3 Поняття коефіцієнта цінності теплоти [23, С. 64]

Якщо в тепловій схемі турбоустановки до живильної води в межах ступеня підігріву j підводиться ззовні теплота Q , то при незмінному підведенні ззовні теплоти у свіжій парі $Q_0 = const$ відбудеться збільшення потужності ΔN :

$$\Delta N = e_j \cdot Q, \quad (3.50)$$

де e_j – коефіцієнт пропорційності.

Коефіцієнт e_j названий *коефіцієнтом зміни потужності*, і є характеристикою ступеня підігріву j .

Значення e_j можна визначити розрахунком теплових схем, знаходячи збільшення потужності ΔN при підведенні ззовні певної кількості теплоти по черзі в кожен ступінь підігріву [23, С. 56].

У багатьох випадках ефект від зміни в схемі або від впливу підведення (відведення) теплоти ззовні Q в межах якого-небудь ступеня підігріву бажано виразити за умови незмінної потужності

турбоустановки, тобто при $N = const$. За цієї умови буде змінюватися необхідна теплова потужність у свіжій парі на ΔQ_0 .

Якщо при підведенні теплоти Q за умови $Q_0 = const$ отримано збільшення потужності $\Delta N = e_j \cdot Q$, то зменшуючи потужність на ΔN (умова $N = const$), одержимо економію витрати теплоти у свіжій парі

$$\Delta Q_0 = -\frac{\Delta N}{\eta_i} = \frac{e_j}{\eta_i} \cdot Q = -\xi \cdot Q, \quad (3.51)$$

де η_i – ККД.

Відношення

$$\xi_j = \frac{e_j}{\eta_i} \quad (3.52)$$

називається *коефіцієнтом цінності теплоти*. Порядок його можливого розрахунку представлений в роботах [23, С. 64], [28, С. 5].

Витрати теплоти $Q_{ет}$, $Q_t^{вп}$, $Q_{відп}^{втр}$, $Q_{ПВК}$, $Q_{відб}$, Q_t , $Q_{відпр}$, $Q_{конд}$, $\lambda_{вп}^m$ визначаються відповідно до ГКД 34.09.103-96 «Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування» [27].

$Q_{відп}$ визначається відповідно до РД 34.09. 102-85 «Правила обліку відпускання теплової енергії» [30].

3.6.4 Розрахунок коефіцієнтів цінності теплоти

1 Коефіцієнт цінності теплоти кожного з відборів турбін без проміжного перегріву пари визначається за формулою

$$\xi_i = \frac{h_{відб i} - h_2}{h_0 - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{відб i}}{h_0 - h_2} \right), \quad (3.53)$$

де h_0 – ентальпія свіжої пари перед турбіною, ккал/кг (кДж/кг);

$h_{відбi}$ – ентальпія пари в кожному (і-тому) з відборів турбін, з яких відпускається теплота зовнішнім споживачам і на власні потреби, ккал/кг (кДж/кг);

h_2 – ентальпія пари, що відпрацювала, у конденсаторі при роботі турбіни в конденсаційному режимі, ккал/ кг (кДж/кг).

При роботі з нормальним вакуумом h_2 приймається:

при $P_0 = 90$ кгс/см² (9 МПа) і вище $h_2 = 570$ ккал/кг (2387 кДж/кг);

при $P_0 \leq 35$ кгс/см² (3,5 МПа) $h_2 = 530$ ккал/кг (2429 кДж/кг).

Примітка: для турбін із протитиском і погіршеним вакуумом значення h_2 приймаються таким, як і для конденсаційних турбін відповідних параметрів і потужності.

K – коефіцієнт, що залежить від параметрів свіжої пари перед турбіною.

Значення коефіцієнта K наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Тиск свіжої пари перед турбіною, кгс/см ² (МПа)	Значення коефіцієнта K
до 35 (3,5)	0,25*
90 (9,0)	0,30
130 (13,0)	0,40
240 (24,0)	0,42
* Для турбін з тиском свіжої пари до 35 кгс/см ² (3,5 МПа), що не мають регенеративних підігрівів живильної води, $K = 0$	

2 Для турбін із проміжним перегрівом пари коефіцієнт

$$\xi_i = \frac{h_{відбi} + \Delta h_{nn} - h_2}{h_0 + \Delta h_{nn} - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 + \Delta h_{nn} - h_{відбi}}{h_0 + \Delta h_{nn} - h_2} \right), \quad (3.54)$$

де Δh_{nn} – підвищення ентальпії пари в проміжному пароперегрівнику, ккал/кг (кДж/кг).

У чисельнику першого дробу формули (3.54) член Δh_{nn} урахується тільки для відборів, розташованих до проміжного пароперегрівника, а в чисельнику другого дробу – тільки для відборів, розташованих за проміжним пароперегрівником.

3 Для турбін, що працюють у режимі погіршеного вакууму й відпускають теплоту тільки від конденсаторів, коефіцієнт цінності відпущеної теплоти й величина економії теплоти за рахунок комбінованого виробітку електричної й теплової енергії визначаються за формулою

$$\xi_{y.v.} = \frac{h_{nv} - h_2}{h_0 - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{nv}}{h_0 - h_2} \right). \quad (3.55)$$

Тоді економія теплоти при комбінованому виробітку електроенергії й теплоти буде, Гкал (ГДж),

$$\Delta Q_{em}^{кв} = Q_{конд}^{nv} \cdot (1 - \xi_{nv}). \quad (3.56)$$

4 Для турбін, що працюють у режимі нормального вакууму, коефіцієнт цінності теплоти, відпущеної від конденсаторів турбін, приймається рівним нулю, а

$$\Delta Q_{em}^{кв} = Q_{конд}. \quad (3.57)$$

5 За відсутності на електростанції відпускання теплоти від конденсаторів турбін величина $\Delta Q_{em}^{кв}$ визначається за формулою (3.58) без обліку другого й третього доданків

$$\Delta Q_{em}^{кв} = \left[\sum_{i=1}^n Q_{відп} \cdot (1 - \xi_i) \right] \cdot \frac{Q_{відп}}{Q_m}. \quad (3.58)$$

6 Для електростанцій, що мають відхилення від типових теплових схем турбін, коефіцієнти цінності теплоти, що

відпускається з відборів турбін, можуть визначатися з урахуванням рекомендацій [32].

Так само і наведені коефіцієнти цінності теплоти відборів більшості конденсаційних турбін й умови, при яких вони визначені.

7 Коефіцієнти цінності теплоти відборів конденсаційних турбін незначно змінюються в робочому діапазоні навантажень і при практичних розрахунках можуть прийматися для навантажень, рівних $0,8 \cdot N_e^{ном}$.

8 Для теплофікаційних турбін коефіцієнти цінності теплоти відборів повинні визначатися з урахуванням змін ентальпії пари регульованих відборів (протитиску) у залежності від тиску у відборах (протитиску) і витрати пари на турбіну (у наступний ступінь за відбором).

3.6.5 Витрата палива на відпущену теплову енергію

Витрата палива на теплову енергію визначається за формулою, т у.п.

$$B_{те} = (B - B_e) + B_{ПВК}, \quad (3.59)$$

де B – кількість палива, що спалюється в енергетичних котлах;

B_e – витрата палива на відпущену електроенергію (8.11);

$B_{ПВК}$ – витрата палива піковими котлами.

Якщо ТЕЦ має кілька груп устаткування, то витрати палива на електричну й теплову енергію визначаються для кожної групи устаткування відповідно до ГКД 34.09.103-96 [21].

3.6.6 Розрахунок питомих витрат палива

Питомі витрати палива на відпущену електроенергію (за прямим балансом) визначаються за формулою, г у.п./кВт·год,

$$b_e = \frac{B_e}{E_{відп}} \cdot 10^3, \quad (3.60)$$

де $E_{відп}$ – кількість відпущеної електроенергії, тис. кВт·год;

B_e – кількість палива, витраченого на виробіток електроенергії, т у.п.

Питома витрата палива на відпущену теплову енергію по зворотному балансу визначається за формулою, г у.п./(кВт·год),

$$b_{me} = \frac{B_{me}}{Q_{відп}} \cdot 10^3, \quad (3.61)$$

де $Q_{відп}$ – сумарний відпуск теплоти зовнішнім споживачам від ТЕЦ, Гкал (ГДж);

B_{me} – кількість палива на відпущену теплову енергію, т у.п.

Питома витрата палива на відпущену електроенергію по зворотному балансу визначається за формулою, г у.п./(кВт·год),

$$b_e = \frac{q_m^H \cdot K_m}{Q_{y.n.} \cdot \eta_k^H \cdot \eta_{mn} \cdot K_k} \cdot 10^4, \quad (3.62)$$

де q_m^H – питома витрата теплоти нетто на турбіни, ккал/(кВт·год) (кДж/кВт·год);

η_k^H – ККД нетто енергетичних котлів, %;

η_{mn} – коефіцієнт теплового потоку, %;

K_m – коефіцієнт збільшення витрати теплоти на виробіток електричної енергії за умови розподілу економії теплоти за рахунок відпускання теплоти зовнішнім споживачам з відборів і від конденсаторів турбін нарівно між відпущеною електричною й тепловою енергією;

K_k – коефіцієнт зменшення витрати палива на енергетичні котли за рахунок комбінованого виробництва електричної й теплової енергії;

$Q_{y.n.}$ – теплота згоряння умовного палива,

$Q_{y.n.} = 7$ Гкал/т (29,31 ГДж/т).

Коефіцієнти K_m й K_k визначаються за формулами

$$K_m = \frac{Q_e + Q_m^{в.н.} + 0,5 \cdot \Delta Q_{em}^{кв}}{Q_e + Q_m^{в.н.}}, \quad (3.63)$$

$$K_k = \frac{\left(Q_k^{бр} - Q_k^{в.н.} \right) \cdot \eta_{mn} \cdot 10^{-2} + 0,5 \cdot \Delta Q_{em}^{кв}}{\left(Q_k^{бр} - Q_k^{в.н.} \right) \cdot \eta_{mn} \cdot 10^{-2}}, \quad (3.64)$$

де $Q_k^{бр}$ – виробіток теплоти енергетичними котлами, Гкал (ГДж);

$Q_k^{в.н.}$ – витрата теплоти на власні потреби енергетичних котлів, Гкал (ГДж).

Значення Q_e , $Q_m^{в.н.}$, $\Delta Q_{em}^{кв}$ зазначені раніше у формулі (3.61).

Значення q_m^H , η_k^H , η_{mn} , $Q_k^{бр}$, $Q_k^{в.н.}$ визначаються відповідно до вказівок ГКД 34.09. 103-96 [27].

Отже, питома витрата палива на відпущену теплову енергію за зворотним балансом визначається за формулою

$$b_{me} = \frac{100 - \alpha_{ПВК} - \alpha_{відп.}^{нас} + \alpha_{втр}}{Q_{yn} \cdot \eta_k^H \cdot \eta_{mn} \cdot K_k} \cdot 10^5 + \frac{\alpha_{ПВК}}{Q_{yn} \cdot \eta_{ПВК}^{бр}} \cdot 10^3 + \frac{E_{менл} \cdot \alpha^{вн} \cdot b_e}{Q_{відп}} \quad (3.65)$$

де $\eta_{ПВК}^{бр}$ – ККД бруто пікових водогрійних котлів, %;

$E_{менл}$ – витрата електроенергії на теплофікаційну установку, тис. кВт·год.

Інші величини, що входять у формулу, були визначені раніше за формулами або описані:

$$\alpha_{ПВК} \text{ (3.45), } \alpha_{відп.}^{нас} \text{ (3.46), } \alpha_{втр} \text{ (3.48), } Q_{yn} = 7 \text{ ГДж/кг,}$$

$$\alpha^{вн} \text{ (3.43), } Q_{відп} \text{ (3.43), } \eta_k^H \text{ і } \eta_{mn}, K_k, K_m \text{ (3.62; 3.64; 3.63),}$$

$$b_e \text{ (3.62).}$$

У ГКД 34.09.106-98 [32] наведені приклади визначення абсолютних і питомих витрат палива на відпущену електричну й теплову енергію для трьох ТЕЦ із різними типами устаткування (турбіни Т-100-130, Т-250-240 і водогрійні котли). У додатку А наведений один із цих прикладів розрахунку.

3.7 Спрощена методика поділу витрат

У зв'язку з подальшим зростанням цін на паливо зростає собівартість теплової енергії. За дорученням Мінпаливенерго ВАТ «ЛьвівОРГРЕС» в 2003 р. розробило спрощену методику визначення витрати палива на відпущену електричну й теплову енергію при їхньому комбінованому виробітку на ТЕС, що забезпечує конкурентоспроможність теплової енергії, виробленої ТЕЦ (ГКД 34.09.100-203) [26]. Розроблення спрощеної методики обумовлена так само тим, що ТЕЦ малої потужності мають недостатньо засобів сучасної вимірювальної техніки [18, 31], що дозволяло б одержувати достовірні результати розрахунків.

В основу спрощеного методу визначення питомих витрат палива покладений перший закон термодинаміки. Передбачено відомість енергетичних і матеріальних балансів на всіх стадіях перетворення енергії. Критерієм об'єктивності розрахунків є зіставлення питомих витрат палива, одержаних за прямим балансом й за складовими балансу.

Економічний розподіл витрати палива між електроенергією й теплотою, вироблених при комбінованому виробництві, здійснюється за допомогою коефіцієнта економічного розподілу $K_{e.p}$, котра дозволяє визначити частку теплоти відбірної пари, що умовно відноситься на виробництво електроенергії. Величина його визначається на основі обґрунтованих техніко-економічних розрахунків, що дозволяють одержати максимально можливе зниження питомих витрат палива на теплову енергію.

Розрахункова величина коефіцієнта економічного розподілу включається до складу нормативних енергетичних характеристик устаткування, узгоджується й затверджується відповідно до ГКД 34.09.151-94 [25] із НКРЕ.

Оскільки при цьому ставилося завдання забезпечити рентабельність виробництва теплової й електричної енергії, встановлювалася верхня межа $K_{e.p}$, визначена Інститутом загальної енергетики НАН України на основі термодинамічних коефіцієнтів цінності теплоти, постійних для даної ТЕЦ, із урахуванням складу її устаткування й режимів роботи.

Нижня межа коефіцієнта є нулем і тоді методика збігається з «фізичним методом».

Основні принципи спрощеної методики визначення витрати палива на відпущену електричну й теплову енергію на ТЕЦ (ГКД 34.09.100-2003) [26] викладені в роботі [18].

Нові нормативні методики дозволяють розділити відомі зі звітних показників загальностанційні витрати палива на виробіток теплоти й електроенергії з урахуванням витрати палива на роботу водогрійних котлів, але не дають рекомендацій з поділу інших експлуатаційних витрат ТЕЦ між цехами.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Мельник А.Г., Корінцева О.І., Сотник І.М. Економіка енергетики: Навч. посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 238 с.

2 Прузнер С.Л., Златопольский А.Н., Некрасов А.М. Экономика энергетики СССР: Учеб. для энерг. спец. вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1984. – 424 с.

3 Самсонов В.С. и др. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов/ В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – М.: Высш. шк., 2007. – 416 с.

4 Экономика, организация и планирование теплосилового хозяйства промышленного предприятия: Учеб. для техникумов/ А.Н. Златопольский, С.Л. Прузнер, Е.Н. Калинина, Б.С. Ворошилов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 320 с.

5 Економіка підприємства: Підручник/ За заг. ред. Л.Г. Мельника. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 238 с.

6 Шваб Л.І. Економіка підприємства: Навч. посібник для студентів вищих навчальних закладів. – К.: Каравела, 2004. – 568 с.

7 Основні положення про склад витрат виробництва (обігу) на підприємствах і в організаціях. Затверджені постановою КМ України від 10.11.1994 р., №759.

8 Методические рекомендации по формированию себестоимости продукции (работ, услуг) в промышленности. – К., 2001. – 175 с.

9 Галузеві методичні рекомендації з формування собівартості виробництва, передачі та постачання електричної і теплової енергії. – Львів: «ЛьвівОРГРЕС», 2001. – 106 с.

10 Аврух А.Я. Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике. – М.: Энергия, 1977. – 464 с.

11 Златопольский А.Н., Завадский И.М. Экономика промышленной теплоэнергетики. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1975. – 328 с.

12 Мелентьев Л.А., Штейнгауз Е.О. Экономика энергетики СССР. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1986. – 352 с.

13 Экономика энергетики СССР.: Учебник/ А.Н. Шишлов, Н.Г. Бухаринов, В.А. Таратин ти др. Под ред. А.Н. Шишлова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1986. – 352 с.

14 Прузнер С.Л. Экономика теплоэнергетики: Учебник. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1975. – 320 с.

15 Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетики СССР: Учеб. для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.

16 Бриль Р.Я., Хейстер И.М. Экономика социалистической энергетики. – М.: Высш. шк., 1966. – 448 с.

17 Збірник тарифів на перевезення вантажів залізничним транспортом України.: Тарифне керівництво №1. – К.: Міністерство транспорту України. Державна адміністрація залізничного транспорту України, 1999. – 268 с.

18 Винницький І.П., Герасимов С.М., Гут П.О. Спрощений метод визначення витрат палива на відпущену електричну і теплову енергію за їх комбінованого виробництва на теплових електростанціях // Енергетика и электрификация, 2004. – №8. – С. 42-45.

19 Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей. Сборник докладов под общей ред. А.В. Винтера. – М., Л.: Госэнергоиздат, 1953.

20 Горшков А.С. Технично-економические показатели тепловых электрических станций. –2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.

21 Бродянский В.М. и др. Эксергетический метод и его приложения / В.М. Бродянский, В. Фраттер, К. Михалек; Под ред. В.М. Бродянского. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

22 Шаргут Я., Петела Р. Эксергия; Пер. с польского под ред. В.М. Бродянского. – М.: Энергия, 1968. – 279 с.

23 Щепетильников М.И., Хлопушин В.И. Сборник задач по курсу ТЭС: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 176 с.

24 ГКД 34.09.101-195 Паливо на електростанціях. Правила обліку. – К.: УНВО «Енергопрогрес», 1995.

25 ГКД 34.09.151-94 Перегляд (розробка) енергетичних характеристик обладнання, порядок визначення нормативних питомих витрат та заощадження палива на теплових електростанціях: Положення. – К., 1994.

26 ГКД 34.09.100-2003. Витрати палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві на теплових електростанціях: Методика визначення. – К., 2003.

27 ГКД 34.09.103-96. Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования: Методические указания. – К.: УНПО «Енергопрогрес», 1996.

28 ГКД 34.09.108-98. Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпускну електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві: Методика. – К.: НДІ Енергетика, 1998. – 18 с.

29 Методика расчета норм расхода и экономии топлива. МТ34-00-019-85. – М.: Союзтехэнерго, 1986. – 50 с.

30 РД 34.09.102-85. Правила учета отпуска тепловой энергии. – М.: СПО: Союзтехэнерго, 1986.

31 Винницький І.П., Мисак Й.С. Метод розподілу затрат палива при комбінованому виробництві тепла та електроенергії

на паротурбінних ТЕС // Енергетика та електрифікація. – 2007. - №11. – С. 6-9.

32 Рубинштейн Я.М. Исследование теплових схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 270 с.

Додаток А

Приклад визначення витрати палива на відпущену електричну й теплову енергію при їхньому комбінованому виробництві на ТЕЦ [28, С. 11]

1 Вихідні дані

На ТЕЦ установлені дві турбіни ($n_m = 2$) Т-100-130 і чотири пікових котли (ПВК). Турбіни працюють у режимі двоступінчастого підігріву. З однієї з турбін відбувається відпускання теплоти з конденсатора, турбіна працює з нормальним вакуумом.

2 Показники роботи ТЕЦ за місяць

- а) вироблено електричної енергії $E = 120000$ МВт·год;
- б) відпущено електроенергії $E_{відп} = 98336$ МВт·год; при цих даних число годин роботи встановленої електричної потужності $h_y = 7200$ год/р.; коефіцієнт власних потреб $K_{сн} = 18\%$.
- в) відпущено теплоти зовнішнім споживачам

$$Q_{відп} = 2036055 \text{ ГДж,}$$

у т.ч. з відпрацьованою парою турбін

$$Q_{відпр} = 698368 \text{ ГДж;}$$

г) відпущено теплоти від турбін зовнішнім споживачам і на власні потреби

$$Q_m = 792429 \text{ ГДж},$$

у т.ч.

- 1) з III-го нерегульованого відбору $Q_{III} = 8380$ ГДж;
 - 2) з V-го нерегульованого відбору $Q_V = 21545$ ГДж;
 - 3) з верхнього регульованого відбору $Q_{mv}^6 = 293300$ ГДж;
 - 4) з нижнього регульованого відбору $Q_{mv}^H = 424937$ ГДж;
 - 5) від конденсатора турбіни $Q_{конд} = 44267$ ГДж.
- З них при роботі з погіршеним вакуумом $Q_{конд}^{nb} = 0$ ГДж;
- д) витрата теплоти на виробництво електроенергії

$$Q_c = 484196 \text{ ГДж};$$

е) витрата теплоти на власні потреби турбін

$$Q_m^{6n} = 2422 \text{ ГДж};$$

ж) витрата палива $B_y = 94343$ т у.п., у тому числі

- на енергетичні котли $B_{ек} = 45664$;

- на ПВК $B_{ПВК} = 48679$;

и) витрата електроенергії на власні потреби енергетичних котлів

$$E_k^{6n} = 2416 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

к) витрата електроенергії на власні потреби турбін

$$E_m^{6n} = 6120 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

л) споживання електроенергії на власні потреби від мережі енергокомпаній ($E_{eo} = 0$; $\alpha^{6n} = 0$);

- м) частка відпускання теплоти від ПВК $\alpha_{ПВК} = 64,3\%$;
 н) частка відпускання теплоти за рахунок нагрівання мережної води в насосах

$$\alpha_{відп}^{нас} = 1,4\%;$$

- п) коефіцієнт втрат теплоти, пов'язаний з її відпусканням

$$\alpha_{втр} = 1,0\%.$$

3 Ентальпія пари

- початкових параметрів $h_0 = 3486$ кДж/кг;
- III-го нерегульованого відбору $h_{III} = 2954$ кДж/кг;
- V-го нерегульованого відбору $h_V = 2732$ кДж/кг;
- верхнього теплофікаційного відбору $h_{те}^6 = 2627$ кДж/кг;
- нижнього теплофікаційного відбору $h_{те}^H = 2594$ кДж/кг;
- конденсатора – не враховується $h_K = h_2 = 2388$ кДж/кг.

4 Розрахунок проміжних показників

- а) коефіцієнт цінності теплоти:

- 1) III-го нерегульованого відбору

$$\begin{aligned} \xi_{III} &= \frac{h_{III} - h_2}{h_0 - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{III}}{h_0 - h_2} \right) = \\ &= \frac{2954 - 2388}{3486 - 2388} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3486 - 2954}{3486 - 2388} \right) = 0,6152, (A1) \end{aligned}$$

де $K = 0,4$ – при параметрах пари перед турбіною $P_0 = 13$ МПа (таблиця 2.1).

- 2) V-го нерегульованого відбору

$$\begin{aligned}\xi_V &= \frac{h_V - h_2}{h_0 - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_V}{h_0 - h_2} \right) = \\ &= \frac{2732 - 2388}{3486 - 2388} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3486 - 2732}{3486 - 2388} \right) = 0,3990; \text{(A2)}\end{aligned}$$

3) верхнього теплофікаційного відбору

$$\begin{aligned}\xi_{mв}^e &= \frac{h_{mв}^e - h_2}{h_0 - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{mв}^e}{h_0 - h_2} \right) = \\ &= \frac{2627 - 2388}{3486 - 2388} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3486 - 2627}{3486 - 2388} \right) = 0,2856; \text{(A3)}\end{aligned}$$

4) нижнього теплофікаційного відбору

$$\begin{aligned}\xi_{mв}^H &= \frac{h_{mв}^H - h_2}{h_0 - h_2} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{mв}^H}{h_0 - h_2} \right) = \\ &= \frac{2594 - 2388}{3486 - 2388} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3486 - 2594}{3486 - 2388} \right) = 0,2478; \text{(A4)}\end{aligned}$$

5) конденсатора $\xi_{конд} = 0$;

б) величина економії теплоти за рахунок комбінованого виробництва електричної й теплової енергії

$$\begin{aligned}\Delta Q_e^{KB} &= \left[Q_{III} \cdot (1 - \xi_{III}) + Q_V \cdot (1 - \xi_V) + Q_{mв}^e \cdot (1 - \xi_{mв}^e) + \right. \\ &\quad \left. + Q_{mв}^H \cdot (1 - \xi_{mв}^H) + Q_{конд} \cdot (1 - \xi_{конд}) \right] \cdot \frac{Q_{від}}{Q_m} = \\ &= \left[8380 \cdot (1 - 0,6152) + 21545 \cdot (1 - 0,3990) + 293300 \cdot (1 - 0,2856) + \right. \\ &\quad \left. + 424937 \cdot (1 - 0,2478) + 44267 \cdot (1 - 0) \right] \cdot \frac{698368}{2036055} = 519589 \quad \text{ГДж}\end{aligned} \tag{A.5}$$

в) коефіцієнт відношення витрати палива енергетичними котлами на виробництво електроенергії

$$K_e = \frac{Q_e + Q_m^{6.n.} + 0,5 \cdot \Delta Q_{em}^{K6}}{Q_e + Q_m^{6.n.} + 0,5 \cdot \Delta Q_{em}^{6.n.} + Q_{відп} \cdot (100 - \alpha_{ПВК} - \alpha_{відп}^{нас} + \alpha_{втр})} =$$

$$= \frac{484196 + 2422 + 0,5 \cdot 519589}{484196 + 2422 + 0,5 \cdot 519589 + 2036055 \cdot (100 - 64,3 - 1,4 + 1,0) \cdot 10^{-2}} = 0,5094 \quad (A.6)$$

г) витрата електроенергії на власні потреби котлів, віднесених на виробництво електроенергії,

$$E_{\kappa(e)}^{6n} = E_{\kappa}^{6n} \cdot K_e = 2416 \cdot 0,5094 = 1231 \text{ МВт} \cdot \text{год}; \quad (A.7)$$

д) витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ, віднесені на виробництво електроенергії,

$$E_e^{6n} = E_{\kappa(e)}^{6n} + E_m^{6n} = 1231 + 6120 = 7351 \text{ МВт} \cdot \text{год}. \quad (A.8)$$

5 Розрахунок витрат палива

а) витрата палива на виробіток електроенергії, т у.п.,

$$B_e = B_{ек} \cdot K_e \cdot \frac{E_{відп}}{E - E_e^{6n} \cdot \alpha^{6n}} =$$

$$= 45664 \cdot 0,5094 \cdot \frac{98336}{120000 - 7351 \cdot 1,0} = 20306; \quad (A.9)$$

б) питома витрата палива на відпущену електроенергію, г у.п./((кВт·год),

$$b_e = \frac{B_e}{E_{відп}} \cdot 10^3 = \frac{20306}{98336} \cdot 10^3 = 206,5; \quad (A.10)$$

в) витрата палива на відпущену теплову енергію, кг у.п.,

$$B_{me} = B_{\psi} - B_e = 94343 - 20306 = 74037; \quad (\text{A.11})$$

г) питома витрата палива на відпущену теплову енергію,
кг у.п./ГДж

$$b_{me} = \frac{B_{me}}{Q_{\text{відп}}} \cdot 10^3 = \frac{74037}{2036055} \cdot 10^3 = 36,36. \quad (\text{A.12})$$

