

УДК 621.1/3

Філоненко В.М.

КОГЕНЕРАЦІЯ

ЗМІСТ

Стор.

Термінологічна база.....	3
1 Паливно-енергетичні ресурси енергетичних установок.....	4
2 Когенерація. Загальні положення.....	14
3 Базове обладнання когенераційних установок.....	22
4 Паливна та фінансова ефективні когенераційного вироблення теплової і електричної енергії	42
5 Когенераційний потенціал промислових підприємств.....	48
6 Розподіл витрат палива в когенераційних установках.....	56
7 Показники енергетичної ефективності когенераційних установок	66
8 Собівартість теплової та електричної енергії в когенераційних установках.....	73
9 Законодавство, державне регулювання та стимулювання у сфері використання когенераційних установок	88
10 Етапи створення когенераційних установок.....	94
Література	99

Термінологічна база

Внутрішньо станційне енерго-споживання – споживання енергії обладнанням, що технологічно входить до складу енергоустановки (станції).

Зовнішнє електро-споживання – споживання електричної енергії обладнанням, що технологічно входить до складу поза-станційного споживача енергії.

Зовнішнє тепло-споживання – споживання теплової енергії обладнанням, що технологічно входить до складу поза-станційного споживача енергії.

Комбіноване вироблення теплової та електричної енергії – спільне одночасне вироблення теплової та електричної енергії в єдиному технологічному комплексі енергетичної установки.

Конденсаційне вироблення електричної енергії – вироблення електричної енергії в паротурбінній турбоустановці потоком пари, що надходить в конденсатор.

Вироблення електроенергії на тепловому споживанні – вироблення електроенергії електричним генератором потоком енергоносія високого енергетичного потенціалу, який після вироблення електричної енергії буде мати нижчий енергетичний потенціал і буде використаний споживачем теплової енергії.

Котел утилізатор – паровий котел, що використовує (утилізує) теплоту вже відпрацьованих в енергетичній установці продуктів згорання палива.

Первинна енергетична установка – енергетична установка, що виробляє теплову або електричну енергію, на базі якої, використавши її когенераційний потенціал можливо створити систему з вироблення іншого виду енергії.

Когенераційний потенціал енергетичної установки – відношення обсягу теплової енергії до обсягу електричної енергії, що може виробити і відпустити для зовнішнього споживання енергоустановка у разі реалізації в ній когенераційних технічних рішень.

Когенераційний потенціал промислового підприємства – відношення обсягу теплової енергії до обсягу електричної енергії, що споживає промислове підприємство.

Когенераційні технічні рішення – технічні рішення, реалізація яких в системі первинної енергетичної установки створює можливість комбінованого вироблення теплової та електричної енергії.

1. ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

План

- 1.1. Паливно енергетичні ресурси. Загальні положення
- 1.2. Одиниці виміру обсягів паливно енергетичних ресурсів
- 1.3. Співвідношення між одиниці виміру енергетичних ресурсів
- 1.4. Енергетичне обладнання

1.1. Паливно енергетичні ресурси. Загальні положення

Паливно-енергетичними ресурсами (ПЕР) промислової теплоенергетики є:

- паливо – рідке тверде, газоподібне;
- теплова енергія у вигляді теплового випромінювання, гарячої води, водяної пари, продуктів згорання палива;
- електрична енергія у вигляді постійного або змінного струму.

Параметрами (характеристиками) палива є:

- вид (фізичний стан) палива – тверде (вугілля, торф), рідке (мазут, гас, біопаливо), газоподібне (природний газ, біогаз);
- витрата, од виміру – т/год, тис.м³/год, тощо;
- питома теплота згорання (вища або нижча), од виміру – ккал/кг, кДж/кг, кДж/м³;
- питома кількість повітря, необхідна для згорання палива, од виміру – нм³/кг.

Параметрами (характеристиками) теплової енергії є:

- вид (фізичний стан) теплоносія – водяна пара, вода, повітря, масло;
- температура теплоносія, од виміру – °С, К;
- тиск теплоносія, од виміру – бар, атм, Па (МПа);
- ентальпія теплоносія, од виміру – кДж/кг, ккал/кг;
- витрата теплоносія, од виміру – т/год м³/год, та інш;
- кількість (обсяг) теплоти, од виміру – ккал, Гкал, кДж, ГДж, кВт.год;
- потужність потоку енергії, од виміру – кДж/с (кВт), ккал/с, та інш.

Параметрами (характеристиками) електричної енергії є:

- напруга, од виміру – Вольт;
- сила струму, од виміру – Ампер;
- коефіцієнт потужності ($\cos(\varphi)$), од виміру – од;
- активна потужність, од виміру – кВт;
- реактивна потужність, од виміру – кВар;
- повна потужність, од виміру – кВа;
- кількість електричної енергії (активної), од виміру – кДж, кВт.год (у 3600 разів вища за кДж);
- вид електричного струму – постійний, змінний.

1.2. Одиниці виміру обсягів паливно енергетичних ресурсів

В енергетиці використовуються поняття:

- поняття обсягу (кількості) енергії або енергетичного ресурсу;
- поняття потужності енергії, енергетичної установки або енергетичного ресурсу, тобто кількість енергоресурсу у загально визначений термін часу.

Загальноприйнятими одиницями виміру ПЕР є:

- **обсяг (або кількість) ПЕР**, спожитих або витрачених з будь який термін споживання, за хвилину, годину, добу, місяць, рік. Загально визначеними одиницями виміру обсягу (кількості) ПЕР є:

- для твердого та рідкого палива – тонна;
- для газоподібного палива – тис. м³;
- для теплової енергії – Гкал, Мкал, ккал, ГДж, МДж, кДж;
- для електричної енергії – тис.кВт·год, кВт·год;
- для механічної енергії – тис.кВт·год, кВт·год;
- для штучного холоду – Гкал, Мкал, ккал, ГДж, МДж, кДж;

Наприклад, 200 т вугілля за добу; 3 тис кВт·год електроенергії за місяць, 10 Гкал теплоти за добу, тощо;

- **потужність потоку енергії**, тобто кількість теплової, електричної енергії, або штучного холоду, спожитих або вироблених за загально визначений термін часу. Загально визначеними термінами часу для визначення потужності енергетичних ресурсів є:
 - **секунда (с)**, для механічної, електричної і теплової енергії в системі одиниць виміру фізичних параметрів „SI”. Наприклад, двигун, механічною потужністю 10,0 кВт (кДж/с), електрогенератор потужністю 2,5 тис.кВт; теплообмінник тепловою потужністю 20,0 кВт (кДж/с);
 - **година (год)**, для теплової енергії в системі одиниць виміру фізичних параметрів „MKSS”. Наприклад, водогрійний котел тепловою потужністю 20,0 Гкал/год.

Увага ! Для енергоносія – „паливо” загально визнаною мірою визначення потужності не є слово „потужність”, а є „витрата” за секунду, за годину, за місяць, наприклад, енергетична установка з витратою палива 20,0 т мазуту/год (5,56 кг мазуту/с).

1.3. Співвідношення між одиниці виміру енергетичних ресурсів

Протягом розвитку промислової теплоенергетики було створено кілька систем виміру енергетичних параметрів, а саме система СІ (с, кг, Дж...), система МКГС (ккал, кг...), а також та різні позасистемні одиниці виміру, наприклад для визначення кількості (обсягу) теплової і електричної енергії – „кВт·год”.

Кількості енергії “кВт·год” це, по суті, “кДж”, збільшений у 3600 разів. Тобто, **1 кВт·год = 3600 кДж**.

Логіка формування цієї одиниці виміру наступна: $1,0 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 1,0 \text{ (кДж/с)} \cdot \text{год}$. Враховуючи, що $1 \text{ год} = 3600 \text{ с}$, одержуємо $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 1,0$

(кДж/с)·3600 с. Після взаємного скорочення “с” в чисельнику та знаменнику одержуємо 1 кВт·год = 3600 кДж.

Таким чином, одна кВт.год енергії – дорівнює 3600 кДж енергії. При чому, незалежно, здійснюється вимір теплової чи електричної енергії.

1.3.1. Співвідношення між „кДж і кВт.год”

Формули перерахунку кількості “кДж” в кількість “кВт.год” достатньо прості і їх потрібно запам’ятати:

- для потоку теплоти:
$$Q_T^{\text{кДж}} = Q_T^{\text{кВт.год}} \cdot 3600 \quad (1.1)$$

$$Q_T^{\text{кВт.год}} = Q_T^{\text{кДж}} / 3600 \quad (1.2)$$

- для потоку електричної енергії:
$$W_e^{\text{кДж}} = W_e^{\text{кВт.год}} \cdot 3600 \quad (1.3)$$

$$W_e^{\text{кВт.год}} = W_e^{\text{кДж}} / 3600 \quad (1.4)$$

У цифровому виразі:

- наприклад, електричний калорифер спожив за добу 10,0 кВт.год електричної енергії ($W_e^{\text{кВт.год}} = 10,0$ кВт.год), це означає, що він спожив 36000 кДж електричної енергії ($W_e^{\text{кДж}} = 10 \cdot 3600 = 36000$ кДж);
- наприклад, теплообмінник за дві години спожив 2000 кДж теплової енергії ($Q_T^{\text{кДж}} = 2000$ кДж), це означає, що він спожив за дві години 0,56 кВт.год теплової енергії ($Q_T^{\text{кВт.год}} = 2000/3600 = 0,56$ кВт.год).

1.3.2. Співвідношення між „кДж і „ккал”

Формули для перерахунку одиниць виміру кількості теплової енергії “ккал” і “кДж” наступні:

$$Q_T^{\text{ккал}} = Q_T^{\text{кДж}} / 4,19 \quad (1.5)$$

$$Q_T^{\text{кДж}} = Q_T^{\text{ккал}} \cdot 4,19 \quad (1.6)$$

Наприклад, електричний калорифер виробив 10,0 ккал теплової енергії ($Q_T^{\text{ккал}} = 10$ ккал), це означає, що він виробив 41,9 кДж теплової енергії ($Q_T^{\text{кДж}} = 10,0 \cdot 4,19 = 41,9$ кДж).

Наприклад, теплообмінник спожив 2000 кДж теплової енергії ($Q_T^{\text{кДж}} = 2000$ кДж), це означає, що він спожив 477,3 ккал теплової енергії ($Q_T^{\text{ккал}} = 2000/4,19 = 477,3$ ккал).

Наведені вище співвідношення не потребували би запам’ятовування, якби не мали виключно важливого значення у плані представлення обсягів енергоносіїв у промисловості. У промисловості діють великі, у порівнянні з годиною, терміни споживання (вироблення) енергоресурсів, а саме: доба, місяць, рік.

Оскільки ні одна з раніше створених одиниць виміру енергетичних параметрів не була відмінена, то, на сьогодні, становить певну складність перевести одніці виміру з однієї системи вимру в іншу.

В табл. 1.1. наведено співвідношення між енергетичними параметрами, визначеними в різних системах одиниць виміру, використання яких суттєво полегшить практичну роботу з енергозбереження.

Таблиця 1.1

Співвідношення між одиниць виміру кількості енергії

Найменування одиниць виміру кількості енергії	Еквіваленти одиниці виміру енергії
1,0 кВт·год	= 3,6 МДж = 859,2·10⁻⁶ Гкал = 122,74·10⁻⁶ т у.п.
1,0 ГДж	= 277,8 кВт·год = 238,67·10⁻³ Гкал = 3,6·10⁻³ ГДж = 34,09·10⁻³ т у.п.
1,0 МДж	= 0,278 кВт·год = 238,67·10⁻⁶ Гкал = 34,09·10⁻⁶ т у.п.
1,0 Гкал	= 1163,87 кВт·год = 4190 МДж = 142,85·10⁻³ т у.п.
1,0 т у.п.	= 8147,30 кВт·год = 29334,12 МДж = 7000 ккал

Еквіваленти перерахунку умовного палива в натуральні види палива та в енергоресурси наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2.

Еквіваленти перерахунку умовного палива в натуральні види палива та в енергоресурси

Кількість Умовне паливо	Назва натурального палива (енергоресурсу)	Кількість Натурального палива / Енергоресурсу еквівалентне 1 т у.п.
1 т у.п.	Природний газ	0,870 тис.м ³
1 т у.п.	Кокс	1,000 т
1 т у.п.	Камяне вугілля	1,54
1 т у.п.	Мазут	0,740 т
1 т у.п.	Бензин	0,671 т
1 т у.п.	Дизельне паливо	0,690 т
1 т у.п.	Гас	0,680 т

1 т.у.п.	Теплова енергія	7,0 Гкал
1 т.у.п.	Електрична енергія	8147,30 кВт·год

Обсяги (тобто кількість) ПЕР, визначаються, як правило:

- або витратомірами різних конструкцій і систем;
- або розрахунковими формулами, які мають індивідуальну структуру, притаманну кожному процесу, агрегату, установці.

Увага! У навчальній науково-технічній літературі розрахункові формули енергетичного напрямку наводяться у вигляді, що передбачає єдино системність виміру параметрів, що входять до їх структури.

Особливістю наведених формул є те, що вони не мають цифрових коефіцієнтів у своїх структурах. Відсутність цифрових коефіцієнтів в структурі формул свідчить, що всі параметри цих формулах належать до єдиної для системи вимірів.

В реальному житті, вимірювання експлуатаційних параметрів процесів, машин, агрегатів, установок здійснюється в різних (часто позасистемних) одиницях вимірювання.

Такий стан є зручним тому, що спрощує для оперативного персоналу сприйняття виробничих ситуацій і накопичення в пам'яті технічної інформації:

- простіше запам'ятати і використовувати для практичних цілей значення тиску в резервуарі за позасистемними – 0,5 атм, чим за системними 51000 Па (Н/м²);
- простіше запам'ятати і використовувати для практичних цілей кількість спожитої агрегатом (або власним помешканням) електроенергії у позасистемних 100 кВт·год за місяць, чим 360000 кДж за місяць;
- тощо.

Визначення обсягів ПЕР за допомогою витратомірів не становить труднощів для спеціаліста будь якого рівня.

А от визначення обсягів за допомогою розрахункових формул становить неабияку труднощі, оскільки передбачає вміння користуватися паливно-енергетичними балансами агрегатів, установок, виробництв.

Саме структура паливно-енергетичного балансу (тобто вигляд його формули) об'єкту енергоспоживання дає можливість визначати витрату ПЕР (палива, теплової енергії, електричної енергії). Слід пам'ятати, що вигляд (структура) формули для кожного об'єкту є різною і достатньо складною.

Слід засвоїти співвідношення між системними і поза системними одиницями виміру потоків енергії, а саме між “кДж” і “ккал”, і “кДж” і “кВт·год”.

Обсяги виробленої та спожитої енергії, прив'язані до вищенаведених позасистемних часових термінів, мають вигляд “кВт·год/добу”, Гкал/міс, МВт·год/рік, тощо.

Невід'ємним поняттям для діяльності в сфері енергозбереження є поняття кількості (обсягу) використаної (або виробленої) енергії протягом певного часу

(терміну). Поняття кількості (обсягу) енергії використовується у методології визначення обсягів закупівлі енергоресурсів та показників економічної ефективності робіт з енергозбереження.

Термінами використання енергоресурсів загально визнано *годину, добу, місяць та рік*. Умовним позначенням терміну використання енергії, як правило, є грецька літера – $\tau_{\text{розр}}$. Розмірність $\tau_{\text{розр}}$ різна, у залежності від визначеного періоду використання або вироблення енергії. Наприклад,

- для періоду “година”, $\tau_{\text{розр}}$ має розмірність *год/год*;
- для періоду “доба”, $\tau_{\text{розр}}$ має розмірність *год/добу*;
- для періоду “місяць” $\tau_{\text{розр}}$ має розмірність *год/місяць*.

Співвідношення між потужністю (наприклад, N) і кількістю (наприклад, N_{τ}) енергії визначається формулами:

$$N_{\tau} = N \cdot \tau_{\text{розр}} \quad (1.7)$$

$$N = N_{\tau} / \tau_{\text{розр}} \quad (1.8)$$

де:

N – потужність агрегату (установки), кВт, Гкал/год. Визначається за відомими з навчальних курсів дисциплінами;

N_{τ} – кількість енергії, що спожита (або вироблена) агрегатом (установкою) протягом розрахункового терміну експлуатації, кВт.год/год, кВт.год/добу, Гкал/добу;

$\tau_{\text{розр}}$ – розрахунковий термін експлуатації агрегату (установки), год/год, 24 год/добу, 720 год/місяць, 8760 год/рік, Гкал/добу, Гкал/міс, Гкал/рік.

Наприклад:

- Енергетична установка (котельня) має теплову потужність з відпуску теплової енергії $Q = 10$ Гкал/год (або 11,63 МВт(т). За один місяць котельня відпустить споживачам теплову енергію в кількості $Q_{\tau} = 7200$ Гкал/міс, див. ф-лу (1.5): $Q_{\tau} = 10_{\text{Гкал/год}} \cdot 720_{\text{год/міс}} = 7200_{\text{Гкал/міс}}$, або 8373,6 МВт·год/міс.
- Енергетична установка (компресор) за один місяць спожив електричної енергії в кількості $W_{\tau} = 80000$ кВт.год/міс. Середня за місяць експлуатаційна потужність компресора становила $W = 11,1$ кВт, див. ф-лу (1.6): $W = 8000_{\text{кВт.год/міс}} / 720_{\text{год/міс}} = 11,1_{\text{кВт}}$.

Для промислових підприємств, що споживають різні види ПЕР, добові обсяги їх споживання у відповідності до кожного виду ПЕР визначається таким чином:

- добовий обсяг споживання електричної енергії об’єктом – $W_{\text{спож}}$, кВт.год/доб, визначається за формулою:

$$W_{\text{спож}} = e_{\text{техн}} \cdot A_{\text{ПП}} \quad (1.9)$$

де:

$e_{\text{техн}}$ – питома витрата електричної енергії на одиницю продукції, виробленої об’єктом, кВт.год/т прод;

$A_{\text{ПП}}$ – добова виробнича потужність промислового підприємства (об’єкту енергоспоживання), т прод/добу.

- добовий обсяг споживання теплової енергії об'єктом – $Q_{\text{спож}}$, МДж/доб, (Мкал/ доб), визначається за формулою:

$$Q_{\text{спож}} = q_{\text{техн}} \cdot A_{\text{пп}} \quad (1.10)$$

де:

$q_{\text{техн}}$ – питома витрата теплової енергії на одиницю продукції, МДж/т прод, (ккал/т прод);

- добовий обсяг споживання палива – $V_{\text{спож}}$, т/добу (тис. м³/добу), визначається за формулою:

$$V_{\text{спож}} = v_{\text{техн}} \cdot A_{\text{пп}} \quad (1.11)$$

де:

$v_{\text{техн}}$ – питома витрата палива на одиницю продукції, т /т прод, (м³ /т прод);

1.4. Енергетичне обладнання

До енергетичного обладнання відносять:

- парові котли (парогенератори);
- водогрійні котли;
- котли-утилізатори;
- парові турбіни;
- газові турбіни;
- двигуни внутрішнього згорання;
- теплообмінники;
- компресори;
- насоси;
- тощо.

Кожен вид енергетичного обладнання:

- має індивідуальні експлуатаційні параметри і характеристики, тобто графічні або аналітичні залежності між параметрами;
- має індивідуальні термодинамічні процеси;
- має індивідуальні макропоказники споживання або вироблення енергетичних ресурсів (палива, теплової або електричної енергії);
- має індивідуальні показники енергетичної ефективності.

1.5. Енергетичні рівняння енергетичних установок

Енергетичними рівняннями є математичні взаємоувязки кількості спожитих або вироблених за визначений термін часу енергоресурсів (палива, теплової енергії, електричної енергії) а саме: $V_{\text{пал}}$, кг/с, т/год, тис.м³/год; $W_{e/e}$, кДж/с (кВт); $Q_{t/e}$, Мкал/год, Гкал/год, ГДж/год, МВт із:

- або із експлуатаційними параметрами енергоустановок, т.зв. „енерго-параметричні” рівняння;
- або із ККД енергоустановки та теплотою згорання палива, т.зв. „паливно-енергетичні рівняння”

1.5.1. Енерго-параметричні рівняння енергетичних установок

Структура енерго-параметричних рівнянь енергетичних установок встановлюється у відповідності до експлуатаційних параметрів, що визначають механізм одержання (генерації) енергоресурсів.

Прикладами енерго-параметричних рівнянь енергетичних установок можуть слугувати:

- рівняння електричної потужності (кількості електричної енергії, виробленої за одну секунду) турбогенератора на базі однопарової турбіни, що працює в „чисто конденсатному режимі:

$$W_{\text{ту}} = D_{\text{нас}}^0 \cdot (i_o - i_{\text{ка}}) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_e \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{др}} \quad (1.12)$$

де:

$W_{\text{ту}}$ – електрична потужність турбогенератора, кВт;

$D_{\text{ту}}^0$ – витрата гострої пари на вході в парову турбіну, кг/с;

i_o – ентальпія гострої пари на вході в турбіну, кДж/кг;

$i_{\text{ка}}$ – ентальпія відпрацьованої пари на виході з парової турбіни за умови ідеалізованого процесу її розширення в проточній частині турбіни, кДж/кг;

η_{oi} – внутрішній відносний ККД парової турбіни, од;

η_e – електричний ККД електрогенератора, од;

η_m – механічний ККД турбоагрегата, од;

$\eta_{\text{др}}$ – коефіцієнт, що враховує втрату роботи в стоп-рому і регулювальній клапанах турбіни, од.

- рівняння електричної потужності (кількості електричної енергії, спожитої за одну секунду) електродвигуна – приводу відцентрового насосу:

$$W_{\text{нас}} = [(Q_{\text{нас}} \cdot H_{\text{нас}} / (\eta_{\text{нас}} \cdot \eta_{\text{нас}}))] \cdot \rho \cdot g \quad (1.13)$$

де:

$Q_{\text{нас}}$ – подача насоса, м³/с;

$H_{\text{нас}}$ – напір (тиск), який створює насос у вихідному патрубку, м в.ст;

$\eta_{\text{нас}}$ – ККД насоса, од;

$\eta_{\text{нас}}$ – ККД електроприводу насоса, од.

- рівняння теплової потужності (кількості теплової енергії, виробленої за одну секунду) парогенератора (парового котла):

$$Q_{\text{ПГ}} = D_{\text{ПГ}} \cdot (i_o - i_{\text{ж.в}}) + \alpha_{\text{прод}} \cdot (i_{\text{к.в}} - i_{\text{ж.в}}) \quad (1.14)$$

де:

$Q_{\text{ПГ}}$ – теплова потужність парогенератора, кДж/с (кВт);

$D_{\text{ПГ}}$ – витрата гострої пари на виході з парогенератора, кг/с;

i_o – ентальпія гострої пари на виході з парогенератора, кДж/кг;

$i_{\text{ж.в}}$ – ентальпія живильної води на вході в парогенератор, кДж/кг;

$\alpha_{\text{прод}}$ – коефіцієнт безперевного продування парогенератора, од;

$i_{\text{к.в}}$ – ентальпія котлової води в барабані парогенератора, кДж/кг.

- рівняння теплової потужності (кількості теплової енергії, спожитої за одну секунду) теплообмінником типу „пара-рідина”

$$Q_{\text{ТОА}} = \varphi_{\text{втр}} \cdot D_{\text{ТОА}} \cdot (i_{\text{гр.п}} - i_{\text{конд}}) \quad (1.15)$$

де:

$Q_{\text{ТОА}}$ – теплова потужність теплообмінного апарату, кВт;

$\varphi_{\text{втр}}$ – емпіричний коефіцієнт, що враховує втрати теплоти грійного теплоносія (водяної пари) від теплообмінника в навколишнє середовище, од;

$D_{\text{ТОА}}$ – витрата грійної пари на теплообмінник (ТОА), кг/с;

$i_{\text{гр.п}}$, $i_{\text{конд}}$ – ентальпії, відповідно, грійної пари та конденсату, на вході та на виході теплообмінника, кДж/кг.

- рівняння теплової потужності (кількості теплової енергії, спожитої за одну секунду) теплообмінником типу „конденсат-рідина”

$$Q_{\text{ТОА}} = G_{\text{конд}} \cdot c_{\text{конд}} \cdot (t_{\text{конд}}^{\text{вих}} - t_{\text{конд}}^{\text{вх}}) \quad (1.16)$$

де:

$G_{\text{конд}}$ – витрата грійного конденсату, кг/с;

$c_{\text{конд}}$ – теплоємність грійного конденсату, кДж/(кг.град);

$t_{\text{конд}}^{\text{вих}}$, $t_{\text{конд}}^{\text{вх}}$ – температури конденсату, відповідно, на виході та на вході теплообмінника;

1.5.2. Паливно-енергетичні рівняння енергетичних установок

Структура паливно-енергетичних рівнянь енергетичних установок, що споживають органічне паливо, і є ідентичною для всіх джерел вироблення енергії (енергоустановок)

$$E = V \cdot Q_n^p \cdot \eta \quad (1.17)$$

де:

E – енергетична потужність (теплова або електрична), що виробляється, кВт(МВт)

V – витрата палива на вироблення енергії, кг/сек.

Q_n^p – нижча теплота згорання палива, кДж/кг; кДж/м³;

η – ККД (електричний або тепловий) енергоустановки у відповідності до виду енергії, що виробляється.

Увага!

Формула (1.17) сформована без будь якого числового кореляційного коефіцієнта у своїй структурі. Тому використати її можливо тільки у разі застосування єдино-системних параметрів, що входять у формулу.

Паливно-енергетичні рівняння – це математичний вихід на витрату палива, на одержану потужність, кількість енергії і в кінці кінців – на фінансову доцільність вироблення енергії в тій чи іншій енергоустановці.

- Для КЕС енергетичне рівняння має вигляд:

(1.17)

- Для ГТУ енергетичне рівняння має вигляд:

(1.18)

- Для ТЕЦ енергетичне рівняння має вигляд:

(1.19)

(1.20)

- Для парових котелень енергетичне рівняння має вигляд:

(1.21)

- Для дизель-генераторних (газомоторних) установок (ДГУ) енергетичне рівняння має вигляд:

$$B_{\text{ДВЗ}} = N_{\text{ДВЗ}} / (Q_{\text{н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ДВЗ}}) \quad (1.22)$$

де:

$N_{\text{ДВЗ}}$ – потужність ДВЗ, кВт;

$Q_{\text{н}}^{\text{P}}$ – нижча теплота згорання палива, кДж/кг;

$\eta_{\text{ДВЗ}}$ – ККД ДВЗ, од.

Запитання до самоперевірки

1. 1. Паливно енергетичні ресурси. Загальні положення

1.2. Одиниці виміру обсягів паливно енергетичних ресурсів

1.3. Співвідношення між одиниці виміру енергетичних ресурсів

1.4. Енергетичне обладнання

1.5. Енергетичні рівняння

1.6. Наведіть структуру енерго-параметричних рівнянь енергетичних установок.

1.7. Наведіть структуру паливно-енергетичних рівнянь енергетичних установок.

2. КОГЕНЕРАЦІЯ. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

План

2.1. Когенерація. Визначення

2.2. Передумови створення когенераційних установок

2.1. Когенерація. Визначення

Когенерація (Coexistence generation або CHP) це спільне вироблення теплової і електричної енергії в одній енергетичній установці, що використовує органічне паливо.

Когенерація (когенераційна електрична установка) розглядається як енергоощадна (а точніше паливозберігаюча) альтернатива енергетичним установкам, що реалізують т. зв. роздільне вироблення теплової і електричної енергії, які в своїй сукупності споживають на **9-...** % більше палива.

Принципові блок схеми когенераційних установок наведені на рис. 2.1.

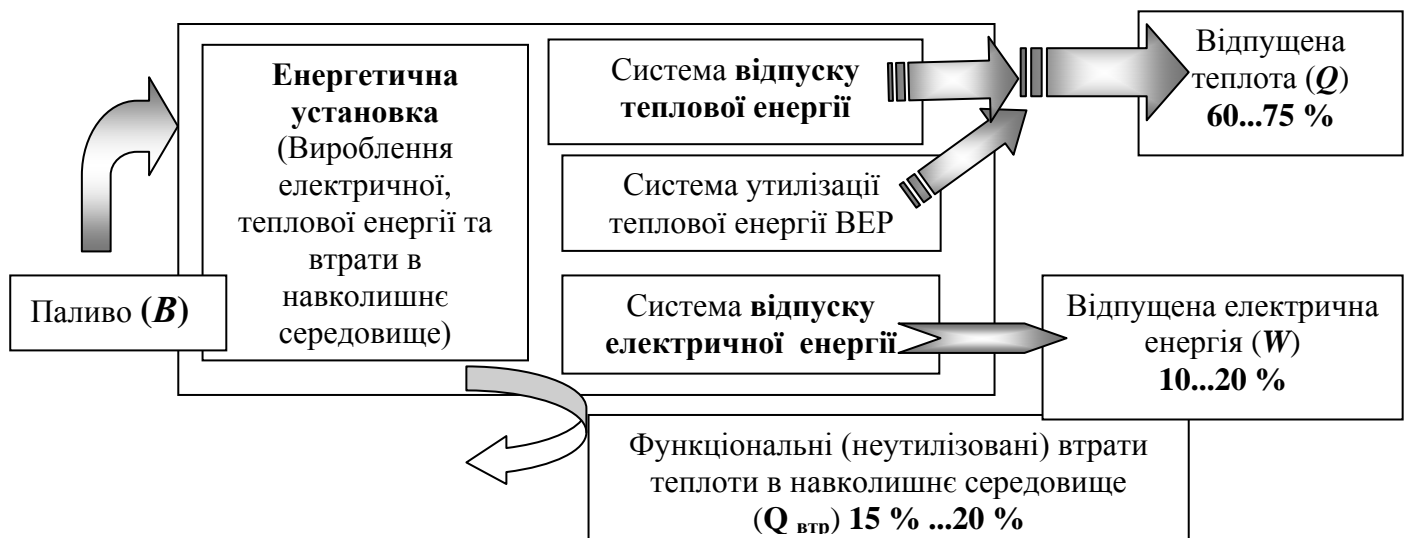


Рис. 2.1. Структура енергетичної когенераційної установки.

2.1.1. Роздільна система вироблення теплової і електричної енергії

На початку лекції розглянемо роздільну систему вироблення теплової і електричної енергії, яка має широке застосування у світі.

Загально прийнятим не когенераційним рішенням забезпечення промислового підприємства (ПП) тепловою та електричною енергією є т.зв. “роздільна” система енергозабезпечення у відповідності до якої:

- **електроенергію**, потужність якої – $W_{\text{ПП}}$, кВт(МВт), ПП одержує від власного або стороннього джерела електричної енергії. Наприклад, від власного дизель-генератора або РЕС (КЕС, АЕС);
- **теплову енергію**, потужність якої – $Q_{\text{ПП}}$, Гкал/год (МВт), ПП одержує від власного або стороннього джерела теплової енергії, наприклад, від власної або районної парової котельні.

Принципова схема роздільного енергопостачання промислового підприємства наведена на рис. 2.2.

Сумарна добова витрата палива на енергопостачання ПП за “роздільною” системою енергопостачання – $V_{\text{ПП}}^{\Sigma}$, т/добу або тис. м³/добу, може бути визначена за наступними формулами:

$$V_{\text{ПП}}^{\Sigma} = V_{\text{ПК}} + V_{\text{РЕС}} \quad (2.1)$$

або

$$V_{\text{ПП}}^{\Sigma} = 24 \cdot Q_{\text{ПП}} / (Q_{\text{н}}^{\text{Р}} \cdot \eta_{\text{т}}^{\text{ПК}}) + 24 \cdot W_{\text{ПП}} / (Q_{\text{н}}^{\text{Р}} \cdot \eta_{\text{е}}^{\text{ЕУ}}) \quad (2.2)$$

де:

$V_{\text{ПК}}$ – добова витрата палива на виробництво теплової енергії в паровій котельні, т/добу;

$V_{\text{РЕС}}$ – добова витрата палива на виробництво електричної енергії в КЕС, т/добу;

$Q_{\text{ПП}}$ – потужність теплового навантаження промислового підприємства, Гкал/год;

$W_{\text{ПП}}$ – потужність електричного навантаження промислового підприємства, кВт.год/год;

$Q_{\text{н}}^{\text{Р}}$ – нижча теплота згорання палива для котельні і КЕС, кДж/кг;

$\eta_{\text{т}}^{\text{ПК}}$ – ККД з відпуску теплової енергії від джерела теплопостачання, кг у.п/Гкал;

$\eta_{\text{е}}^{\text{ЕУ}}$ – ККД з відпуску електричної енергії від джерела електропостачання, г у.п/кВт.год;

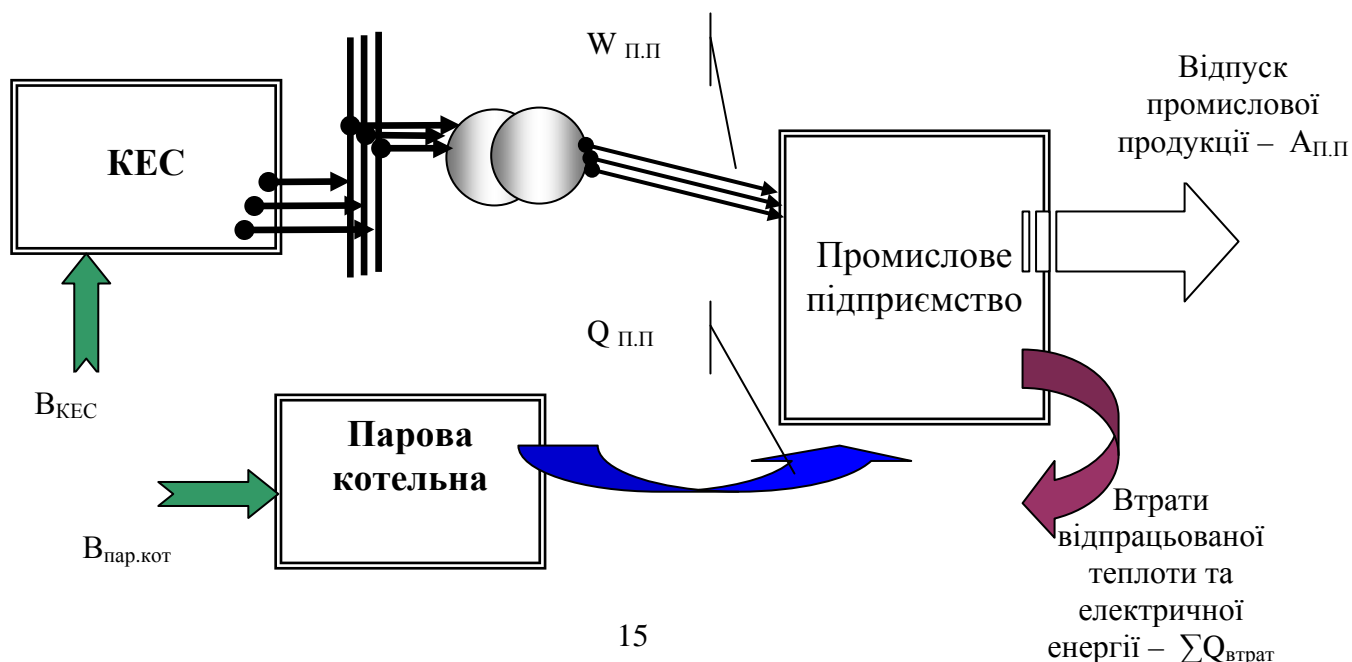


Рис. 2.2. Принципова схема роздільного енергопостачання промислового підприємства тепловою ($Q_{\text{П.П}}$) та електричною ($W_{\text{П.П}}$) енергією.

Експлуатаційною перевагою “роздільної” системи енергопостачання – є експлуатаційна зручність. П/П і Ж/М мають достатньо просту систему електропостачання та тепlopостачання.

Фінансовим недоліком “роздільної” системи енергопостачання є висока (до 100 % вище за собівартість) вартість закупівлі теплової і електричної енергії від стороннього виробника.

Сумарну витрату коштів (наприклад, за місяць) на енергопостачання П/П за “роздільною” схемою визначають за формулою:

$$K_{\text{ПП}}^{\Sigma} = K_{m/e}^{\text{ПП}} + CK_{e/e}^{\text{ПП}} \quad (2.2)$$

або

$$K_{\text{ПП}}^{\Sigma} = Q_{\text{ПП}} \cdot C_{\text{т/е}} + W_{\text{ПП}} \cdot C_{e/e} \quad (2.3)$$

де:

$C_{\text{т/е}}$ – закупівельна вартість (або собівартість) теплової енергії, грн/Гкал;

$C_{e/e}$ – закупівельна вартість (або собівартість) електричної енергії, грн/кВт.год.

Добова витрата коштів на енергопостачання промислового підприємства може бути значною. Наприклад, для цукрового заводу, потужністю 6000 т буряку/добу, що споживає теплоти – **67,5** Гкал (т)/год і електроенергії – **8750** кВт (e/e) добова вартість енергозабезпечення від сторонніх джерел енергопостачання за роздільною схемою за умови вартості теплової енергії від міської котельні **300** грн/Гкал, електричної енергії від РЕС – **0,78** грн/кВт/год становитиме:

$$K_{\text{ПП}}^{\Sigma} = (67,5 \cdot 300 + 8750 \cdot 0,78) \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 486,0 + 163,8 = 650,0 \text{ тис. грн./добу} \\ \text{(0,65 млн. грн./добу)}$$

Зрозуміло, що висока “роздільного” вартість енергозабезпечення заводу спонукає власника підприємства шукати дешевші системи енергозабезпечення.

Слід розуміти, що рушійною силою створення та розвитку нових в т.ч. когенераційних (комбінованих) систем енергопостачання є економіка виробництва

2.1.2. Когенераційна система вироблення теплової і електричної енергії

Когенерація – це комбіноване вироблення електричної та теплової енергії в енергетичній установці, в якій поєднано дві системи – система вироблення теплоти з системою вироблення електричної енергії.

Когенераційна установка – це енергетична установка в якій реалізовано комбіноване (когенераційне) вироблення електричної та теплової енергії.

Когенераційна установка створюється шляхом поєднання енергетичних установок (т.зв. базових), що виробляють в роздільний спосіб теплову або

електричну енергію з додатковою системою, що може виробити у когенераційний спосіб теплову або електричну енергію.

Створення когенераційних установок здійснюється за двома напрямки, а саме:

- за електрогенеруючим напрямком;
- за теплогенеруючим напрямком.

2.1.2.1. Когенераційні установки тепло-генеруючого напрямку

Технічна сутність когенераційні установки тепло-генеруючого напрямку полягає у створенні на базі енергоустановки, що генерує електричну енергію утилізаційної установки, що використовує теплоту відпрацьованого робочого тіла (продуктів згорання палива, водяної пари, тощо). для відпуску теплової енергії, необхідної споживачу у вигляді гарячої води, гарячого повітря, тощо.

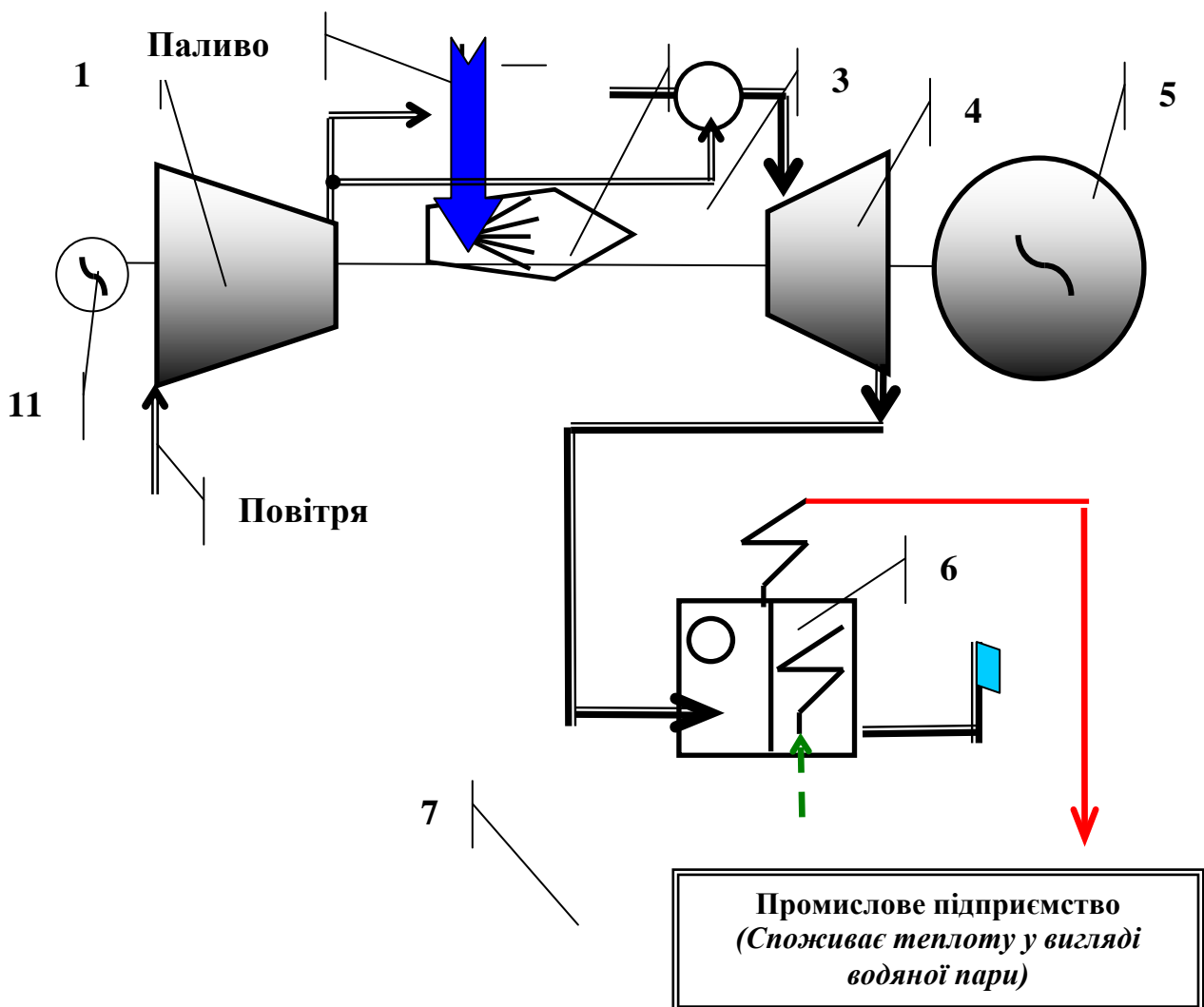


Рис. 2.3. Принципова схема вироблення електричної та теплової енергії комбінованим способом в когенераційні установці (Г-ТЕЦ) тепло-генеруючого напрямку: 1- газова турбіна; 2 – камера згорання; 3 – охолоджувач продуктів згорання; 4 – газова турбіна; 5 – турбогенератор

газової турбіни; 6 – паровий котел – утилізатор теплоти продуктів згорання ГТУ.

(Газотурбінна установка виробляє електричну енергію. Тепло-утилізаційна установка використовує теплоту гарячих (415 °С) продуктів згорання ГТУ для вироблення теплової енергії у вигляді перегрітої пари).

Наприклад:

- продукти згорання дизель-генераторної установки, маючи високотемпературну (не менше 350 °С) теплоту перед надходженням у теплоутилізаційну установку виробили електричну енергію у електрогенераторі, поєднаному з ДВЗ;
- продукти згорання газотурбінної установки, маючи високотемпературну (не менше 315 °С) теплоту перед надходженням у теплоутилізаційну установку виробили електричну енергію у електрогенераторі, поєднаному з газовою турбіною;
- частково (в парових турбінах типу „П-...” та „Т-...”) або повністю (в паровій турбіні типу „Р-...”) відпрацьована пара, маючи достатньо високий тиск і температурний рівень перед відпуском споживачу виробила електричну енергію у турбогенераторі, поєданому з турбіною.

Створена у такий спосіб когенераційна установка виробляє і відпускає споживачу (промислового підприємству або іншому об'єкту) і теплову і електричну енергію у комбінований спосіб.

Сутність комбінованого способу генерації теплової і електричної енергії полягає у тому, що електрична енергія виробляється на тепловому споживанні енергоустановки, тобто робоче тіло перед відпуском теплоти споживачу виробляє електричну енергію.

Принципова схема когенераційної установки тепло-генеруючого напрямку (на базі ГТУ з паровим котлом-утилізатором теплоти продуктів згорання ГТУ) наведена на рис. 2.3.

2.1.2.2. Когенераційні установки електро-генеруючого напрямку

Технічна сутність когенераційної установки електро-генеруючого напрямку полягає у створенні на базі енергоустановки, що генерує теплову енергію (наприклад в парової котельні) електро-генеруючої установки, що використовує наявний перепад тисків робочого тіла (водяної пари, тощо) для генерації електричної енергії.

Створена у такий спосіб когенераційна установка виробляє і відпускає споживачу (промислового підприємству або іншому об'єкту) і теплову і електричну енергію у комбінований спосіб.

Сутність комбінованого способу генерації електричної енергії і теплової полягає у тому, що електрична енергія виробляється на тепловому споживанні енергоустановки, тобто робоче тіло перед відпуском теплоти споживачу виробляє електричну енергію.

Наприклад:

- потік гострої пари від парових котлів високого тиску в додатково встановленій електрогенеруючій установці (в турбогенераторі на базі парової турбіни) виробляє електричну енергію, спрацьовуючи наявний (від тиску гострої пари до тиску відпрацьованої пари, потрібної споживачу) перепад тисків і після цього надходить до споживача (промислового підприємства або іншого об'єкту).

Принципова схема когенераційної установки електро-генеруючого напрямку наведена на рис. 15.3.

Прикладами когенераційних установок є:

- відомі вам системи ТЕЦ на базі парових турбін "Р", "П" та "Т";
- відомі вам газотурбінні ТЕЦ (ГТЕЦ);

відомі вам дизель-електрогенератори, оснащені система утилізації та відпускання теплоти від гарячих продуктів згорання, від радіаторів системи охолодження та змащення ДВЗ.

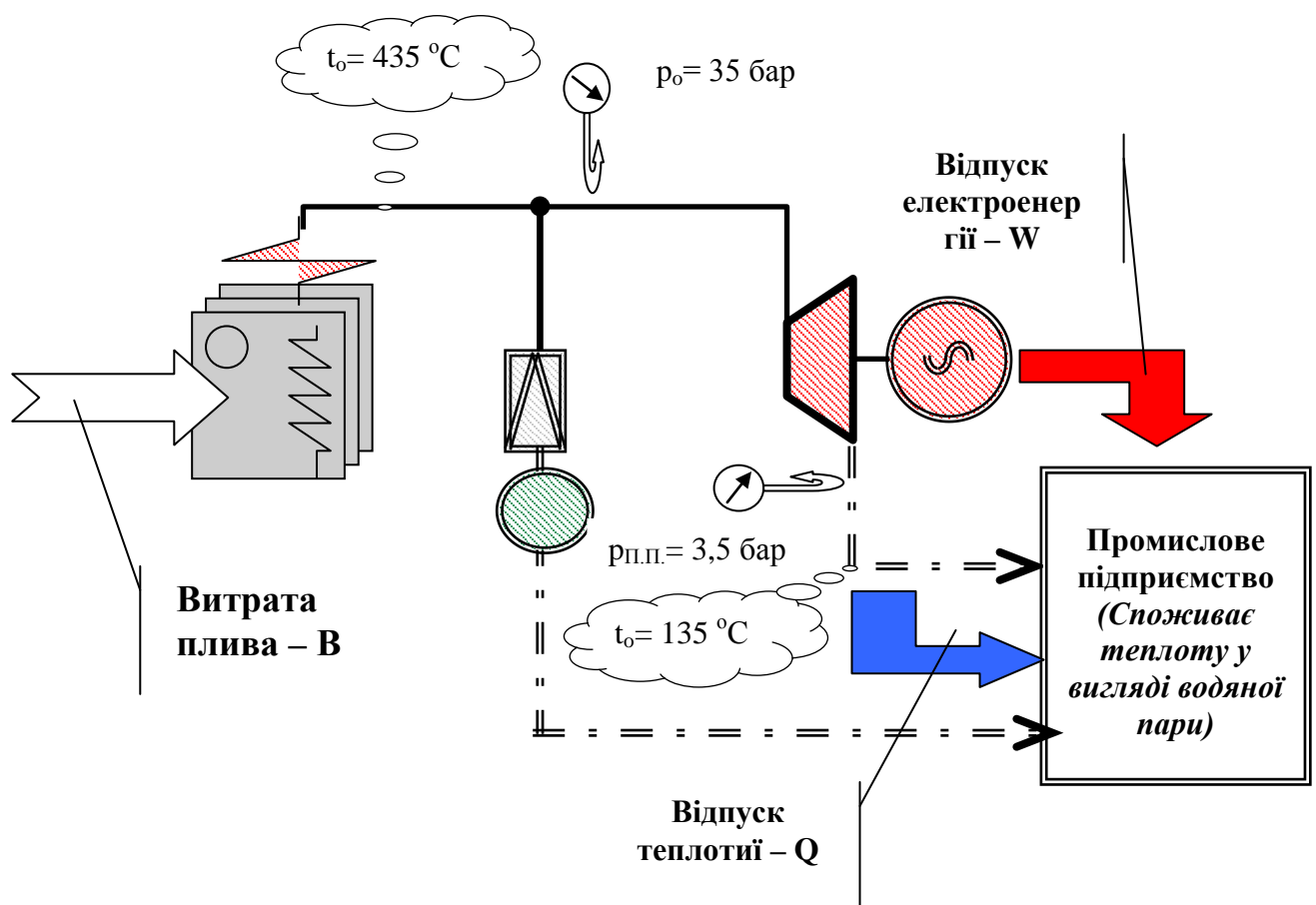


Рис. 2.4. Принципова схема вироблення електричної та теплової енергії комбінованим способом в когенераційній установці (ТЕЦ) електрогенеруючого напрямку
(Парова турбіна турбогенератора „спрацьовує” наявний перепад тисків ($p_0 - p_{п.п}$) пару і перетворює його в електричну енергію)

В когенераційних установках вироблення електричної енергії здійснюється з суттєво більшим ККД у порівнянні з енергетичними установками, що виробляють електричну енергію не комбінованим способом.

Таким чином, когенераційні установки гарантують економію палива в державному масштабі на вироблення електричної енергії.

Когенераційні установки в теплоенергетиці створюються створити на базі двох типів енергетичних установок- т.зв. **первинних джерелах енергії**, а саме :

- на джерелах, що виробляють теплову енергію (Наприклад, на базі парової котельні, що має середні або високі параметри пари з котлів);
- на джерелах, що виробляють електричну енергію (Наприклад, на базі газотурбінної установки, що має значні обсяги втрат теплоти у вигляді високотемпературних продуктів згорання на виході з газової турбіни).

У разі технологічної “прив’язки” до первинного джерела енергії - додаткової енергоустановки, що буде виробляти інший вид енергії у комбінований спосіб – одержують когенераційну установку.

Нижче, на рис. 2.5, наведена принципова блок-схема когенераційних установок – первинних джерел енергії та “когенераційних приборудов” до них.

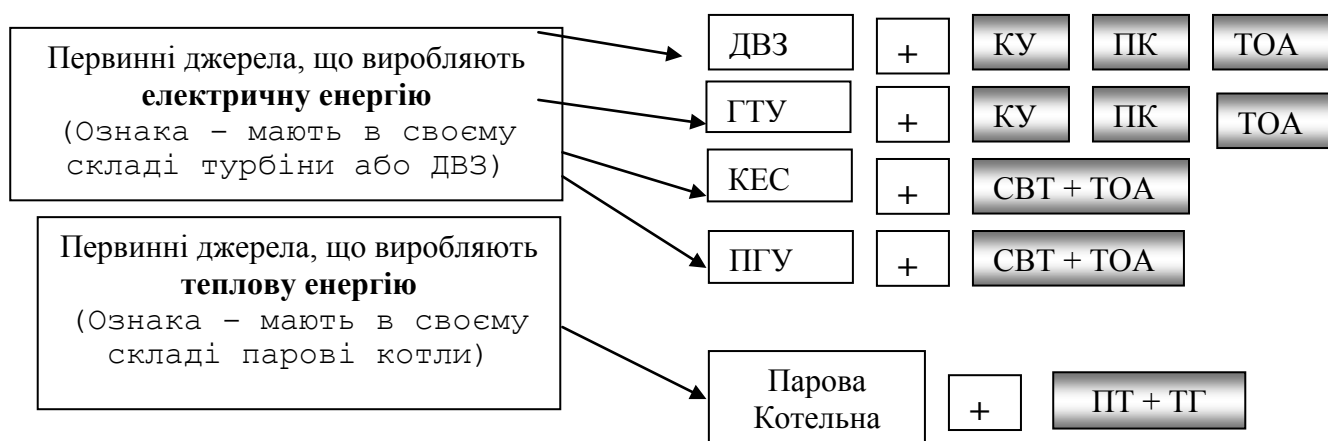


Рис. 2.5. Принципова блок-схема структури когенераційних установок

КУ	- Котел- утилізатор
ПК	- Паровий котел
ТОА	- Теплообмінник- утилізатор теплоти
СВТ	- Система відпуску теплоти
ПТ + ТГ	Парова турбіна та електричний турбогенератор

2.2. Передумови створення когенераційних установок

2.2.1. Передумови створення когенераційних установок. Загальні положення

Передумовами створення будь якої енергетичної установки (в загальному розумінні) є наявність потреби (або кількох потреб) в її створенні. А відсутність її створення відчувається або у значних фінансових затратах, або у значних обсягах витрат праці.

Об'єктами енергоспоживання є промислові підприємства, житлові райони великих міст, джерела енергопостачання. Для створення когенераційних установок для цих об'єктів вони мають мати технічні і економічні передумови.

Наявність технічних передумов створює саму інженерно-технічну можливість створення когенераційної установки, як енергетичного об'єкту.

Наявність економічних передумов створює фінансову приналежність створення когенераційної установки.

2.2.2. Технічні передумови створення когенераційних установок

Технічними передумовами створення когенераційних установок в системі енергопостачання промислових підприємств є:

1. Наявність на об'єкті одночасного споживання теплової та електричної енергії з прийнятним когенераційним потенціалом підприємства.
2. Наявність в первинному джерелі енергопостачання (паровій котельні) значного (не менше 14,0 атм) перепаду тисків між генерованою в котлах парою і парою, що відпускається на теплоспоживання.
3. Наявність серійного або індивідуального випуску типорозмірів промислового "когенераційного" обладнання (генераторів, турбін, теплообмінників та інш).
4. Наявність технічних рішень з реалізації когенераційних систем.
5. Наявність проектного та розрахункового забезпечення проектних робіт зі створення когенераційних установок (термодинаміки циклів, теплофізиці енергоносіїв, тощо).

2.2.3. Економічні передумови створення когенераційних установок

Економічними передумовами створення когенераційних установок системі енергопостачання промислових підприємств є:

1. Наявність значного (на 50-100%) перевищення вартості покупної теплової та електроенергії над вартістю виробленої на власному джерелі.
2. Суттєва (вище 10 %) питома вага витрат на електроенергію в собівартості перероблення сировини, випуску продукції, або значна абсолютна витрата коштів на придбання електроенергії.
3. Існування загрози непередбаченого відключення підприємства від РЕС із втратою, псуванням готової продукції, або елементів обладнання.
4. Прийнятний (до 4-х років) строк окупності когенераційного проекту.

2.3. Фактори, що стримують реалізацію когенераційних проектів

Як і у випадку робіт з енергозбереження у промисловості в цілому, аналогічна картина і із реалізацією когенераційних проектів. До факторів, які стримують розробку і впровадження когенераційних проектів відносяться:

1. Дороговизна когенераційного обладнання (350...700 \$/кВт.год).
2. Відсутність ефективного когенераційного обладнання.
3. Дороговизна експлуатації когенераційних установок.
4. Відсутність прийнятної для власників енергетичних установок та промислових підприємств законодавства та підзаконних положень про когенераційне вироблення енергії.
5. Відсутність у підприємства значного осягу теплового навантаження технологічного призначення.
6. Періодичність (сезонність) теплового навантаження у об'єкту енергоспоживання.
7. Невисокий (недостатній) температурний потенціал "скидної" теплової енергії первинної енергоустановки.

Запитання до самоперевірки

- 1.
- 2.
- 3.
- 4.

3. БАЗОВЕ ОБЛАДНАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

План

- 3.1. Логіка створення когенераційних установок
- 3.2. Базове обладнання когенераційних установок
 - 3.2.1. Газові турбіни
 - 3.2.2.. Двигуни внутрішнього згорання
 - 3.2.3. Парові турбіни

3.1. Логіка створення когенераційних установок

Як було вказано в попередній лекції, когенераційна установка створюється шляхом „вбудови” в енерготехнологічні схеми енергетичних установок (т.зв. базових), що виробляють в роздільний спосіб теплову або електричну енергію додаткової системи обладнання, що може виробити у когенераційний спосіб, тобто, використовуючи наявний когенераційний потенціал, певний обсяг теплової або електричної енергії.

Обсяги (або потужності) цих видів енергії визначаються за результатами достатньо складних енерготехнологічних, теплових, та термодинамічних розрахунків, які є об'єктами спеціальних, затверджених державними органами (НАЕР, НКРЕ, Міненерго, Діпроенерго) методик.

До таких методик слід віднести:

- методику теплоенергетичного розрахунку паро-силових установок;
- методику теплоенергетичного розрахунку газо-турбінних установок;
- методику теплоенергетичного розрахунку дизель-генераторних установок;
- методику розрахунку парових котелень;
- методику розрахунку ТЕЦ на базі парових турбін типу „П-..”, „Р-..”, „ПР-..” ;
- методику розрахунку котлів-утилізаторів;
- методику розрахунку теплообмінників-утилізаторів;
- тощо.

Існують т.зв. „університетські” навчальні методики наведених вище тепло-енергетичних розрахунків.

Результати за такими розрахунками можуть бути істинними, але не можуть використовуватись у реалізації реальних проектів.

Вони використовуються в початковому процесі для набуття практичних навичок проектування когенераційних систем.

Сутністю розрахунку когенераційних систем є визначення:

- термодинамічних параметрів внутрішньо-системних потоків енергоносіїв
- кількісних параметрів потоків енергоносіїв

- показників ефективності (за договірними, узгодженими з органами влади) формулами
- вибір обладнання
- складення кошторису
- визначення собівартості одержаної (виробленої та відпущеної) енергії.

В реальній практиці створення когенераційних установок базовими об'єктами у напрямку створення когенераційних систем розглядаються наступні енергетичні установки – парові котельні, газотурбінні установки, дизель генераторні установки, що мають:

- або значене за обсягом (МВт, Гкал/год) функціональне (технологічно необхідне) відведення теплоти або втрату теплоти достатньо високого потенціалу (тиску або температури);
- або суттєве (технологічно необхідне) дроселювання гострої пари з парових котлів (від 35 бар до 3 – 15 бар).

Приклад 1:

Енергетична установка **ГТУ – 2,5** з електричною потужністю 2500 кВт(е) має функціональну (скидну) втрату теплової енергії, потужність якої становить не менше 7000 кВт(т) або 6,0 Гкал/год.

Цю теплоту можна використати:

- або “приєднавши” до циклу ГТУ паросиловий цикл (на базі мінімальних типорозмірів парового котла-утилізатора та парової турбіни типу “П-...”) і „перетворити” всю (і газотурбінну, і паротурбінну) одержану електричну енергію в когенераційну в обсязі – $W_{\text{коген}}$, кВт(е) і одержати когенераційну теплову енергію (з відбору турбіни „П-...”) технологічних параметрів в обсязі – $Q_{\text{коген}}$, кВт(т).

- або “приєднавши” до ГТУ теплообмінник-утилізатор „скидної” теплоти з вибраним робочим енергоносієм (водою, повітрям, тощо) одержати когенераційну теплову енергію технологічних параметрів в обсязі – $Q_{\text{коген}}$, кВт(т).

В обох варіантах буде створена когенераційна енергетична установка.

Приклад 2:

Енергетична установка **Парова Котельня** оснащена паровими котлами середнього (35 бар) тиску і має дві-три редукуціо-охолоджувальні установки (РОУ) для одержання технологічно необхідної пари з низькими параметрами – від 3,0 бар до 15,0 бар.

Функціональний перепад тиску гострої пари становить 20 бар – 32 бар !

Цей перепад тисків можна використати “приєднавши” до котельні парову турбіну (типу “Р-...” або “П-...”) і одержати електричну енергію і теплову. В результаті одержимо когенераційну систему.

3.2. Базове обладнання когенераційних установок

Необхідне когенераційне обладнання та його типорозміри виявляються за результатами виконаних розрахунків когенераційного об'єкту, оскільки їх вибір є невідомою частиною наведених вище методик.

Машинобудування України задовольняє виготовлення практично всіма видами когенераційного обладнання:

- і турбоагрегатів на базі парових турбін;
- і турбоагрегатів на базі газових турбін;
- і газомоторних та дизельних двигунів внутрішнього згорання в комплекті з електрогенераторами;
- і промислових теплообмінників-утилізаторів теплоти.

В табл. 3.1 наведена інформація щодо видів теплової енергії, які можна отримати в сучасних когенераційних установках, створених на основі „базових” енергоустановок.

Таблиця 3.1

Вид теплової енергії, які можна отримати в сучасних когенераційних установках, створених на основі „базових” енергоустановок

Тип установки	Горячая вода	Пара < 5 атм	Пара > 5 атм	Пряме нагрівання
Газовий ДВЗ	Так	Так	Ні	Так
Дизельний ДВЗ	Так	Так	Ні	Ні
ГТУ	Так	Так	Так	Так
Парова турбіна з протитиском	Так	Так	Так	Ні
Турбіна “П”	Так	Так	Так	Ні
Паро газовий цикл	Так	Так	Так	Ні

3.2.1. Газові турбіни

Газова турбіна є невід’ємним енерготехнологічним елементом газотурбінної енергетичної установки (ГТУ), що виробляє електричну енергію.

Газотурбінні турбоустановки – це агрегати, що реалізують газовий термодинамічний цикл перетворення теплоти палива в електроенергію.

Технологія виготовлення ГТУ суттєво удосконалена за останні роки, а ціни на них створюють конкурентно здатну продукцію.

ГТУ-установки придатні для створення когенераційних систем в умовах промислового підприємства, технологічний цикл якого потребує значну кількість теплової енергії у вигляді пари низького або середнього тиску (3,0...10 ата), та гарячої води.

Електричний ККД для ГТУ малої і середньої потужності 1,0...5,0 МВт(е) – низький, складає **23...30%**, внаслідок невисоких ступенів стисання повітря, відсутності регенерації та інших технічних рішень, що удосконалюють газовий цикл.

Температура відпрацьованих газів ГТУ знаходиться в межах від **400 °С** до **460 °С**, що створює функціональну (циклову) втрату теплоти, яка може бути використана в промисловості для одержання пари та гарячої води.

Істотним недоліком ГТУ-установок є суттєве зменшення їх електричного ККД при зменшенні потужності нижче номінальної.

Вказане положення ілюструє заводська характеристика загалом досконалої ГТУ GT-5 (концерну “АВВ”), наведена на рис. 3.1.

ККД(е) ГТУ, %

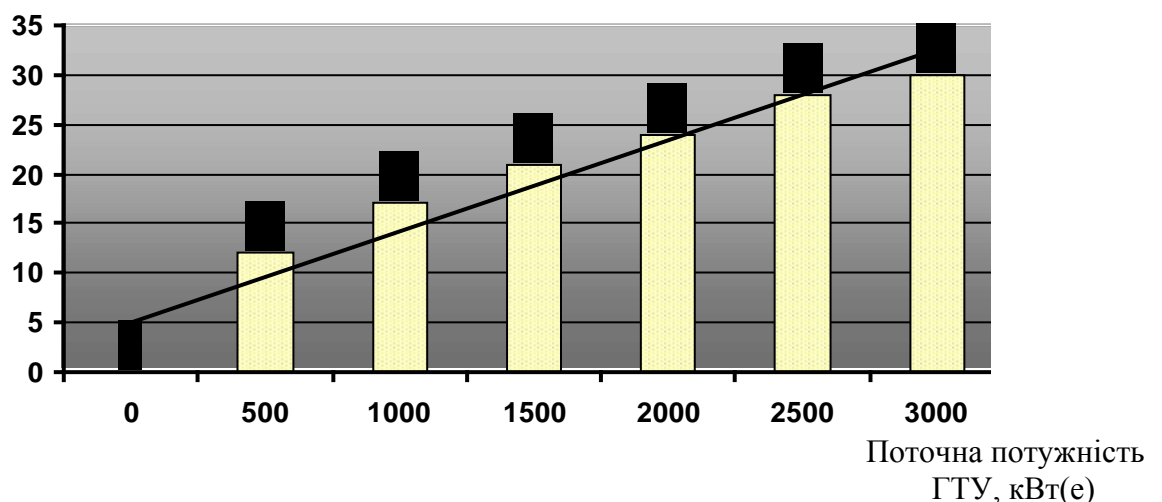


Рис. 3.1. Типова залежність ККД (е) ГТУ-установки від електричного навантаження, на прикладі агрегата GT-5 (концерну “АВВ”)

Паливом для промислових ГТУ є природний газ, найдешевший вид палива, дизельне паливо та гас. Тільки використання природного газу робить ГТУ достатньо економічною установкою.

Нижче наводимо характеристики ГТУ-установок, що використовуються як у промисловій теплоенергетиці, так і в електроенергетиці.

Негативним фактором базової системи є “термодинамічно необхідна” втрата **70...77 %** теплоти спаленого палива у вигляді високотемпературних вихлопних газів в атмосферу.

Турбоагрегати, як правило розміщуються у шумопоглинаючому контейнері і виконуються по «безлюдній» технології.

Серйозним обмеженням у використанні цих установок на підприємствах є необхідність високого тиску природного газу – 16...18 атм.

Але в сучасні ГТУ-установки комплектується “напірним” газовим компресором, що вирішує проблему подачі палива, але здорожує і ускладнює установку в цілому.

Когенераційна ГТУ- установка - це установка на основі базової, але із використанням теплоти вихлопних газів, в тій, або іншій степені для теплоспоживання промисловим підприємством.

Електрична потужність установки відповідає її базовій потужності, а теплова визначається вибором теплоутилізаційного контура.

Принципові схема створення когенераційної системи на базі газотурбінної установки добре відомі в електроенергетиці.

Це різні варіанти утилізації теплоти високотемпературних 400 °С відхідних газів, теплова потужність яких значна, внаслідок подачі на ГТУ 5...6 – кратної кількості повітря і одержання такої ж кількості газів, а саме:

Варіант 1, із застосуванням “чисто” утилізаційного парового котла, що на базі теплоти відхідних газів продукує для підприємства насичену або перегріту пару з температурою до 250 °С.

Недоліком такої системи є великі габарити котла, внаслідок низької “не котлової”, яка становить 1200...2000 °С, температури газів і домінуючого конвективного теплообміну, замість радіаційного.

Варіант 2, із застосуванням парового котла з додатковим спалюванням природного газу, що спільно з теплою відхідних газів продукує для підприємства насичену або перегріту пару з температурою до 430 °С.

Недоліком цієї системи є ускладнення та здороження конструкції котла, внаслідок дорожчих матеріалів труб, пальникових пристроїв, системи автоматичного регулювання процесу горіння.

Варіант 3, із застосуванням водогрійних котлів або “чисто утилізаційних”, або з додатковим спалюванням природного газу, що можуть продукувати для житлових районів міст перегріту 150 °С воду для систем теплопостачання.

Недоліком цих систем є суттєва втрата економічності когенераційної установки влітку, коли теплоспоживання зменшується на 60... 80 % і установка починає працювати в базовому, самому неекономічному режимі, “спалюючи” кошти, “зароблені” узимку. Враховуючи значні капіталовкладення, цей варіант має занадто великий термін окупності.

Удосконалені ГТУ установки - це установки, створені на базі удосконалення термодинаміки газового циклу, позитивна характеристика яких – більш високий ККД по виробленню електроенергії

Це такі установки:

- ГТУ з енергетичним вприском пари, що вироблений у котлі-утилізаторі, у проточну частину газової турбіни. Установка гарантує до 100% приріст потужності, та зростання на 10...15 % електричного ККД.
- ГТУ типу “Водолей”, що створена на базі установки з енергетичним вприском пари, і з контактним конденсатором, для повернення в цикл і теплоти конденсації водяної пари, і самого конденсату. Установка гарантує

повернення живильної води для парового циклу та зростання електричного ККД.

- *Паро-газові установки, ПГУ*, використанням теплоти відпрацьованих газів не на теплоспоживання, а для реалізації паросилового циклу, з котлом утилізатором та паротурбінним турбогенератором. Наприклад ПГУ 90, 180, 430, 500, МВт(е). Установки гарантують підвищення електричного ККД(е) до 52,9...56,5 %.

В промисловій теплоенергетиці такі установки не знаходять застосування з причини їх складності та великої одиничної потужності – 90... 500 МВт(е), в той час як електроспоживання промислових підприємств - 0,5...12,0 МВт(е).

Для промислових підприємств **економічніше** і доцільніше за рахунок безпосереднього використання теплоти газів на свої потреби реалізувати **когенераційну систему**, що удосконалює термодинаміку “базового” газового циклу, перетворюючи його у “частковий теплофікаційний” цикл.

Цей “прийом” підвищує до **70...80 %** електричний ККД установки, який не в змозі досягти “термодинамічні” прийоми удосконалення базової ГТУ.

Українські заводи – виробники когенераційних ГТУ-установок:

- АТ “**Машпроект**”, м. Миколаїв, Україна.
- ВАТ “**Мотор-Січ**”, м. Запоріжжя, Україна.
- АК “**Південтрансенерго**”, м. Запоріжжя, Україна.
- ВАТ “**Констар**”, Криворізький турбінний завод, Україна.
- Концерн “**АВВ**”, Західна Європа.

Технічні дані когенераційних ГТУ-установок АТ “**Машпроект**” наведені в табл. 3.2.

Завод-виробник підкреслює ефективність когенераційних систем, використовуючи поняття **КВТП** – коефіцієнт використання теплоти палива, і порівнює його з базовим ККД(е) ГТУ-установки.

Наприклад, для базової установки UGT-2 електричний ККД – **27,5 %**, а для установки з різними ступенями утилізації теплоти газів – **75,0... 84,8 %**.

Використання цього показника замість науково обгрунтованої величини – $\eta_e^{\text{ког}}$, когенераційного ККД(е) системи, має “ринковий” характер, “покрощуючи” товарний вигляд когенераційної установки.

Справа у тому, що порівнюються термодинамічно “непорівняні” величини, електричний ККД, друга – паливний ККД.

КВТП визначається формулою, за якою термодинамічні втрати теплоти циклу “пропорційно” поділяються між тепловою та електричною енергією, не відносяться повністю на електричну енергію:

де:
$$\text{КВТП} = \frac{W(e) + Q(\text{паров}) + Q(\text{водян})}{Q(\text{палива})}$$

- $W(e)$ - електрична енергія, що відпускається від когенераційної ГТУ, МВт(е);
- $Q(\text{паров})$ - теплова енергія, що відпускається від когенераційної ГТУ у вигляді пари від парового котла - утилізатора, МВт(т);
- $Q(\text{водян})$ - теплова енергія, що відпускається від когенераційної ГТУ у вигляді гарячої води від прибудованої водогрійної установки, МВт(т);
- $Q(\text{палива})$ - теплова енергія палива, що споживає когенераційна ГТУ, МВт(т).

Таблиця 3.2

Когенераційні параметри та характеристики газотурбінних установок українського (з-д „Машпроект”) виробництва

ТИПОРОЗМІР	Потужність		ККД (е)	КВТП паровий	Одержано водяної пари, т/год	Одержано гарячої води, МВт(т)	КВТП паровий + водогрійн	Витрата палива	
	Електр МВт(е)	Теплов МВт(т)						Газу, тис.м3/год	Рідкого, т/год
UGT-2	2,75	4,73	27,5%	75,0%	6,3	1,0	84,8%	1,0	0,84
UGT-3	3,0	4,9	28,4%	74,8%	6,5	1,04	84,6%	1,06	0,89
UGT-6	6,0	8,6	30,1%	73,2%	11,1	1,9	82,8%	2,0	1,68
UGT-6+C	7,9	11,2	31,3%	75,7%	14,4	1,97	83,5%	2,53	2,13
UGT-10	9,9	12,9	33,4%	76,9%	15,7	2,14	84,1%	2,98	2,5
UGT-16	14,5	18,6	27,9%	63,8%	24,5	8,4	79,9%	5,22	4,38
UGT-15	16,0	19,5	32,5%	72,1%	24,4	4,39	81,0%	4,94	4,15
UGT-15+C	18,5	22,7	33,4%	74,4%	27,9	4,14	81,9%	5,56	4,67
UGT-25	25,0	28,5	34,8%	74,5%	35,1	7,0	84,2%	7,21	6,06

Технічні дані ГТУ- установок ВАТ “Мотор-Січ”, які підприємство пропонує для когенераційних систем представлені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3.

Когенераційні параметри та характеристики газотурбінних установок українського (з-д „Мотор-Січ”) виробництва

Тип	Електрична потужність, МВт(е), ном/макс	ККД(е)	Ресурс до кап. ремонту, годин	Витрата палива рідкого, Куп=1,46 (гасу, дизпалива) кг/год
ЕГ-1000Т	1,0 / 1,1	26 %	20000 (2,3 року)	324,0
ЕГ-2500	2,5 / 2,75	24 %	30000 (3,4 року)	876,0

EG-6000T	6,0 / 7,2	32 %	30000 (3,4 року)	1578,0
----------	-----------	------	------------------	--------

ВАТ “Мотор-Січ” – один з потужніших у світі виробників сучасних авіаційних двигунів (авіаційних ГТУ).

З 1970 р. почав серійно випускати пересувні автоматизовані електростанції на базовому ГТУ-циклі. На сьогодні випущено 1500 електростанцій.

Враховуючи потреби ринку в джерелах електроенергії потужністю 1,0...6,0 МВт завод виготовляє вищенаведені типорозміри блочно-транспортельних електростанцій на базі відповідних за потужністю авіаційних газотурбінних двигунів.

Допоміжним обладнанням для створення когенераційних систем на базі ГТУ завод не комплектує.

Технічні дані когенераційних установок ВАТ “Південтрансенерго” представлені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4.

Когенераційні параметри та характеристики газотурбінних установок українського (з-д „Південтрансенерго”) виробництва

Типорозмір базової ГТУ	Когенераційний потенціал установки МВт(т) / МВт(е)	Потужність	
		Електрична, МВт(е)	Теплова МВт(т)
ГТЕ - 1	2,5	1,0	2,5
ГТЕ – 2,5	2,0	2,5	5,0
ГТЕ – 6,0	1,66	6,0	10,0
ГТЕ – 15	1,8	15,0	27,0
ГТЕ – 25	1,44	25,0	36,0

ВАТ “Південтрансенерго” виготовляє когенераційні установки на базі газотурбінних електростанцій та котлів-утилізаторів, призначених для вироблення перегрітої пари та гарячої води.

Передбачено додаткове спалювання палива в котлі-утилізаторі.

Технічні дані ГТУ- установок заводу “**Констар**” (приводів електрогенераторів у складі енергоблоків) для використання у когенераційних системах, представлені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5.

Когенераційні параметри та характеристики газотурбінних установок українського (з-д „Південтрансенерго”) виробництва

Тип	Електр потужн, МВт(е)	ККД (е)	Ресурс До капрем годин	Ресурс До списан, годин	Витрата повітря, кг/сек	Темпер відхідних газів, оС	Витрата палива Газу, тис.м3/год
ГТУ-2,5	2,5	28,5 %	25000 (2,8років)	75000 (8,5 років)	14,5	430	0, 945
ГТГ-12В	12,8	28,7 %	22500 (2,5 років)	45000 (5,1 років)			4,81

Технічні дані когенераційної ГТУ установки концерну “АВВ” (Чехія) представлені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Технічні дані когенераційної ГТУ- установки концерну “АВВ” (Чехія)

Типорозмір	Електр потужн, МВт(е)	ККД (е)	Степінь підвищення тиску повітря	Витрата повітря / газів, кг/сек	Темпер відхідних газів, оС	Питома витрата теплоти палива, кДж(т) / кВт.ч(е)	Витрата палива Газу, 18 бар тис.нм3/год
GT- 5	2,76	28,3 %	12,0	15,0/ 15,2	470	12721	1, 05

3.2.2. Двигуни внутрішнього згорання

Електрогенератори на базі газодизельних двигунів внутрішнього згорання, ДВЗ, також використовуються як енергетична основа когенераційної системи.

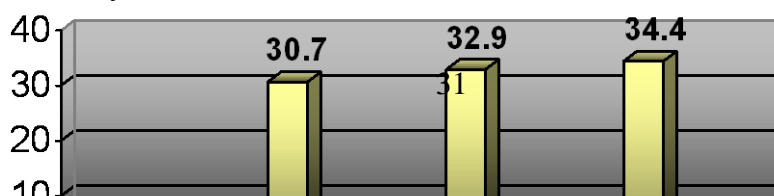
Позитивний момент ДВЗ - двигуни мають на 15...20 % вищий ККД(е), у порівнянні з ГТУ-установками, оскільки термодинамікою їх циклу не передбачена робота стиснення 5...6-ти кратної кількості повітря, потрібного для згорання палива.

Негативний момент ДВЗ – вони генерують загалом низькотемпературну теплову енергію, а саме:

- теплота охолодження корпусу двигуна і його масла (до 35 % всієї теплоти) має температуру на рівні **80...90 °С**;
- вихлопні газів (до 20 % всієї теплоти) мають температуру до **400...430 °С**.

Теплоту, що вивільняється з ДВЗ, доцільно утилізувати у вигляді каскаду ланцюгів охолодження – тепло охолодження масла, охолодження корпусу, вихлопних газів. Вони об’єднуються 2-х, 3-х каскадну систему і “видають” спільну теплову потужність у вигляді гарячої води з температурою близько 90 °С.

ККД (е), %
Електричний ККД двигуна



Ступінь
навантаження
двигуна. %

Рис. 3.2 Характер зміни ККД газодизельного двигуна “PERKINS” (840 кВт) від ступеню його завантаження.

Перевагою ДВЗ є економічна динаміка, що дозволяє їм майже одночасно реагувати на зміну зовнішнього навантаження без значного, на відміну від ГТУ-установок, зменшення електричного ККД.

Вище, на рис. 3.2, на прикладі двигуна “PERKINS” наводимо характер зміни його експлуатаційного ККД від навантаження в діапазоні 50...100 % від номінального.

Для комплектування електрогенераторів на базі ДВЗ використовуються два типи двигунів, у залежності від методу запалювання паливно-повітряної суміші:

Двигуни з самозайманням палива (дизельні).

Вони передбачення для великомасштабної спільної генерації електро- та теплоенергії і є 2-х або 4-х тактними агрегатами, оснащеними турбокомпресорами и проміжними охолоджувачами повітря.

В дизельних двигунах можна використовувати як дизельне паливо, так і природний газ, або суміш газу та дизельного палива, оскільки для забезпечення запалювання разом із газом необхідна подача невеликої ($\approx 5\%$) кількості дизельного палива;

В останньому випадку двигун може парацювати і тільки на дизельному паливі, тому такі двигуни підходять для умов з перебоями подачі газу.

ККД(е) цих машин становить 35...45 %, електрична потужність 0,5...5,0 МВт(е).

Двигуни з іскровим запалюванням палива (карбюраторні):

Ознакою цих ДВЗ є невелика степінь стискання паливно-повітряної суміші, обумовлена низькими антидетонаційними властивостями палива, і, як наслідок, нижчий ККД(е) проти дизельних ДВЗ.

Деякою перевагою їх може розглядатися той факт, що система охолодження двигуна може працювати з більш високою ($\approx 120\text{ }^\circ\text{C}$) температурою, що розширює можливість використання її теплоти.

ККД(е) цих машин становить 28...35 %, діапазон потужності обмежений 2,0...2,0 МВт(е).

Ці двигуни придатні для невеликих установок спільної генерації тепло- та електронергії, що забезпечують потреби в гарячій воді середньої ($\approx 95\text{ }^{\circ}\text{C}$) або низької ($\approx 50\text{...}70\text{ }^{\circ}\text{C}$) температури.

Нижче наводимо найбільш вірогідні можливості використання теплової енергії, що генерирує ДВЗ у когенераційних системах:

- Виробництво гарячої води з температурой до $100\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Пряма рекуперація вихлопних газів. Димові гази можуть використовуватись безпосередньо в деяких технологічних процесах, таких як сушка, виробництво CO_2 , та інш.
- Виробництво гарячого повітря. Встановивши відповідні теплообмінники, можна утилізувати всі потоки теплоти, що генерує ДВЗ.

Поршневі двигуни створюють дисбалансні зусилля і при їх установці виникає потреба в опорах та фундаментах спеціальної конструкції, що здатна “поглинати” вібрацію.

Проблема із шумом менша, чим в ГТУ-установках, але низькочастотний компонент негативно впливає на слух людей, і тому потрібен акустичний екран.

Поршневі агрегати мають багато рухомих елементів, які зношуються і потребують заміни, як під час експлуатації, так і під час ремонту.

Переваги газодизельних генераторів:

- Високий ($40\text{...}46\%$) електричний КПД, що витримується у широкому ($50\text{...}100\%$) діапазоні навантажень;
- Відносно низькі проти ГТУ- установок капітальні затрати на одиницю встановленої електричної потужності – $400\text{...}700\text{ USD/кВт(е)}$.
- Можливість пусків/зупинок в короткі терміни часу.
- Широка гама потужностей – $0,20\text{...}8,0\text{ МВт(е)}$.
- Використання природного газу низького – $0,1\text{...}0,5\text{ МПа}$, тиску.

Недоліки газодизельних генераторів:

- Необхідність здійснювати охолодження, навіть якщо відсутня потреба підприємства в теплоті, що зменшує ККД(е) когенераційної системи і, відповідно, економічної ефективності установки;
- Реальна можливість використання в умовах підприємства лише високотемпературної частини теплоти, тобто $30\text{...}60\%$ всієї теплоти, що генерує двигун, що зменшує ККД(е) когенераційної системи.
- Значний об’єм технічного обслуговування під час експлуатації.
- Значні експлуатаційні витрати, поточний ремонт, заміна масла і т.д. *За даними фірм, що поставляють двигуни вартість експлуатаційних витрат становить $1,8\text{...}2,2\text{ коп/кВт.год}$.*

Заводи – ВИРОБНИКИ дизельгенераторів для когенераційних установок

- "ABZ", Aggregate-Bau GmbH, Німеччина;
- "SDMO", Франція;
- "WARTSILA NSD", Фінляндія;
- "ПервомайськДИЗЕЛЬМАШ", Україна;
- "DEUTZ", Німеччина;
- "ZEPPELIN", дилер фірми "KATERPILLER", США;
- "BUDERUS" Loganova, Німеччина.

Нижче наводимо технічні характеристики дизель-генераторів різних типорозмірів, що становлять інтерес для промислових підприємств, як базова складова когенераційної системи.

В табл. 3.7 наведено характеристику дизель-генератора PERKINS –4016-Minnox-200 LC, виробництва "ABZ", Німеччина.

Таблиця 3.7.

Технічні характеристики дизель-генератора PERKINS–4016-Minnox-200 LC

Дизель-генератор PERKINS –4016-Minnox-200 LC				
Паливо		Природний газ: 34710 кДж/м ³ ; 45671 кДж/кг		
Співвідношення "паливо-повітря" $\alpha = 0,97 \dots 0,99$		16,0 кг повітря / кг газу 9,4 нм ³ повітря / нм ³ газу		
Найменування показника	Од. виміру	<i>Ступінь завантаженості двигуна</i> <i>100% 75% 50%</i>		
Потужність двигуна	кВт(е)	842	632	421
ККД (е)	%	34,4%	32,9%	30,7%
Витрата палива	М ³ /год	254,0	-	-
Питома витрата теплоти палива (газу)	кДж/кВт.се к	2,91	3,04	3,26
Теплота палива	кВт(т)	2450	1921	1372
Корисна теплота від охолодження двигуна та масла	кВт(т)	751 30,7%	632 32,9%	479 34,9%
Корисна теплота від охолодження вихлопних газів до 120 °С	кВт(т)	483 19,7%	390 20,3%	280 20,4%
Сумарна корисна теплова потужність	кВт(т)	1234 50,5%	1022 53,2 %	759 55,3%
Сумарна когенераційна потужність (ел.енергія+теплота)	кВт(е+т)	2076	1654	1180

Коеф використання теплоти палива (КВТП)	%	84,7%	86,1%	86,6%
Втрати енергії				
• В комбінованому ходильнику	кВт(т)	150 (6,1%)	82 (4,3%)	52 (3,8%)
• З вихлопними 120 °С газами	кВт(т)	148 (6,0%)	116 (6,1%)	83 (6,1%)
• З тепловипромінюванням	кВт(т)	76 (3,0%)	69 (3,6%)	57 (4,0%)
Температура вихлопних газів	°С	430	438	440
Витрата охолоджувальної рідини двигуна	М ³ /год	57	57	57
Температура охолоджувальної рідини двигуна	°С	96	96	96

Технічні характеристики дизельгенераторів фірми “ДОЙЦ” на базі з газодизельних двигунів представлені в табл. 3.8.

Таблиця 3.8.

Технічні характеристики дизельгенераторів фірми “ДОЙЦ” на базі газодизельних двигунів

№	Типорозмір	Механічна / Електрична потужність, кВт(м)/ кВт(е)	Загальна теплова (паливна) потужність, кВт(т)	ККД(е), %	Температура вихлопних газів, оС
1	TBG 616V8	280 / 269	757	35,5 %	390
2	TBG 616V8K	350 / 337	914		380
3	TBG 616V12	420 / 404	1104		425
4	TBG 616V12K	525 / 508	1346		425
5	TBG 616V16	560 / 542	1492	36,3 %	436
6	TBG 616V16K	700 / 678	1795		425
7	TBG 620V12	790 / 765	2136		416
8	TBG 620V12K	1050 / 1018	2545		542
9	TBG 620V16	1100 / 1067	2958		400
10	TBG 620V16K	1400 / 1358	3393	40,0 %	542
11	TBG 632V12	2715 / 2633	6489		528
12	TBG 632V16	3620 / 3535	8950	39,5 %	536

В стандартний об'єм поставки агрегата входять:

- Двигун, оснащений турбокомпресором, охолоджувачем газоповітряної суміші, системою контролю рівня масла;
- Система електронного управління агрегатом TEM COMPACT;
- Газовий регулятор;
- Набір інструментів для техобслуговування.

Термін напрацювання до 1-го капремонту двигунів становить 48000 ...50000 годин (5,5 років).

Експлуатаційні витрати не перевищують 0,003 USD/кВт.год.

Технічні характеристики дизельгенераторів на базі з газомоторних двигунів фірми “ABZ Aggregate-Bau GmbH”, Німеччина, представлені в табл. 3.9.

Таблиця 3.9.

Технічні характеристики дизельгенераторів на базі з газомоторних двигунів фірми “ABZ Aggregate-Bau GmbH”, Німеччина

№	Типорозмір	Електр. Потужн. кВт(е)	Витрата газу, м3/час	Теплова потужн охолодж . двигуна, кВт(т)	Теплова потужн. Охолодж . вихлопн . газів, кВт(т)	Вартість, тис. DM			
						Агре гата	Доплата за утилізато р теплоти тосолу	Доплата за утилізато р теплоти вихлопу	Доплата за виконанн я
1	IS-130 / 50 G	104	36	84	40	150	3.42	13.2	18.0
2	IS-175 / 50 G	140	48	120	100	201	4.24	16.0	18.0
3	IS- 265 / 50 G	212	72	130	110	256	5.06	19.0	18.0
4	IS-380 / 50 G	304	97	220	120	307	6.49	30.0	18.0
5	IS-510 / 50 G	408	129	240	130	395	7.3	34.7	34.6
6	IS-745 / 50 G	596	190	480	360	578	7.4	35.0	34.6
7	IS-1000 / 50 G	800	252	560	480	765	9.2	48.3	34.6

Технічні характеристики когенераційних установок на базі газодизель--генераторів фірми “BUDERUS” Loganova, Німеччина, наведені в табл. 3.10.

Малопотужні, до 100 кВт(е) агрегати оснащені відповідними “когенераційними” теплообмінниками для системи охолодження двигуна, масла і вихлопних газів. Утилізована теплота від них подається в системи:

- опалення;
- гарячого водопостачання;

- кондиціонування.

Таблиця 3.10.

Технічні характеристики когенераційних установок на базі газодизель-генераторів фірми “BUDERUS” Loganova, Німеччина.

№	Типорозмір	Електрична потужність, кВт(е)	Теплова когенераційна потужність, кВт(т)	ККД(е), %	Витрата газу, м3/год
1	E 0824 DN-40	40,0	72,0		12.5
2	E 0826 DN-60	65,0	110,0		19.6
3	E 1206 DN-100	112,0	188,0		33.6

Моторесурс двигунів до 1-го капремонту – 43500 год (5,0 років)

Технічні характеристики КГУ АООТ «Первомайскдизельмаш» представлені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11

Техническая характеристика КГУ АООТ «Первомайскдизельмаш»

№	Параметры	
1	2	3
1	Номинальная электрическая мощность на клеммах генератора при стандартных условиях ISO 3046/1, кВт (уточняется в зависимости от качества используемого тока)	500
2	Род тока: - переменный, трехфазный; - частота, Гц; - напряжение, В (кВ); - ток статора на номинальной мощности при $\cos\varphi=0.8$, А.	50 0,4(10,5))* 902
3	Тип двигателя	6 ГЧН
4	Диаметр цилиндра/Ход поршня, мм	250/340
5	Количество цилиндров	6
6	Частота вращения, об/мин	600
7	Часовой расход газа на номинальной мощности при стандартных условиях ISO 3046/1, приведенных к теплоте сгорания 8160 ккал/нм ³ (уточняется в зависимости от качества используемого газа), нм ³ /час	163 (+10%
8	Удельный расход масла, г/кВт·час: - на угар; - суммарный, с учетом слива.	1,45 1,9
9	Количество масла в системе смазки двигателя, кг	500
10	Производительность водяных насосов, навешенных на	

	двигатель, м ³ /час	24
11	Объем воды в системе охлаждения двигателя, л	260
12	Ресурс непрерывной работы, часов	1000
13	Ресурс до переборки, часов	10000
14	Ресурс до капитального ремонта, часов	60000
15	Масса двигателя-генератора (сухая) в сборе на подмоторной раме со всеми навесными агрегатами, охладителями и фильтрами, кг	17500
16	Габаритные размеры двигателя-генератора, мм: - длина; - ширина; - высота.	5425 1910 2620
17	Тепловая мощность, полученная при полной утилизации выхлопных газов, кВт	680
18	Температура выхлопных газов на входе в блок утилизации при работе двигателя на номинальной мощности, С ^о	500 ÷550
19	Температура выхлопных газов на выходе из блока утилизации при работе двигателя на номинальной мощности, °С	200
20	Количество выхлопных газов при работе двигателя на номинальной мощности, кг/час	2920
21	Температура воды на входе в блок утилизации, °С	50
22	Температура воды на выходе из блока утилизации t _{max} , °С	85
23	Количество воды, проходящей через блок утилизации, м ³ /час	24,0

3.2.3. Парові турбіни

В енергетиці експлуатується 6 типів турбоустановок:

- “К” – конденсаційні, без відборів пари на підприємство;
- “П” – конденсаційні з промисловим відбором пари з турбіни на підприємство;
- “Т” – конденсаційні з теплофікаційним відбором пари з турбіни;
- “ПТ” – конденсаційні з промисловим та теплофікаційним відборами пари з турбіни;
- “Р” – протискові (без конденсатора) турбіни та використанням пари із вихлопного патрубку на підприємстві;
- “ПР” – протитискові турбіни з одним проміжним відбором пари і використанням пари із вихлопного патрубку та відбору на підприємства.

Нижче, на рис. 3.4, наведено порівняльну діаграму теплових та електричних навантажень (когенераційних можливостей) паротурбінних та газодизельних енергоустановок.

Теплове навантаження, яке може нести агрегат
МВт(т)

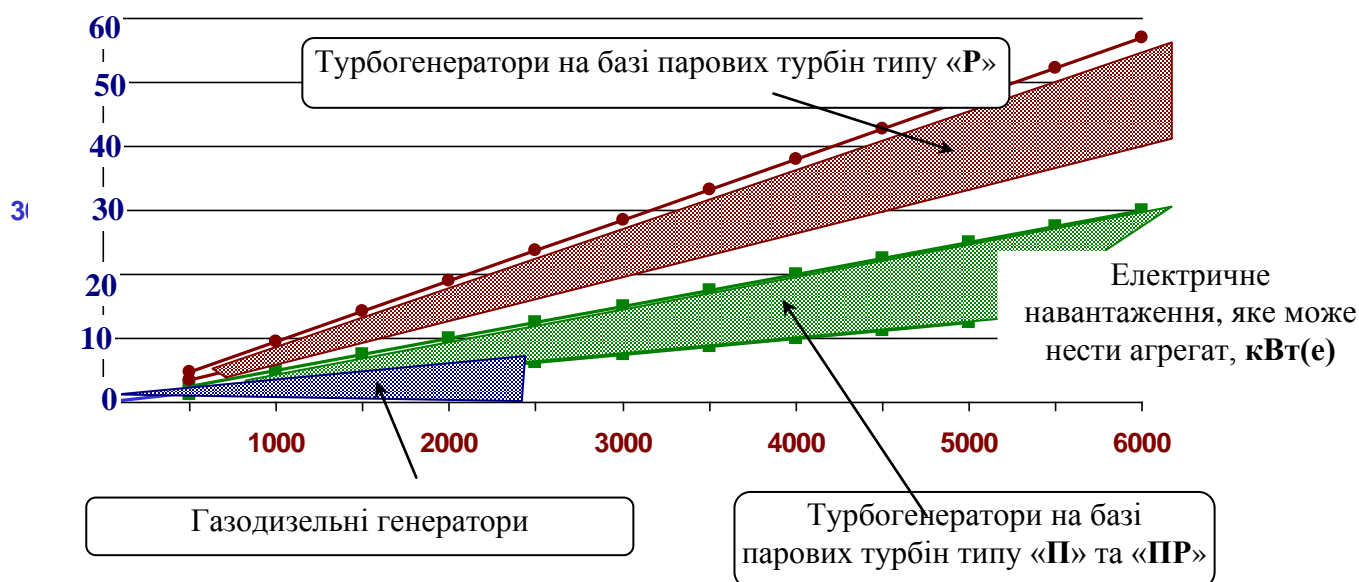


Рис. 3.3. Когенераційні можливості енергоустановок промислової теплоенергетики

В котельних відділеннях промислових підприємств, як правило, встановлені парові котли низького (10...14 ата) та середнього (24...35 ата) тисків з сумарною продуктивністю 10,0...60,0 т пари на годину.

Тому придатними для когенераційних систем можуть бути тільки турбоагрегати типів “П”, “Р”, “ПР”, оскільки турбіни інших типів розраховані на генерацію теплоти та електроенергії в потужних енергетичних станціях, і не мають малих типорозмірів.

Як видно з наведеної діаграми найсприятливішою за своїм широким діапазоном “покриття” теплового навантаження для промислових підприємств є когенерація на базі парових турбін типу “Р” та “ПР”.

Використання турбоагрегатів типу “Р” та “ПР” на відміну від турбін типу “П” гарантує максимально можливий (на рівні 77...82 %) електричний ККД когенераційних систем.

Технологією та термодинамікою їх циклів втрата теплоти у “холодне джерело” – конденсатор, а, зрештою, в навколишнє середовище не передбачена.

Вся теплота відпрацьованої в турбіні пари споживається підприємством.

В такий спосіб реалізовано “повний теплофікаційний цикл” з 100 % термодинамічним ККД

Реальний електричний ККД - менший і становить - 77...82 %, що обумовлено існуванням системи власних потреб станції, що використовує для себе (тобто втрачає для споживача-підприємства) 18...23 % теплоти і електроенергії.

Але широке впровадження цих турбоагрегатів стримується умовою взаємної збалансованості тепло- та електроенергії на промисловому підприємстві.

Турбоагрегати типу “Р” саме у взаємозв’язаному вигляді “генерують” обидва види енергії.

Кількісний рівень енергозбалансованості підприємства, тобто співвідношення потоку теплоти, “Гкал/год”, та потоку електроенергії, “кВт”, що воно споживає, визначається 2-ма факторами:

- Параметрами (ата / °С) гострої пари з котлів на турбіну, якими “оперує” підприємство. Стандартні пари параметрів пари: **14/190; 14/250; 24/350; 35/435;**
- Рівнем протитиску турбіни. Найпоширеніший для підприємств тиск пари на виході з турбіни 3,0...5,0 ата.

Нижче, на конкретному прикладі, за допомогою діаграми на **рис. 3.5** наведено роз’яснення цієї проблеми.

W, кВт(е) – потрібне електричне навантаження підприємства



Рис. 3.4. Діаграма взаємозв’язаних величин тепло- та електроспоживання підприємства при використанні турбоагрегатів та бази турбін “Р”

Приклад:

Промисловому підприємству, що має теплове споживання **11,0** Гкал/год, і бажає створити когенераційну систему з турбоустановкою типу “Р” на базі існуючої котельної установки з параметрами пари 35 ата / 435 °С потрібно мати

електричне навантаження не вище 2300 кВт, див. рис. 3.5. За цієї умови буде одержано максимальну ефективність когенераційної системи.

У випадку, коли електричне навантаження підприємства вище 2300 кВт, наприклад 3000 кВт, різницю 700 кВт(е) необхідно забезпечити від стороннього (не когенераційного) джерела енергопостачання - енергосистеми.

Дотримання умови – електрична потужність підприємства - $W_{\text{пп}}$ повинна бути меншою за граничну потужність турбоагрегата - $W_{\text{турб}}$

Тобто повинно бути : $W_{\text{пп}} < W_{\text{турб}}$

Ця умова гарантує найвищу ефективність створеної когенераційної системи на базі турбіни “Р”.

3.2.4. Котли утилізатори когенераційних систем

Характеристики котлів утилізаторів когенераційних систем наведені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11.

Котли утилізатори когенераційних систем

№ п.з	Типорозмір	Витрата продуктів згорання, тис. м ³ /год	Температура продуктів згорання в котлі утилізаторі, °С		Продуктивність по гострій парі, т/год	Параметри гострої пари		Відпуск теплоти, Гкал/год
			На вході	На виході		р _о , бар	t _о , °С	

1	КУ-100-Б-1М	100,0	850°	244°	31,8	18,0	400°	21,3
2	КУ-100-Б-1М	100,0	650°	233°	22,3	18,0	370°	14,6
3	Г 205	34,0	380°	-	2,6	6,0	164°	1,44
4	Г 345 ПЗ-1	34,0	380°	-	2,6	13,0	320°	1,64
5	Г 157 Э	16,2	327°	-	1,5	6,0	164°	0,83
6	Г-250 Э	-	600°	-	5,41	14,0	194°	3,0
7	Г-250 ПЭ	-	600°	-	5,2	14,0	230°	3,0
8	Г-400 Э-1	-	600°	-	10,4	14,0	194°	5,8
9	Г-400 ПЭ-1	-	600°	-	10,1	14,0	250°	5,9
10	Г-550 ПЭ	-	600°	-	14,0	14,0	250°	8,3
11	КГТ 50/1,6	550,0	404°	157°	57,0	16,0	375°	37,4
12	КГТ 25-1,4	280,0	360°	189°	22,0	18,0	330°	13,9
13	КГТ 30- 4-9/0,7	280,0	465°	120°	30,0	40,0	430°	20,3
14	“-”	280,0	465°	120°	9,0	7,0	200°	5,14
15	КГТ 35/4-10/0,7	300,0	457°	117°	35,0	40	430°	23,7
16	“-”	300,0	457°	117°	10,0	7,5	205°	5,74

Примітка.

- i_o для пари 6,0 бар/164 °С – **2769** кДж/кг (Пара перегріта +5 °С)
- i_o для пари 7,0 бар/200 °С – **2845** кДж/кг (Пара перегріта +35 °С)
- i_o для пари 7,5 бар/205 °С – **2854** кДж/кг (Пара перегріта +37 °С)
- i_o для пари 13,0 бар/320 °С – **3087** кДж/кг (Пара перегріта +128 °С)
- i_o для пари 14,0 бар/194 °С – **2788** кДж/кг (Пара насичена)
- i_o для пари 14,0 бар/230 °С – **2880** кДж/кг (Пара перегріта +35 °С)
- i_o для пари 14,0 бар/250 °С – **2928** кДж/кг (Пара перегріта +55 °С)
- i_o для пари 16,0 бар/375 °С – **3200** кДж/кг (Пара перегріта +174 °С)
- i_o для пари 18,0 бар/330 °С – **3098** кДж/кг (Пара перегріта +123 °С)
- i_o для пари 18,0 бар/370 °С – **3186** кДж/кг (Пара перегріта +163 °С)
- i_o для пари 18,0 бар/400 °С – **3252** кДж/кг (Пара перегріта +193 °С)
- i_o для пари 40,0 бар/430 °С – **3285** кДж/кг (Пара перегріта +180 °С)

Запитання до самоперевірки

- 1.
- 2.
- 3.

4. ПАЛИВНА ТА ФІНАНСОВА ЕФЕКТИВНІСТЬ КОГЕНЕРАЦІЇ

План

- 4.1. Аспекти ефективності когенерації
- 4.2. Паливна ефективність когенерації
- 4.3. Фінансова ефективність когенерації

4.1. Аспекти ефективності когенерації

Створення когенераційних установок є енергоощадним технічним рішенням, оскільки „заміщає” вироблення електричної енергії з низьким ККД у звичайних енергетичних установках виробленням електроенергії з високим ККД.

Вироблення теплової енергії в когенераційних установках здійснюється практично з таким самим ККД як і в некогенераційних.

Експлуатація когенераційних установок має розглядатися у двох аспектах:

- **аспект перший – паливний**, полягає у визначенні зменшення витрат палива на вироблення електричної енергії.
- **аспект другий – фінансовий**, полягає у визначенні зменшення витрат коштів на забезпечення тепловою і електричною енергією промислового підприємства – споживача когенераційної енергії. палива на вироблення електричної енергії.

Комбіноване виробництво теплової і електричної енергії дозволяє суттєво, до 20-30%, зменшити витрати палива в порівнянні з їх роздільним виробництвом.

Для отримання когенераційної електроенергії **потрібно купити і спалити** від 170 до 180 г у.п. на 1 кВт (е), у разі використання економічної когенераційної установки.

Для отримання звичайної електроенергії потрібно купити і спалити від 390 до 410 г у.п. на 1 кВт (е) у разі використання звичайних джерел електропостачання.

Якщо за допомогою когенераційних потужностей компенсувати потужності теплових електростанцій, то на кожній 1000 МВт **можна економити понад 1,5 млн. т у.п.** на рік.

Комбіноване виробництво теплової і електричної енергії дозволяє зменшити викиди парникових газів (CO₂) до 500 кг на кожну МВт.год. виробленої електроенергії. На ту ж 1000 МВт когенераційних потужностей це дає зменшення викидів біля 5 млн. тон на рік.

Для держави реалізація когенераційних технологій означає:

- паралельну модернізацію теплогенеруючого обладнання;
- зменшення втрат енергії в мережах, тому що когенераційні установки споруджуються на місцях споживання електричної енергії;
- вирішення проблеми (хоча б часткове) створення дефіцитних маневрових потужностей, тому що когенераційна установка може працювати в “піковому” режимі;
- вирішення деяких соціальних проблем, таких як створення нових робочих місць, завантаження підприємств енергетичного машинобудування, розвиток науково-дослідних робіт, можливість зменшення тарифів на теплоту і електроенергію, тощо.

4.2. Паливна ефективність когенерації. Загальні положення

Енергетична ефективність когенерації полягає у зменшенні споживання палива на вироблення теплової і електричної енергії.

Енергетична ефективність когенерації досягається за рахунок підвищення ККД з вироблення електричної енергії енергоустановкою, в якій застосовано когенераційні рішення.

Спеціалісту з теплоенергетики потрібно розуміти неоднозначність ефективності когенераційних систем для суспільства в цілому та для суб'єктів підприємницької діяльності, що споживають енергоресурси.

4.2.1. Паливна ефективність когенерації для держави

Для держави (суспільства) когенераційне вироблення теплової та електричної енергій **завжди гарантує економію палива** у порівнянні з варіантом не комбінованого їх вироблення (тобто, електроенергію – в КЕС, а теплоту – в котельнях). Цей факт ілюструє співвідношення:

$$(B_{\text{коу}}^{e+t})^{\text{Держ}} < (B_{\text{КЕС}}^e + B_{\text{ПК}}^t) \quad (4.1)$$

де:

$(B_{\text{коу}}^{e+t})^{\text{Держ}}$ – добова витрата палива на вироблення теплової та електричної енергії у когенераційній установці державного підпорядкування, т/добу;

$B_{\text{КЕС}}^e$ – витрата палива на вироблення електричної енергії в державній КЕС, т/добу;

$B_{\text{ПК}}^t$ – витрата палива на вироблення теплової енергії в державній котельні, т/добу.

4.2.2. Паливна ефективність когенерації для конкретного промислового підприємства

Для конкретного промислового підприємства у разі впровадження в його структуру когенераційної установки **зменшення витрати палива не відбувається ніколи**. В кращому випадку підприємство на збільшить витрату палива на своє енергозабезпечення.

Але підприємство завжди буде мати економічну вигоду від когенерації внаслідок зменшення витрат коштів на своє енергозабезпечення.

Для конкретних підприємств мають власну енергетичну установку з вироблення власної електричної енергії і закупають теплову енергію на стороні витрата палива на когенераційну установку лишилась незмінною, що ілюструє наступне співвідношення:

$$(B_{\text{коу}}^{e+t})^{\text{ПП}} = B_e^{\text{ПП}} \quad (4.2)$$

де:

$(B_{\text{коу}}^{e+t})^{\text{ПП}}$ – витрата палива на когенераційну установку промислового підприємства, т/добу;

$B_e^{\text{ПП}}$ – витрата палива на власну первинну енергетичну установку з вироблення електричної енергії, т/доб.

У разі експлуатації когенераційної установки одержана від неї теплота “заміщує” частину теплової енергії, що закупається від стороннього джерела. Витрата палива для підприємства – лишається незмінною.

Для підприємств що мають власну енергетичну установку з вироблення власної теплової енергії і закупають електричну енергію на стороні, що ілюструє наступне співвідношення:

$$(B_{\text{коу}}^{ee+te})^{\text{ПП}} > B_{\text{ПК}}^t \quad (4.3)$$

де:

B_e^{III} витрата палива на власну первинну енергетичну установку з вироблення теплової енергії, т/доб.

У разі експлуатації когенераційної установки одержана від неї електрична енергія обумовила зростання витрати палива в кількості, що еквівалентна кількості виробленої електроенергії у відповідності до електричного ККД когенераційної прибудови. Витрата палива для підприємства – збільшується.

Незважаючи на відсутність економії палива для підприємства, впровадження когенераційних установок в структуру підприємства **завжди гарантує економію коштів** на своє енергозабезпечення, що ілюструє наведене співвідношення:

$$K_{KoY}^{ee+te} < (K_{KEC}^{ee} + K_{ПК}^{te}) \quad (5.4)$$

де:

$K_{KoY}^{e/e+т/e}$ – витрата коштів на енергозабезпечення підприємства від власної когенераційної установки, грн/добу;

$K_{KEC}^{e/e}$ – витрата коштів на забезпечення підприємства електроенергією від РЕС, грн/добу;

$K_{ПК}^{т/e}$ – витрата коштів на забезпечення підприємства тепловою від котельні, грн/добу.

Енергетичний ефект когенерації полягає у економії органічного палива, насамперед, для держави, і саме того палива, яке витрачається для вироблення електричної енергії в КЕС, що працюють на органічному паливі. Річну економію органічного палива для держави - $\Delta B_{ек}$, т у.п/рік, у разі застосування когенераційної установки будь якого типу можна визначити за формулою:

$$\Delta B_{ек} = W_{III} \cdot (b_e^{KEC} - b_e^{KoY}) + Q_{III} \cdot (b_T^{ПК} - b_T^{KoY}) \cdot 10^3 \quad (4.5)$$

де:

W_{III} – кількість електроенергії, що споживається підприємством та покривається когенераційною установкою, млн. кВт·год/рік;

b_e^{KEC} – питома витрата палива на виробництво електричної енергії в державних КЕС, г уп/кВт·год;

b_e^{KoY} – питома витрата палива на виробництво електричної енергії у когенераційній установці, г уп/кВт·год;

Q_{III} – кількості теплової енергії, що споживається підприємством та покривається когенераційною установкою, Гкал/рік;

$b_T^{РЕС}$ – питома витрата палива на виробництво теплової енергії в промисловій котельні, кг уп/ Гкал;

b_T^{KoY} – питома витрата палива на виробництво теплової енергії в когенераційній установці, кг уп/ Гкал.

4.3. Фінансова ефективність когенерації. Загальні положення

Фінансова ефективність когенерації полягає у економії коштів на промисловому підприємстві за рахунок різниці в цінах:

- покупної (від РЕС) електроенергії та "когенераційної" електроенергії, отримане від власної когенераційної установки (КоУ);
- покупної (від сторонньої котельні) теплової енергії та "когенераційної" теплової енергії від власної когенераційної установки (КоУ).

Як правило, покупна ціна теплової енергії від сторонньої котельні (або ТЕЦ) значно (на 30 % - 60 %) вища за за рахунок накладних витрат стороннього джерела тепlopостачання.

Як правило, покупна ціна електричної енергії від РЕС значно (на 60 % - 100 %) вища за за рахунок накладних витрат стороннього джерела електропостачання і нижчого його електричного ККД.

Економічний ефект когенерації - $\epsilon_{\text{коген}}$, розраховується, як зменшення суми коштів, що витрачаються підприємством на закупівлю палива та електроенергії.

У разі роздільного енергозабезпечення видатки на закупівлю енергоресурсів складаються з двох витрат, а саме: з витрат на закупівлю палива для одержання власної теплової енергії від, наприклад, парової котельні - $K_{T/e}^{\text{ПК}}$ та на закупівлю електроенергії від РЕС - $K_{e/e}^{\text{РЕС}}$.

Обсяг зекономлених коштів у разі створення на підприємстві когенераційної установки визначається двома факторами:

- кількістю електроенергії, що споживається підприємством та покривається власною енергоустановкою
- різниці в ціні покупної від енергосистеми електроенергії - $C_{ee}^{\text{купл}}$ та "когенераційної", від власної енергоустановки - $C_{ee}^{\text{власн}}$.

У разі когенераційного енергозабезпечення видатки на закупівлю енергоресурсів складаються тільки з одних витрат – витрат на паливо для одержання і теплової і електричної енергії від власної своїй когенераційної установки - $K_{T/e+e/e}^{\text{КоУ}}$.

Таким чином, річна економія коштів на енергозабезпечення підприємства від когенераційної установки - $E_{\text{коген}}$, тис.грн/рік, визначається за формулою:

$$\epsilon_{\text{коген}} = (K_{T/e}^{\text{ПК}} + K_{e/e}^{\text{РЕС}}) - K_{T/e+e/e}^{\text{КоУ}} \quad (4.6)$$

де:

$K_{T/e}^{\text{ПК}}$ – сума коштів на закупівлю палива для котельні, тис.грн/рік,:

$$K_q^{\text{власн}} = K_{\text{уп}} \cdot Q_{\text{пп}} \cdot b_T^{\text{ПК}} \cdot C_B \cdot 10^{-6} \quad (4.7)$$

де:

$K_{\text{уп}}$ – коефіцієнт перерахунку на умовне паливо,

C_B – ціна палива, грн/т або грн/тис. м³.

$K_e^{\text{купл}}$ – сума коштів на закупівлю електричної енергії:

$$K_e^{\text{купл}} = W_{\text{пп}} \cdot C_{ee}^{\text{купл}} \cdot 10^3, \text{ тис.грн/рік} \quad (4.8)$$

де:

$C_{ee}^{\text{РЕС}}$ – ціна покупної електричної енергії, грн/кВт·год,

$K_{T/e + e/e}^{KoY}$ – сума коштів на закупівлю палива для власної когенераційної установки, тис.грн/рік. Визначається за формулою:

$$K_{Te+ee}^{KoY} = K_{уп} \cdot (Q_{пп} \cdot b_T^{KoY} + W_{пп} \cdot b_e^{KoY} \cdot 10^{-3}) \cdot C_B \cdot 10^{-3} \quad (4.9)$$

Реальна економія коштів та термін окупності когенераційного проекту розраховуються за стандартними методиками визначення економічної ефективності у залежності від: прийнятих норм амортизації, умов фінансування, оплати за кредит, рівня заробітної плати, експлуатаційних витрат, рівня цехових та загальнозаводських витрат.

Конкретний приклад:

Підприємство закуповувало в РЕС електричну енергію на покриття електроживлення технологічного обладнання потужністю 3000 кВт(е) по 1,5 грн/Вт.год і витрачало за добу $3000 \cdot 24 \cdot 1,5 = 108$ тис. грн. і паливо на вироблення електроенергії не витратило.

Після впровадження економічної когенераційної установки (на базі парової турбіни типу «Р-...»), яка забезпечувала витрату палива на відпущену електричну енергію на рівні 178 г у.п./кВт.год, підприємство стало використовувати паливо на отримання власної (когенераційної) електричної енергії в кількості $3000 \cdot 24 \cdot 178 \cdot 10^{-6} = 12,8$ т у.п.

Добовий обсяг споживання реального палива (природного газу з $K_{у.п.} = 1,13$) на вироблення власної електроенергії становитиме $12,8/1,13 = 11,3$ тис.м³/добу.

Враховуючи покупну (із затратами на транспортування) вартість природного газу у 7800 грн/тис. м³ м дова витрата коштів становитиме $11,3 \cdot 7800 \cdot 10^{-3} = 88,1$ тис. грн.

Таким чином, економія коштів на електрозабезпечення підприємства у разі використання когенераційної установки становитиме $108,0 - 88,1 = 19,9$ тис. грн га добу.

У разі тривалості виробничого періоду 200 діб на рік, річна економія коштів становитиме 3 млн 980 тис. грн.

Як видно з наведеного прикладу, фінсова вигода когенерації самим суттєвим чином залежить від співвідношення ринкових цін на паливо та електричну енергію.

У разі домінування на енергоринку дешевої атомної електричної енергії і дорогого органічного палива ясно, що когенерація на органічному паливі не буде мати перспективи реалізації з економічних причин. Когенерація електрична енергія, отримана навіть в ККД, який дорівнюватиме 100 % буде дорожча за ринкову електроенергію.

Висновок:

Якщо по технічній/паливній частині когенерація однозначно має переваги перед роздільною системою генерації теплоти та електроенергії, то з фінансовою є проблеми, вплоть до відмови від експлуатації вже придбані техніки.

В існуючі економічній ситуації потрібно, щоб економіка “не поховала” розумне енергоощадне технічне рішення.

Запитання до самоперевірки

- 1.
- 2.
- 3.
- 4.

5. КОГЕНЕРАЦІЙНІ ПОТЕНЦІАЛИ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ

План лекції

- 5.1 Когенераційний потенціал. Загальні положення
- 5.2 Когенераційний потенціал промислового підприємства
- 5.3. Когенераційний потенціал енергетичної установки
- 5.4. Взаємовідповідність когенераційних потенціалів підприємства та енергоустановки.

5.1 Когенераційний потенціал. Загальні положення

Когенераційним потенціалом є відношення обсягу теплової енергії, одержаної в когенераційний спосіб – $Q_{\text{коген}}$, МВт(т), до обсягу електричної енергії, одержаної в когенераційний спосіб – $W_{\text{коген}}$, МВт(е).

Визначення когенераційного потенціалу здійснюється за формулою:

$$\theta = Q_{\text{коген}} / W_{\text{коген}} \quad (5.1)$$

Числові значення когенераційного потенціалу становлять від 0,0 – когенераційний потенціал – відсутній, до 30,0 – когенераційний потенціал – значний, тобто в об'єкті на кожен МВт теплової енергії приходить 30 МВт теплової енергії.

Наявність когенераційного потенціалу – є найвагомішою умовою створення когенераційної установки.

Когенераційним потенціалом можуть володіти як промислові підприємства, що одночасно споживають теплову та електричну енергію так і енергетичні установки, що одночасно виробляють теплову та електричну енергію.

5.1.1. Когенераційний потенціал промислового підприємства.

Когенераційний потенціал підприємства ($\theta_{\text{ПП}}$) – це відношення обсягу теплової енергії, що споживає промислове підприємство – $Q_{\text{ПП}}$ до обсягу спожитої підприємством електричної енергії – $W_{\text{ПП}}$, і визначається за формулою:

$$\theta_{\text{ПП}} = Q_{\text{ПП}} / W_{\text{ПП}} \quad (5.2)$$

де:

$Q_{\text{ПП}}$ – середньодобове споживання теплової енергії підприємством, МВт.год(т)/добу. Визначається або нормуванням або рівнем фактичного споживання.

$W_{\text{ПП}}$ – середньодобове споживання електричної енергії підприємством, МВт.год(е)/добу. Визначається або нормуванням або рівнем фактичного споживання.

Діапазон числові значень когенераційних потенціалів промислових підприємств харчової промисловості наведено на рис. 9.6. Як видно з наведеної інформації – $\theta_{\text{ПП}}$ має широкий діапазон значень від 0,5 до 30.

Цей факт обумовлює багатоваріантність підходів до реалізації когенераційних рішень, оскільки когенераційні можливості енергоустановок також різні.

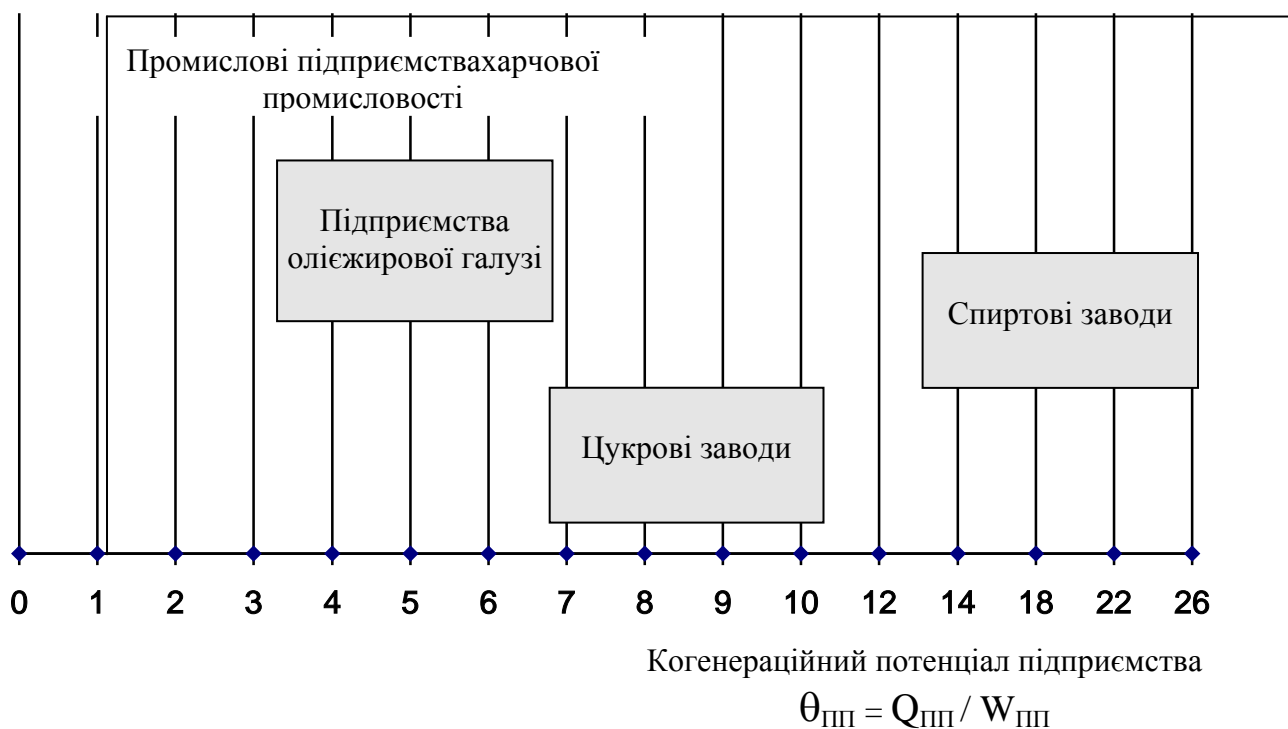


Рис. 5.1. Когенераційні потенціали підприємств харчової промисловості.

Нижче, в табл. 5.1, наведено когенераційні потенціали ряду українських промислових підприємств, досліджених автором на предмет впровадження в їх структуру або удосконалення вже існуючих когенераційних установок.

Таблиця 5.1.

Макроенергетичні параметри та когенераційний потенціал ряду промислових підприємств України (станом на 2002 рік.)

1	Назва підприємства	Обсяг спожитої електричної енергії, ГВт(е)/рік	Обсяг спожитої теплової енергії, Гкал(т)/рік	Когенераційний потенціал θ , Q/W,
1	2	3	4	5
1	ВАТ Вінницький завод тракторних агрегатів	18636	10424	0,648
2	ВАТ Бахмачський завод полімерного машинобудування	3311	12311	4.3
3	ВАТ "Словянважмаш"	18564	32564	2.0
4	Кримський ДАК "Титан"	155379	384491	2.87
5	Київський ВАТ "Більшовик"	14579	29846	2.37
6	Дніпродзержинське ВАТ	481405	1063057	2.56

	“Дніпроазот”			
7	Цукровий завод “Тефіпольський”			
8	Цукровий завод “Первухінський”			
9	Пологівський оліє-жировий комбінат			
	Запорізький масло-екстракційний завод			

5.3. Когенераційні потенціал енергетичної установки

Когенераційний потенціал енергетичної установки – $(\theta_{\text{ЕУ}})$, МВт(т) / МВт(е), є відношенням обсягу теплової енергії, що може відпустити енергетична установка – $Q_{\text{ЕУ}}$, МВт(т), до обсягу електричної енергії, що вона може відпустити – $W_{\text{ЕУ}}$, МВт(е) і визначається за формулою:

$$\theta_{\text{ЕУ}} = Q_{\text{ЕУ}} / W_{\text{ЕУ}} \quad (5.3)$$

де:

$Q_{\text{ЕУ}}$ – середньодобова кількість теплової енергії, що відпускається від енергоустановки для зовнішнього споживання, МВт.год(т)/добу;

$W_{\text{ЕУ}}$ – середньодобова кількість електричної енергії, що відпускається від енергоустановки для зовнішнього споживання, МВт.год(е)/добу;

Реальними енергетичними установками, які можуть увійти до складу когенераційних установок є: турбоагрегати на базі парових турбін, турбоагрегати на базі газових турбін, газомоторні та дизельні електрогенератори.

Когенераційні потенціали сучасних енергетичних установок з вироблення електричної і теплової енергії промислової теплоенергетики наведені на рис. 5.2.

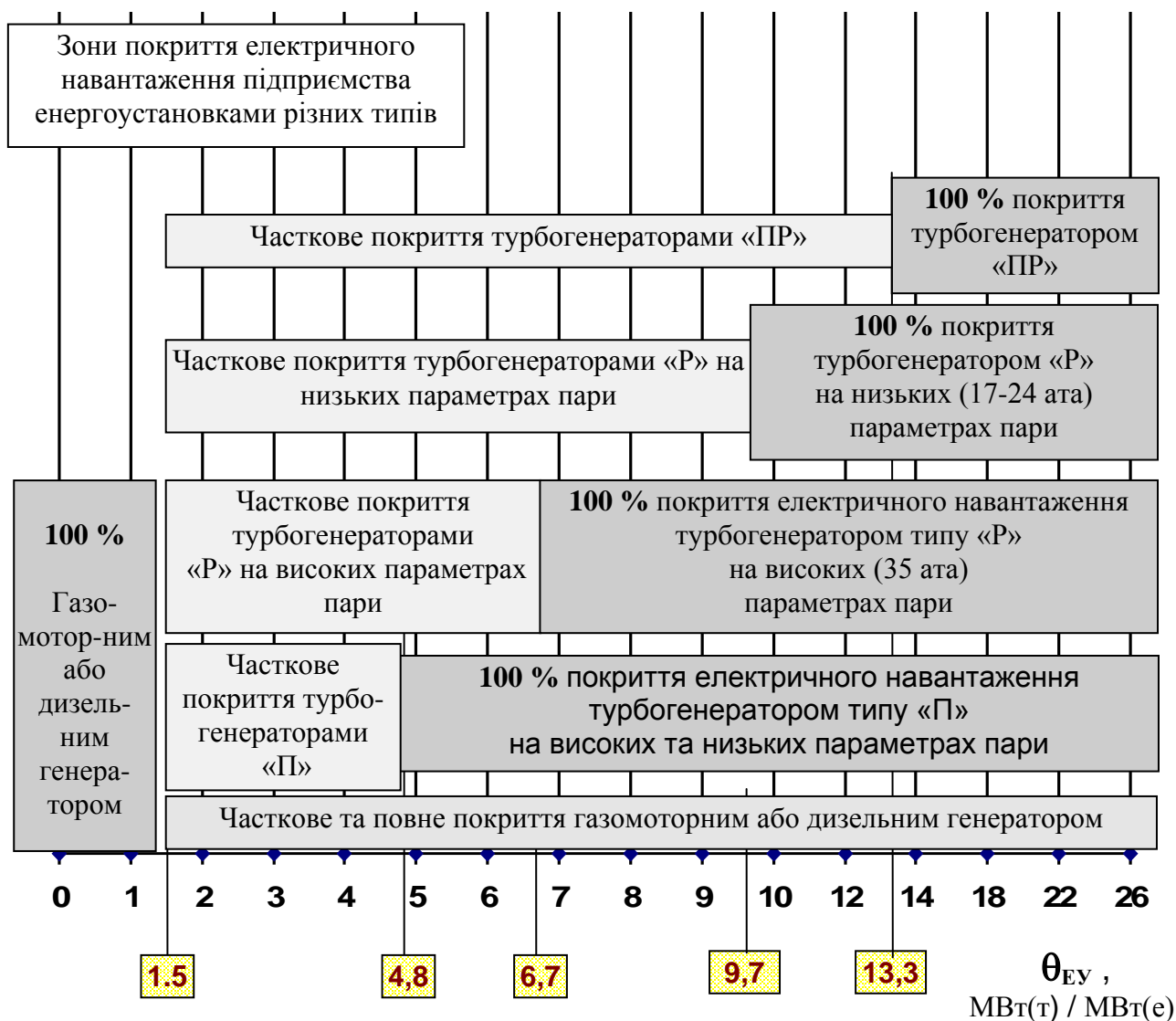


Рис. 5.2. Когенераційні потенціали енергетичних установок промислової теплоенергетики.

Номінальні числові значення когенераційних потенціалів енергетичних установок з функціональною втратою теплоти в навколишнє середовище, наступні:

1,5 - газомоторних та дизельних генераторів,

4,8 - турбогенераторів типу «П» на високі та низькі параметри пари,

Номінальні числові значення когенераційних потенціалів турбоустановок з протитиском:

6,7 - турбогенераторів типу «Р» на високі (35 ата) параметри пари,

9,7 - турбогенераторів типу «Р» на низькі (17-24 ата) параметри пари,

13,3 - турбогенераторів «ПР» на високі та низькі параметри пари.

5.4. Взаємовідповідність когенераційних потенціалів підприємства та енергоустановки.

Для одержання максимального енергетичного і економічного ефектів від впровадження когенераційних установок потрібно, щоб когенераційний потенціал енергетичної установки – $\theta_{\text{ЕУ}}$ був меншим за когенераційний потенціал підприємства – $\theta_{\text{ПП}}$, що ілюструє наступне співвідношення:

$$\theta_{\text{ЕУ}}^{\text{роб}} < \theta_{\text{ПП}}^{\text{min}} \quad (5.4)$$

де:

$\theta_{\text{ПП}}^{\text{min}}$ – середньо-годинне мінімальне значення когенераційного потенціалу промислового підприємства;

$\theta_{\text{ЕУ}}^{\text{роб}}$ – середньо-годинний когенераційний потенціал енергетичної установки з вироблення електричної енергії, що входить в структуру когенераційної установки.

Тільки за такого співвідношення когенераційні можливості енергетичної установки будуть щодобово на 100 % використані підприємством, а когенераційна установка гарантує найвищий для неї ККД вироблення електроенергії.

В протилежному випадку – когенераційні можливості енергетичної установки будуть використані частково.

Це призведе:

- до зменшення ККД вироблення електроенергії енергетичною установкою;
- до збільшення питомої витрати палива на 1 кВт.год виробленої електричної енергії;
- до збільшення собівартості одержаної електроенергії;
- до зменшення економії палива та зменшення економічної ефективності когенерації.

У технічному плані це відобразиться:

- у появі вихлопу в атмосферу певної частини відпрацьованої пари від турбіни за умови використання турбін з протиском (типу "Р", та "ПР");
- у збільшенні конденсаційного потоку пари в конденсатор, за умови використання конденсаційних турбін з відбором пари на підприємство (типу "П-" та "Т-");
- у недоохолодженні (недовикористанні) теплоти відхідних газів та охолодження корпусу двигуна дизельгенератора.

Як вам відомо, споживання теплоти і електричної енергії промисловим підприємством:

- може бути як достатньо рівномірним у часі, тобто дотримуючи умов $Q(\tau) \approx \text{Const}$; $W(\tau) \approx \text{Const}$;
- так і мати значну годинну нерівномірність, обумовлену особливостями технологічного режиму вироблення промислової продукції, відповідаючи умовам $Q(\tau) \neq \text{Const}$; $W(\tau) \neq \text{Const}$, рис. 9.8.

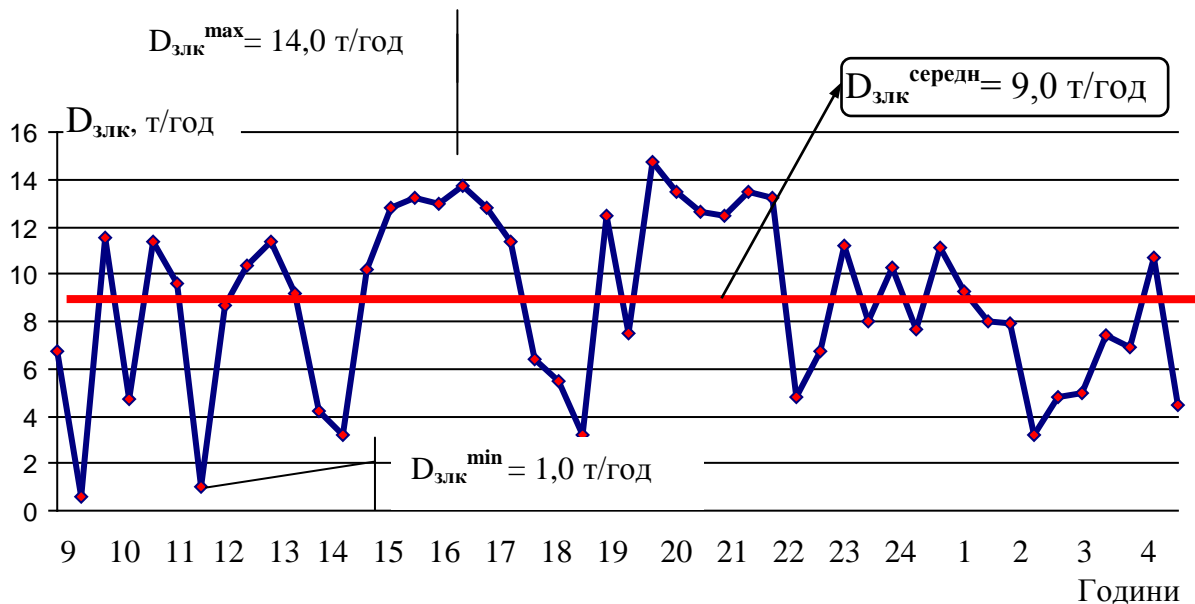


Рис. 5.4. Годинна нерівномірність споживання технологічної пари заводом лимонної кислоти.

У випадку рівномірного енергоспоживання експлуатаційних проблем з когенераційною установкою, як правило, не виникає. Пректно-розрахункову умову – $\theta_{\text{ЕУ}}^{\text{роб}} < \theta_{\text{ПП}}^{\text{min}}$ буде дотримано самим режимом експлуатації підприємства.

А от у випадку нерівномірного енергоспоживання промисловим підприємством експлуатаційне значення когенераційного потенціалу – $\theta_{\text{ПП}}^{\text{min}}$ внаслідок суттєвого зменшення електроспоживання ($W_{\text{ПП}}$) або суттєвого збільшення тепло споживання ($Q_{\text{ПП}}$) може призвести до появи ситуації за якою значення $\theta_{\text{ПП}}^{\text{min}}$ стане меншим за $\theta_{\text{ЕУ}}^{\text{роб}}$.

Тобто, створиться експлуатаційна ситуація, за якою – $\theta_{\text{ЕУ}}^{\text{роб}} > \theta_{\text{ПП}}^{\text{min}}$. І умова ефективного використання когенерації буде порушено з усіма її негативними наслідками.

Таким чином, для практичної діяльності фахівця з енергетичного менеджменту потрібно запам'ятати, що під час вибору типу енергетичної установки, що буде виробляти в складі когенераційної установки електричну енергію, потрібно керуватися двома наступними співвідношеннями :

$$\theta_{\text{ЕУ}}^{\text{роб}} < \theta_{\text{ПП}}^{\text{max}} \quad \text{та} \quad \theta_{\text{ЕУ}} < \theta_{\text{ПП}}^{\text{min}} \quad (5.5)$$

Сучасні типові енергоустановки Україні мають наступні показники по відпущеній тепловій та електричній енергії:

“Первинні” енергоустановки з вироблення електричної енергії:

- Конденсаційні електричні станції (КЕС) $b_e = 380...410$ г у.п/кВт.год
(з високими параметрами гострої пари) $b_T = 0$
- Конденсаційні електричні станції (КЕС) $b_e = 380...410$ г у.п/кВт.год
(з низькими параметрами гострої пари) $b_T = 0$

- Дизельгенераторні та газомоторні електрогенератори $b_e = 223...340$ г у.п./кВт.год
 $b_T = 166...180$ кг у.п/ Гкал
- Газотурбінні електричні установки (ГТУ) $b_e = 290...440$ г у.п./кВт.год
 $b_T = 166...180$ кг у.п/ Гкал
- Парогазові електричні установки (ПГУ) $b_e = 240...390$ г у.п./кВт.год
 $b_T = 166...180$ кг у.п/ Гкал

Когенераційні установки:

- Промислові ТЕЦ на базі турбін "Р" та "ПР" $b_e = 178...188$ г у.п./кВт.год
 $b_T = 166...180$ кг у.п/ Гкал
- Промислові ТЕЦ на базі турбін "П" (з низькими параметрами гострої пари) $b_e = 380-500$ г у.п./кВт.год
 $b_T = 166-180$ кг у.п/ Гкал

Запитання до самоперевірки

- 1.
- 2.
- 3.
- 4.

6. РОЗПОДІЛ ВИТРАТИ ПАЛИВА В КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ЕНЕРГОУСТАНОВКАХ.

План

- 6.1. Обґрунтування постановки задачі розподілу витрати палива в когенераційних енергоустановках
- 6.2. Варіантність розподілу витрати палива в когенераційних енергоустановках
- 6.3. Обґрунтування вибору методології розподілу
- 6.4. Методологія “ентальпійного методу розподілу
- 6.5. Методика розподілу 50/50.
- 6.6. Висновки

6.1. Обґрунтування постановки задачі розподілу витрати палива в когенераційних енергоустановках

В когенераційних установках спалюється єдиний потік палива, але одержується два види енергії – теплова і електрична.

Зрозуміло, що обидва одержані види енергії є товаром, який має бути проданий споживачам відповідного напрямку енергоспоживання.

Як відомо:

- відпускна ціна товару, визначається його повною (заводською) собівартістю;
- складовою повної собівартості теплової і електричної енергії є паливна складова, див. Лекції 2, 3;
- в структуру паливної складової входить кількість палива, що витрачена на вироблення кожного виду енергії, див. ф-ли (7.3), (8.3) та (9.3), (10.3);
- оскільки в когенераційній установці витрачається єдиний потік палива, то перед її власником постає проблема розподілу витраченого палива між тепловою і електричною енергією – тобто стоїть проблема формування собівартості потоків теплової та електричної енергії;

Перед державними органами управління енергетикою (в т.ч. НКРЕ – Національним комітетом з регулювання енергетики) стоїть задача отримати такі собівартості теплової і електричної енергії, які би не створювали економічних проблем, породжених неприйнятною вартістю домінуючого енергоресурсу, для ефективного функціонування всіх, а насамперед, енергоємних галузей.

Нижче, на рис. 8.1, наведено принципову схему одержання двох видів енергії в когенераційній системі – ТЕЦ, створеної на базі парової турбіни типу “П-...” – конденсаційної турбіни з виробничим відбором пари на промислове підприємство.

Наведена схема допоможе зрозуміти принципи і необхідність розподілу палива між двома видами енергії.

Логічний висновок – До якого виду відпущеної енергії буде віднесено втрати теплоти в навколишнє середовище, той вид енергії буде мати більшу витрату палива віднесена на свою генерацію, а, відповідно, більшу собівартість.

У разі “віднесення” втрат теплоти на одержання електроенергії:

- собівартість електроенергії збільшиться;
- прибутки виробників електроенергії зменшаться;
- закупівельна вартість електроенергії для споживачів (промислових підприємств) – збільшиться;
- витрати коштів на електропостачання споживачів (промислових підприємств) – збільшиться;
- стануть меншими прибутки від продажу продукції, виробленої підприємствами.

У разі “віднесення” втрат теплоти на одержання теплової енергії – аналогічна картина виглядатиме для споживачів теплової енергії, насамперед, для житлово-комунального сектору та харчової промисловості.

Тобто проблема розподілу є актуальною у політико-економічному аспекті – яку олігархічну структуру фінансово підтримати, щоб влада в державі не “розхитувалася” незадоволеними економічними силами?

6.2. Варіантність розподілу витрати палива в когенераційних енергоустановках

В загальному сенсі варіанти розподілу втрат між електричною та тепловою енергіями в когенераційних установках можуть бути такими:

- всі втрати можуть бути “віднесені” на вироблення електроенергії;
- всі втрати можуть бути “віднесені” до вироблення теплової енергії;
- втрати можуть бути “поділені” між обома видами енергії пропорційно потужності кожного виду енергії;
- втрати можуть бути “поділені” між обома видами енергії пропорційно економічній доцільності використання в “народному” господарстві того або іншого енергоресурсу;
- втрати можуть бути “поділені” між обома видами енергії пропорційно ексергіям потоків енергії;
- втрати можуть бути “поділені” між обома видами енергії пропорційно “коефіцієнтам цінності” потоків енергії;
- тощо.

В основі цих методів лежать різні підходи влади держави до енергетики.

Ключове питання -

Якій групі власників промисловості (т. зв. Споживачів) здешевити електроенергію або теплоту?!!

Наслідки того або іншого розподілу наступні:

Більше втрат теплоти “віднести” на одержання електроенергії – буде більша його собівартість, вища ринкова (закупівельна) ціна електроенергії, більші витрати на електропостачання п/п споживача – і менші прибутки від продажу продукції, виробленої цим Споживачем (Наприклад Електрометалургом або).

Менше палива “віднести” на одержання теплової енергії – буде менша його собівартість, менша ринкова (закупівельна) ціна теплоти, більші витрати на теплопостачання п/п споживача – і більші прибутки від продажу продукції, виробленої цим Споживачем (Наприклад Комунального міста, або житлового району).

Зрозуміло, що проблема розподілу палива є політико-економічною проблемою. Яку олігархічну структуру фінансово підтримати, щоб влада в державі не “розхитувалась” незадоволеними економічними силами.

6.3. Обґрунтування вибору методології розподілу палива в когенераційних установках

Енергетика займає ключове місце в господарстві держави, і вартість енергоресурсів (теплової і електричної енергії) визначає економічну успішність галузей.

Саме держава визначає за яким методом ділити паливо між виробленими енергіями.

На кожному етапі розвитку промисловості держави саме регуляторні органи влади формували той або інший методи розподілу палива в установках з комбінованого вироблення теплової і електричної енергії (на той час для ТЕЦ).

До 1988 року в Україні діяв т.зв. “ентальпійний” метод розподілу палива. У відповідності до цього методу термодинамічні втрати реалізованих циклів (в конденсаторах парових турбін, з відхідними газами ДВЗ та ГТУ) відносилися до електричної енергії, “працюючи” на збільшення її собівартості. Але електроенергія, вироблена на тепловому споживанні (тобто відборами пари з турбін) методологічно вважалася виробленою з ККД=100 % і формули для визначення питомих витрат умовного палива, які входили до структури формул собі вартості електричної теплової енергії мали відомий вам вигляд, а саме: $b_T = 143/\eta_T^{ДЖ}$ і $b_e = 143/\eta_e^{ДЖ}$.

Такий метод розподілу палива і втрат надавав переваги споживачам електричної енергії, оскільки здешевлював електроенергію за рахунок здороження теплової енергії. В умовах, коли держава зацікавлена в електрифікації всього господарства такий розподіл вважався доцільним.

На сучасний період розвитку держави прийнято до використання т.зв. методу “50/50”. Ця методика базується на тому факті, що когенерація гарантує одержання економії палива в державному масштабі, тобто гарантує заощадження енергії. Ключовим “зерном” в методиці розподілу палива між електричною та тепловою енергією в когенераційних установках – паросилових ТЕЦ “50/50” є положення, за яким 50 % зекономленої енергії відноситься на відпуск теплової енергії, а 50 % відноситься на відпуск електричної енергії.

У відповідності до цієї методики:

- витрата палива на вироблення електроенергії в паросилових ТЕЦ – збільшується, а електроенергія – дорожчає відносно визначеної за “ентальпійним” методом;
- витрата палива на вироблення теплової енергії в паросилових ТЕЦ – зменшується, а тепла енергія – дешевшає відносно визначеної за “ентальпійним” методом.

Відомо, що у 200 р. в Україні вироблялось 250...270 Гкал теплоти (тобто 42,5 ... 45,9 млн. т.у.п), що складає 24...26 % від зального обсягу спаленого в державі органічного палива.

Гальмівником нових технологій (в т.ч. когенерації) на думку деяких спеціалістів є застосування “ентальпійного або фізичного” методу розподілу, що завищує витрату палива на теплову енергію і занижує – на електроенергію. Виходом з такого положення пропонується застосування інших методів розподілу палива.

На сьогодні, в Україні загально-визнаної наукової думки щодо “істинного” розподілу палива в когенераційних системах не існує.

Але існує реальне життя і тому влада в Україні вирішила на сьогоденному етапі розвитку економіки, в який спосіб розподіляти втрати теплоти в когенераційних системах.

Історія питання:

Існувала світова економіка (капіталістична) і економіка СРСР.

Так от в СРСР в когенераційних системах (ТЕЦ) застосовувався т.зв. “фізичний” або “ентальпійний” метод розподілу палива.

Вихідною позицією “ентальпійного-фізичного” методу був постулат, за яким втрати теплоти в системі ТЕЦ “відносилися” на вироблення електричної енергії,

Тобто втрати “належали” до вироблення електричної енергії, а ККД вироблення теплової енергії дорівнював **1,0!!**

За цим постулатом стояло логічне міркування. Втрати теплоти в конденсаторі парової турбіни – це приналежність вироблення електроенергії, оскільки без конденсатора технологічно неможливо одержати від турбіни електричну потужність. Конденсатор забезпечує глибокий вакуум на вихлопі турбіни і великий адіабатний теплоперепад потоку пари в турбіні, а значить, велику електричну потужність турбіни і генератора.

А у разі реалізації когенераційної установки на базі турбіни з протитиском (типу “Р-...”) взагалі картина ставала зрозумілою.

Втрат в конденсаторі – немає, палива на вироблення електроенергії витрачається менше, ККД з вироблення електроенергії вищий (практично = 1,0), собівартість електроенергії – нижча. Тобто певна логіка в такому методі була – чим менше втрат “відносилося” на електроенергію, тим менша собівартість електричної енергії.

Але при такій методиці розподілу упущено з поля зору той факт, що споживач теплоти, одержуючи теплоту від турбіни у вигляді відбору пари **“приймає участь”** у виробленні електроенергії, “відтягуючи на себе” теплоту з відбору турбіни, тим самим, зменшуючи втрати в конденсаторі, і підвищуючи ККД для електроенергії.

Тобто потік відібраної теплової енергії “працює” на збільшення ефективності вироблення електроенергії на “одержуючи для себе” ніякої вигоди.

В соціалістичній системі господарювання, коли власник обох видів енергії був єдиний – народ, ця обставина практично (крім супер-фахівців теплоенергетиків) нікого не турбувала.

В капіталістичній системі господарювання, коли власники обох видів енергії – різні, а ще більше різних власників промислово-енергетичних об’єктів (і теплових і електричних) – проблема постала дуже серйозно.

І тому в 1988 р. в Україні була президентом Л.Д Кучмою прийнято положення: **“Поділ витрати палива на теплових електростанціях на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві”**.

У відповідності до цього положення розподіл здійснюється за принципом розподілу вигоди від комбінованого вироблення енергій **“50/50”** між обома видами енергій.

За новим (1988 р.) положенням про розподіл палива:

- витрата палива на вироблення електроенергії – збільшується,
 - витрата палива на вироблення теплової енергії – зменшується
- у порівнянні з “фізично-ентальпійним” методом СРСР.

Тобто, для ТЕЦ з турбіною “Р-....”:

- за “фіз.ентальпійним” методом $b_e = 174$ г у.п.кВт.год; $b_t = 180,0$ кг у.п./Гкал
- за методом “50/50” $b_e = 190,0$ г у.п.кВт.год; $b_t = 155,0$ кг у.п./Гкал

Тобто, за новою методикою розподілу:

- електроенергія – дорожчає,
- тепла енергія – дешевшає.

Наприклад, для енергоблоку Т-250 $b_t = 35- 55$ г.у.п /кВт(т)

Для блоку Т-50 – 15-85 кВтч(т)

Для котельних $b_t = 146$ г.у.п /кВт(т) (* **1,16**) (168...174 кг у.п./Гкал)

На виробництво електроенергії для блока Т-250

$b_e = 245 - 290$ г.у. п /кВт(т)

Для блоку Т-50 – 280-315 г.у.п /кВтч(т), что лучше КЕС.

6.5. Методика розподілу 50/50.

Методологія “50/50” розподілу витрати палива при комбінованому у їх виробленні (в когенераційних системах паросилових установок)

Витрата палива (в у.п.) на відпущену електричну енергію – $В_e$, тепловою жекторостанцією визначається за формулою (8.1):

$$В_e = В_{ПГ} \cdot К_e \cdot \frac{W_{відп}}{W_{ГЕН} - W^{ВЛ.П} \cdot \alpha^{ВЛ.П}} \quad (8.1)$$

де:

$В_{ПГ}$ – кількість палива, спаленого в паро-генераторах, **т у.п./т**

$W_{ГЕН}$ – кількість електроенергії, виробленої електро-генераторами на електро-станції, **тис.кВт.год/ т**

$W_{відп}$ – кількість електроенергії, відпущеної електростанції зовнішнім споживачам, **тис.кВт.год/ т**

$W^{ВЛ.П}$ – кількість електроенергії, відпущеної електростанції на власні потреби, пов'язані з виробленням електричної енергії, **тис.кВт.год/ т**

$\alpha^{ВЛ.П}$ – частка електричної енергії, що надійшла на власні потреби з шин власної електростанції, од.

У разі використання на власні потреби виключно власної електроенергії – $\alpha^{ВЛ.П} = 1,0$.

$К_e$ – “методологічний” коефіцієнт, що визначає долю витрати палива в ТЕС на вироблення електричної енергії і базується на постулаті “50/50”, од.
Визначається за формулою (2)

$$К_e = \frac{Q_e + Q^{ВЛ.П}_{ТУ} + 0.5 \cdot \Delta Q_e^{комб}}{Q_e + Q^{ВЛ.П}_{ТУ} + 0.5 \cdot \Delta Q_e^{комб} + Q_{відп} \cdot (100 - \alpha_{ПВК} \cdot \alpha^{нас}_{відп} \cdot \alpha_{втрат}) \cdot 10^{-2}} \quad (8.2)$$

Q_e – витрата тепла на вироблення електричної енергії, ГДж (Гкал).

Визначається за розрахунковою формулою.

$Q^{ВЛ.П}_{ТУ}$ – витрата тепла на власні потреби турбоустановок, ГДж (Гкал). Визначається....

0,5 – директивний коефіцієнт, який означає, що 50% теплової енергії, що заощаджена при комбінованому виробленні теплової та електричної енергії, відноситься на вироблення електричної енергії.

$\Delta Q_e^{комб}$ – **економія тепла за рахунок комбінованого вироблення теплової та електричної енергії, ГДж (Гкал). Визначається за формулою.**

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

$\alpha_{\text{ПВК}}$ – частка відпуску теплоти від ПВК, од.

$\alpha_{\text{відп}}^{\text{нас}}$ – частка відпуску теплоти від електростанції за рахунок нагрівання мережної води в насосах, од.

$\alpha_{\text{втрат}}$ – коефіцієнт втрат теплоти, пов'язаних з її відпуском від котлів і турбін, од. Визначається

$$\Delta Q_e^{\text{комб}} = [\sum Q^{\text{відп}}_{\text{відб}(i)} \cdot (1 - \xi_{\text{відб}}) + Q^{\text{ух}}_{\text{КД}} \cdot (1 - \xi_{\text{відб}}) + (Q^{\text{відп}}_{\text{КД}} - Q^{\text{ух}}_{\text{КД}})] \cdot Q^{\text{відп}}_{\text{відпр}} / Q^{\Sigma}_{\text{ТУ}} \quad (8.3)$$

де:

$\sum Q^{\text{відп}}_{\text{відб}(i)}$ – кількість теплоти, що відпущена (зовнішнім споживачам + на власні потреби) з кожного відбору турбіни в, Гкал(ГДж) / τ .

$$Q^{\Sigma}_{\text{ТУ}} = \sum Q^{\text{відп}}_{\text{відб}(i)}$$

$Q^{\Sigma}_{\text{ТУ}}$ – загальна кількість теплоти, що відпущена від турбіни (на зовнішнє споживання + власні потреби), в т.ч. з конденсатора Гкал(ГДж) / τ .

Примітка:

$$Q^{\Sigma}_{\text{ТУ}} = \sum Q^{\text{відп}}_{\text{відб}(i)}$$

$Q_{\text{відпр}}$ – кількість теплоти, що відпущена від турбіни у вигляді всіх відборів відпрацьованої пари тільки зовнішнім споживачам (без власних потреб), Гкал(ГДж) / τ .

Примітка

Увага! Регенеративні відбори турбіни в формулах – участі не приймають!

$Q^{\text{відп}}_{\text{КД}}$ – кількість теплоти, що відпущена з конденсатора, Гкал(ГДж) / τ .

$Q^{\text{ух}}_{\text{КД}}$ – кількість теплоти, що відпущена з конденсатора, що працює тільки з погіршеним вакуумом, Гкал(ГДж) / τ .

$\xi_{\text{відб}}$ – коефіцієнт цінності теплоти з кожного відбору турбіни без проміжного перегріву, од. Визначається за формулою:

$$\xi_{\text{відб}} = \frac{i_{\text{відб}} - i_2}{i_0 - i_2} \cdot \frac{i_0 - i_{\text{відб}}}{i_0 - i_2} \cdot (1 + K_{\text{роТо}}) \quad (8.4)$$

де:

i_0 – ентальпія (фактична) гострої пари перед турбіною, кДж/кг

i_2 – ентальпія (фактична) відпрацьованої пари перед конденсатором за умови роботи турбіни в конденсаційному режимі !! , кДж/кг

$i_{\text{відб}}$ – ентальпія (фактична) пари в кожному відборі турбіни, з яких відпускається теплота для зовнішнього споживання і власних потреб ТЕЦ, кДж/кг.

Примітка:

$$\xi_{\text{відб КД}} = 0.$$

K_{p0to} – коефіцієнт “методологічний”, що залежить від параметрів гострої пари перед турбіною, од. Визначається з табл. 6.2

Таблиця 6.2

Тиск гострої пари перед турбіною, атм	Значення K , од
До 35 атм, що не мають регенеративного підігріву живильної води	$K = 0$
До 35 атм, з регенеративним підігрівом живильної води	$K = 0,25$
До 90 атм, з регенеративним підігрівом живильної води	$K = 0,30$
До 130 атм, з регенеративним підігрівом живильної води	$K = 0,40$
До 240 атм, з регенеративним підігрівом живильної води	$K = 0,42$

Обидва види енергії (т/е і е/е) повинні надійти у продаж Споживачам.

Обидва види енергії мають собівартість, $C_{т/е}$, $C_{е/е}$ оскільки на одержання їх витрачаються кошти (на закупівлю палива, на експлуатацію, на зарплату персоналу, на сплату амортизаційних відрахувань на сплату податків та інш. у відповідності до законодавств всіх країн).

Що таке амортизаційні відрахування?

Це щомісячна сплата Державі певного % від вартості закупленого обладнання з метою “повернути” Державі витрачені власні кошти. ВДУМАТИСЬ !!!

А собівартість обох видів енергії має складові:

- паливну складову – $C_{т/е}^{паливна}$, $C_{е/е}^{паливна}$, грн./МВт(т/е)
- і
- експлуатаційну складову – $C_{т/е}^{експл.}$, $C_{е/е}^{експл.}$, грн./МВт(е/е)

(Див. наявність знань з економіки енергетики)

Сума цих складових і визначає заводську собівартість відпущеної енергії у відповідності до рівнянь (1) та (2).

$$C_{т/е} = C_{т/е}^{паливна} + C_{т/е}^{експл.} \quad (1)$$

$$C_{е/е} = C_{е/е}^{паливна} + C_{е/е}^{експл.} \quad (2)$$

Тобто, спосіб розподілу втрат енергії в когенераційній установці між видами відпущеної енергії (теплової та електричної) визначає собівартість кожного виду енергії, а, в кінцевому результаті фінансовий успіх і виробників, і споживачів енергії.

6.4. Методологія “ентальпійного методу розподілу

За „ентальпійною; методогією витрата палива на вироблення теплової енергії визначається за формулою:

$$B_{\tau} = \dots (8.5)$$

витрата палива на вироблення електричної енергії визначається за формулою:

$$B_e = \dots (8.5)$$

Запитання до самоперевірки

- 1.
- 2.
- 3.
- 4.

7. ПОКАЗНИКИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

План лекції

- 7.1. Показники енергетичної ефективності об'єктів споживання ПЕР. Загальні положення
- 7.2. Система ККД
- 7.3. Система показників ефективності споживання ПЕР
- 7.4. Система показників ефективності вироблення енергоресурсів
- 7.5. Показники енергетичної ефективності когенераційних установок

7.1. Показники ефективності енергетичних установок Загальні положення

Об'єктами споживання ПЕР можуть бути енергетичні установки та промислові підприємства.

Енергетичні установки, споживаючи паливо, виробляють теплову та електричну енергію.

Промислові підприємства споживаючи паливо теплову і електричну енергію, виробляють промислову продукцію.

Показниками енергетичної ефективності об'єктів (ПЕЕ) є:

- ККД термодинамічних циклів, що реалізуються;
- ККД енергетичних машин та установок (насосів, ДВЗ, турбін, котлів, тощо);
- питомі витрати палива, теплової енергії, електричної енергії на вироблення промислової продукції;
- питомі витрати енергоресурсів на вироблення та відпускання енергоресурсів;
- показники повної енергоемності продукції.

7.2. Система ККД

ККД (η , од) – найстаріший показник ефективності процесів, агрегатів, установок, виробництв. Математичний вираз для визначення ККД має вигляд відношення корисного ефекту (в одиницях виміру енергії), одержаного людиною від процесу, установки, виробництва, до обсягу (кількості) енергії, витраченої на реалізацію цього ж процесу, або на функціонування установки, або на виробництво, тобто:

$$\eta = E_{\text{кор.еф}} / E_{\text{витр}} \quad (7.1)$$

де:

$E_{\text{кор.еф}}$ – корисний ефект (в кількісному енергетичному еквіваленті) від функціонування процесу, агрегату, установки, виробництва, ккал, кДж, кВт.год. Визначається за домовленістю фахівців відповідної галузі промисловості.

$E_{\text{витр}}$ – обсяг (кількість) витраченої енергії на функціонування процесу, агрегату, установки, виробництва, ккал, кДж, кВт.год.,. Визначається експлуатаційними можливостями агрегату, установки, виробництва.

Наприклад:

- для ККД парогенератора ф-ла (7.1) має вигляд:

$$\eta_{п.г} = Q_{п.г} / (V_{п.г} \cdot Q_n^p) \quad (7.2)$$

де:

$Q_{п.г}$ – корисний ефект – секундна кількість теплоти, отриманої від парогенератора у вигляді гострої пари, кДж/с (кВт);

$(V_{п.г} \cdot Q_n^p)$ – секундна затрачена теплота палива, спаленого в парогенераторі, кДж/с (кВт);

- для ККД компресора ф-ла (2.35) має вигляд:

$$\eta_{п.г} = (Q_{компр} \cdot \rho_{газ} \cdot L_{компр}) / W_{компр} \quad (7.3)$$

де:

$(Q_{компр} \cdot \rho_{газ} \cdot L_{компр})$ – корисний ефект – секундна кількість енергії, що спожита процесом стискання газу з питомою густиною – $\rho_{газ}$, кг/м³, в кількості $Q_{компр}$, м³/с в межах адіабатного теплоперепаду – $L_{компр}$ кДж/кг, кДж/с (кВт);

$W_{компр} (V_{п.г} \cdot Q_n^p)$ – секундна кількість затраченої електричної енергії, на електропривод компресора, кДж/с (кВт);

- для ККД насосного агрегату ф-ла (2.35) має вигляд:

$$\eta_{п.г} = (Q_{нас} \cdot H_{нас} \cdot \rho_{рід} \cdot g) / W_{нас} \quad (7.4)$$

де:

$(Q_{нас} \cdot H_{нас} \cdot \rho_{рід} \cdot g)$ – корисний ефект – секундна кількість енергії, що спожита процесом стискання рідини з питомою густиною – $\rho_{рід}$, кг/м³, в кількості $Q_{нас}$, м³/с в межах напору – $H_{нас}$, м в.ст., кДж/с (кВт);

$W_{компр} (V_{п.г} \cdot Q_n^p)$ – секундна кількість затраченої електричної енергії, на електропривод компресора, кДж/с (кВт);

- для ККД електро-турбогенератора на базі парової турбіни ф-ла (7.1) має вигляд:

$$\eta_{тг}^e = W_{тг} / (D_{турб}^0 \cdot (i_a - i_{к.а}) \cdot \eta_{oi}^{турб}) \quad (7.5)$$

де:

$W_{тг}$ – корисний ефект – секундна кількість енергії, що вироблена турбогенератором, кДж/с (кВт);

$(D_{турб}^0 \cdot (i_a - i_{к.а}) \cdot \eta_{oi}^{турб})$ – секундна кількість затраченої механічної енергії парової турбіни, на привод турбогенератора, кДж/с (кВт).

Як видно з наведених формул, визначення як чисельника, так і знаменника формули, що визначає ККД агрегата або установки становить суттєві метрологічні труднощі і вимагає спеціальних знань щодо експлуатаційних параметрів агрегатів або установок.

7.3. Система показників ефективності споживання ПЕР

Показники ефективності споживання ПЕР (ПЕЕ_С) у процесах, агрегатах, установках, виробництвах є сучасними інструментами енергозбереження.

Загальна формула визначення ПЕЕ_С має вигляд:

$$\text{ПЕЕ}_С = \Sigma E_{\text{спож}} / A_{\text{прод}} \quad (7.6)$$

де:

$\Sigma E_{\text{спож}}$ – загальний обсяг спожитої енергії за розрахунковий термін часу;

$A_{\text{прод}}$ – кількість виробленої продукції за розрахунковий термін часу.

Формули для визначення ПЕЕ_С формуються індивідуально в кожній галузі економічної діяльності, в залежності від виду ПЕР, який споживається, та виду продукції, яка виробляється.

Наприклад, у цукровому виробництві ПЕЕ_С трансформовано у систему відомих вам показників:

- $b_{\text{техн}}$ – комплексну витрату умовного палива на перероблення буряку, % до маси буряку, або кг у.п/т буряку;
- $q_{\text{техн}}$ – питому витрату теплової енергії на перероблення буряку, Мкал/т буряку;
- $q_{\text{техн}}$ – питому витрату електричної енергії на перероблення буряку, кВт.год/т буряку.

У разі потреби (за відсутності загально визнаної формули), розрахункову формулу для визначення ПЕЕ_С для конкретної установки можна сформулювати самостійно за універсальною формулою (2.36), визначивши її чисельник і знаменник. Сформовану у такий спосіб формулу належить узгодити із Замовником роботи з енергозбереження.

Наприклад ПЕЕ_С градирні можна вважати – питому витрату електроенергії на одиницю відведеної теплоти, наприклад позначивши її, як $w^{\text{ГРД}}$, кВт.год/Гкал, “продукцією” якої є відведена теплота – $Q_{\tau}^{\text{ГРД}}$, Гкал/год, а затрачена на її експлуатацію сумарна кількість електричної енергії – $\Sigma W_{\tau}^{\text{ГРД}}$, кВт.год/год, можна визначити за формулою:

$$w^{\text{ГРД}} = \Sigma W_{\tau}^{\text{ГРД}} / Q_{\tau}^{\text{ГРД}} \quad (7.7)$$

7.4. Система показників ефективності вироблення енергоресурсів

Показники ефективності вироблення енергоресурсів – ПЕЕ_В в енергетичних установках є також сучасними інструментами енергозбереження. Загальна формула визначення ПЕЕ_В має вигляд:

$$\text{ПЕЕ}_В = \Sigma \epsilon_{\text{витр}}^{\text{ПЕР}} / A_{\text{прод}} \quad (7.8)$$

де:

$\Sigma \epsilon_{\text{витр}}^{\text{ПЕР}}$ – обсяг витрачених за певний термін часу ПЕР на вироблення енергоресурсів;

$A_{\text{прод}}$ – кількість вироблених енергоресурсів за той же термін часу.

Формули для визначення ПЕЕ_В формуються індивідуально, в залежності від виду енергетичної установки або джерела енергопостачання, наприклад:

- у виробництвах теплової енергії (в котельних, в ТЕЦ) ПЕЕ_В трансформовано у відомий вам показник – b_t , кг у.п/Гкал (т);
- у виробництвах електричної енергії (в ТЕЦ, в КЕС, в ГТУ) ПЕЕ_В трансформується у відомий вам показник – b_e , г у.п/кВт.год(е);
- у виробництвах штучного холоду ПЕЕ_В трансформується у відомий вам показник – $e_{шт.х}$, кВт.год/Гкал (х);

У разі потреби (за відсутності загально визнаної формули), розрахункову формулу для визначення ПЕЕ_В для конкретної енергоустановки можна сформулювати самостійно за універсальною формулою (2.38), визначивши її чисельник і знаменник. Сформовану у такий спосіб формулу належить узгодити із Замовником роботи з енергозбереження.

7.5. Показники енергетичної ефективності когенераційних установок

На сьогодні, загально-прийнятими є 4-ри показники енергетичної ефективності когенераційних систем на вироблену і відпущену види енергії (теплову і електричну).

Це:

b_t , $(b_t)^{відп}$	– питома витрат умовно палива на вироблену (на відпущену) теплову енергію, кг.у.п/Гкал або кг у.п./ГДж
b_e , $(b_e)^{відп}$	– питома витрат умовно палива на вироблену(на відпущену) електричну енергію, кг.у.п/Гкал або кг у.п./ГДж
η_t , $(\eta_t)^{відп}$	– ККД установки з вироблення (з відпуску) теплової енергії, од;
η_e , $(\eta_e)^{відп}$	– ККД установки з вироблення (з відпуску) електричної енергії, од.

Оскільки величини можуть бути визначені в різних системах вимірювань, то числові значення макропоказників енергоспоживання можуть бути різними, наприклад:

$$b_t \text{ кг у.п/Гкал} = 1,163 \cdot b_t \text{ г у.п/кВт.год} \quad (7.9)$$

$$b_t \text{ г у.п/кВт.год} = 0,860 \cdot b_t \text{ кг у.п/Гкал} \quad (7.10)$$

У реальних розрахунках потрібно слідкувати за розмірністю величин та співвідношенням параметрів, визначених за різними системами, незалежно, іде мова про теплоту, або електроенергію, а саме:

$$1,0 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 3600 \text{ кДж}$$

$$1,0 \text{ кДж} = 2,78 \cdot 10^{-3} \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$1,0 \text{ ккал} = 4,19 \text{ кДж}$$

$$1,0 \text{ ккал/год} = 1,163 \text{ Вт}$$

$$1,0 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 860 \text{ ккал}$$

$$1,0 \text{ ккал} = 0,001163 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 1,163 \text{ Вт}\cdot\text{год}$$

В промисловій теплоенергетиці існує система кореляційних коефіцієнтів переведення витрати енергоресурсів із однієї системи вимірювань в іншу, якими слід користуватися у разі потреби:

- за потреби переведення кількості енергії з Гкал в МВт.год, потрібно використати коефіцієнт переведення – $K_{\text{МВт.год/Гкал}}$, який дорівнює **1,163** МВт.год/Гкал, за прикладом:

$$Q_{\text{МВт.год}} = Q_{\text{Гкал}} \cdot 1,163 \quad (7.11)$$

- за потреби переведення кількості енергії з кВт.год в Гкал потрібно використати коефіцієнт переведення – $K_{\text{Гкал/кВт.год}}$, який дорівнює **0,860** Гкал/кВт.год за прикладом:

$$Q_{\text{Гкал}} = Q_{\text{МВт.год}} \cdot 0,860 \quad (7.12)$$

Різниця між показниками з вироблення та відпуску енергії полягає у врахуванні для показників з відпуску – витрат енергії на власні потреби енергетичної (когенераційної) установки.

Названий розподіл – складна математична процедура. І буде засвоюватись за допомогою спеціальної методичної літератури.

Запам'ятати потрібно наступне:

- числові значення питомих витрат палива на відпущену енергію ВИЩІ за аналогічні витрати на вироблену енергію;
- числові значення ККД на відпущену енергію НИЖЧІ за аналогічні витрати на вироблену енергію;

Увага!

Оскільки величини можуть бути визначені в різних системах вимірювань, то числові значення b_e , b_t можуть бути різними. У реальних розрахунках потрібно слідкувати за розмірністю величин.

Нижче наведена методологія визначення числових значень b_e , b_t в різних системах вимірювання..

Визначальна формула – для показників ефективності b_e , b_t – ідентична:

В Чисельнику – Витрата реального або умовного палива, що витрачено на одержання визначеного виду енергії (теплоти або електроенергії) B_t і B_e , що визначаються за спеціальними державно визначеними методиками, [1,2].

В Знаменнику – Одержана в енергоустановці (або відпущена Споживачу) кількість енергії з витраченого палива $Q_{\text{вир}}$, $W_{\text{вир}}$, що визначаються за засобами обліку (або за проектними даними).

Конкретний вигляд формул для b_t і b_e – наступний (в умовному паливі):

$$b_t = B_t / Q_{\text{вир}} \quad (\text{кг у.п/Гкал}), \text{ або кг у.п/ГДж} \quad (7.13)$$

$$b_e = B_e / W_{\text{вир}} \quad (\text{г у.п/кВтгод}) \quad (7.14)$$

де:

- B_t – кількість палива, що витрачена на вироблення теплової енергії, т/τ
- B_e – кількість палива, що витрачена на вироблення теплової енергії, т/τ

- $W_{\text{вир}}$ – кількість електроенергії, виробленої в енергоустановці, кВт.год/ τ
- $Q_{\text{вир}}$ – кількість теплової, виробленої в енергоустановці, Гкал/ τ

де:

τ – це термін часу, протягом якого працювала енергетична установка.
Як правило τ = годині, добі, місяцю, року.

Вироблену енергію можна визначити з енергетичного балансу (рівняння) енергетичної (когенераційної) установки, відомий вам з курсу “Джерела енергопостачання промислових підприємств”, відповідно:

$$Q_{\text{вир}} = V_{\text{т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{т}} \quad (7.15)$$

$$W_{\text{вир}} = V_{\text{е}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{е}} \quad (7.16)$$

Тепер, підставивши в ф-ли (1) та (2) відповідно вирази (3) та (4) одержимо “спрощені” ф-ли для визначення $b_{\text{т}}$ і $b_{\text{е}}$

$$b_{\text{т}} = V_{\text{т}} / V_{\text{т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{т}} = 1 / Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{т}} \quad \text{“кг/ккал” або “кг/кДж”} \quad (7.17)$$

$$b_{\text{е}} = V_{\text{е}} / V_{\text{е}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{е}} = 1 / Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{е}} \quad \text{“кг/ккал” або “кг/кДж”} \quad (7.18)$$

Як бачите, обидві формули є однаково розмірні “кг/ккал”, або “кг/кДж” в залежності від того, в яких одиницях використано значення теплоти згорання палива ккал/кг або кДж/ кг.

Але практика використання $b_{\text{е}}$ і $b_{\text{т}}$ виявила, що незручно використовувати ідентичні значення питомих витрат палива на різні види енергії.

І було запропоновано кількість електроенергії стали визначати не в кДж, або в ккал, а в кВт.год.

По суті, і кДж і кВт.год – ідентичні

(Див. нижче: 1,0 кВт.год = 1,0 (кДж/сек) · год.

Години замінюємо на 3600 сек і після скорочення сек. – одержуємо: 1 кВт.год = 3600 кДж. але за величиною кДж і кВт.год – різні!

Потрібно запам’ятати назавжди вказані співвідношення:

$$1,0 \text{ кВт.год} = 3600 \text{ кДж}$$

$$1,0 \text{ кДж} = 2,78 \cdot 10^{-3} \text{ кВт.год}$$

$$1,0 \text{ ккал} = 4,19 \text{ кДж}$$

$$1,0 \text{ ккал/год} = 1,163 \text{ Вт}$$

$$1,0 \text{ кВт.год} = 860 \text{ ккал}$$

$$1,0 \text{ ккал} = 0,001163 \text{ кВт.год} = 1,163 \text{ Вт.год}$$

незалежно іде мова про теплоту, або електроенергію.

В енергетиці вироблена система кореляційних коефіцієнтів із однієї системи вимірювань в іншу, якими слід користуватися у разі потреби перевести показник з однієї системи в іншу.

$$K_{\text{Гкал/кВт.год}} = 860 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/кВт.год}$$

$$K_{\text{кВт.год/Гкал}} = 1163 \text{ кВт.год/Гкал}$$

$$b_t \text{ кг у.п./Гкал} = 1,163 * b_t \text{ г у.п. / кВт.год}$$

$$b_t \text{ г у.п./кВт.год} = 0,860 * b_t \text{ кг у.п. / Гкал}$$

Наприклад, з певного джерела засвідчено показник $b_t = 55 \text{ г у.п./кВт.год(т)}$. Вам потрібно його перевести в ситему кг у.п./Гкал . Здійснюєте подвійну кореляцію, $\text{г} \rightarrow \text{кг}$ та $\text{кВт.год} \rightarrow \text{Гкал}$:

$$55,0 \cdot 10^{-3} \cdot 1163 = 64,0 \text{ кг у.п./Гкал}$$

і одержуєте результат – **64,0** кг у.п./Гкал.

Надалі використовуєте цю величину в подальших розрахунках.

Ці показники – не прості величини. Визначення їх – матеріал потужних наукових досліджень та полемічних статей в науковій та політичній пресі.

Це тому, що від правильності їх визначення залежить тарифна політика держави (дорого чи дешево вартують енергоресурси), а значить економічне здоров'я промислових підприємств.

Запитання для самоперевірки.

1. Наведіть формулу, що визначає показник енергетичної ефективності КЕС.
2. Наведіть формулу, що визначає показник енергетичної ефективності парової котельні.

8. СОБІВАРТІСТЬ КОГЕНЕРАЦІНОЇ ЕНЕРГІЇ

План лекції

- 8.1. Вартість енергії. Собівартість енергії. Методологія визначення
- 8.2. Собівартість електричної енергії від первинної енергетичної установки
- 8.3. Собівартість теплової енергії від первинної енергетичної установки
- 8.4. Собівартість теплової та електричної енергії від когенераційної установки
- 8.5. Співвідношення собівартостей теплової енергії одержаної від різних ПЕР (електроенергії, палива, скидної теплоти)

8.1. Вартість енергії. Собівартість енергії. Методологія визначення

У понятті “вартість енергії” існують два поняття:

- **Виробнича собівартість енергії** - застосовується у виробника і визначає вартість виробленої та відпускаємої енергії для підприємства-виробника енергії;
- **Ринкова вартість енергії** – застосовується для споживача і визначає вартість покупної енергії на енергоринку (або у конкретного виробника) для здійснення виробничих операцій у споживача енергії і виробника промислової продукції.

Зрозуміло, що собівартість енергії завжди менша за ринкову вартість (у разі відсутності політичних розрахунків між виробником та покупцем енергії) оскільки ринкова вартість містить в собі на додаток до собівартості:

- витрати посередника на транспортні послуги;
- посередницькі витрати;
- інші обґрунтовані або не обґрунтовані додатки. (див. курс “Економіка енергетики”).

Ринкова вартість енергії може перевищувати собівартість на 10...100 % у відповідності до взаємовідносин між виробником та покупцем.

В Україні ринкова вартість енергії регламентується (встановлюється та контролюється) державною установою НКРЕ – Національним комітетом регулювання (електро-) енергетики.

Виробники енергії захищають показники своєї собівартості та неохідної для свого розвитку рентабельності виробництва та одержують узгоджену ринкову вартість продаваної енергії.

Наприклад на 01.12.08 у Києві:

Ринкова вартість:

- тепло енергії для комунальних споживачів – **202** грн/Гкал;
- електричної енергії для промислових споживачів – **0,68** грн/кВт.год
- електричної енергії для комунальних споживачів – **0,2436** грн/кВт.год

Різниця між ринковою вартістю електроенергії для побутових і промислових споживачів існує у всьому світі, але у капіталістично розвинутих державах - вартість е/е для промислових споживачів – МЕНША за вартість е/е для побутових (що сприяє розвитку промисловості);

в Україні вартість е/е для промислових споживачів – ВИЩА за вартість е/е для побутових (що сприяє соціально-фінансовому захисту населення);

Наприклад на 01.12.08 у Києві:

Ринкова вартість:

- електричної енергії для промислових споживачів – **0,68** грн/кВт.год
- електричної енергії для комунальних споживачів – **0,2436** грн/кВт.год (На 180 % !!! вище).

Який підхід доцільніший для держави (населення /промисловості) – питання дуже складне для вирішення.

Таким чином, собівартість енергії, що вироблена певним джерелом енергопостачання є сумою:

$$\begin{aligned} & \text{“паливної”} - C_B, \\ & \text{“експлуатаційної”} - C_{\text{експл}} \\ & \text{“рентабельної”} - C_{\text{рент.}} \end{aligned}$$

складових, тобто:

$$C_{\text{енергії}}^{C/B} = C_B + C_{\text{експл}} + C_{\text{рент}} \quad (8.1)$$

Орієнтовне співвідношення між ними: 70 % 20 % 10%

Тарифи відпускної ціни (собівартості) електроенергії, що відпускається від деяких джерел наступні (Дані на 1996 р.):

Джерело	Тариф, USD/кВт.год	Примітка
ТЕС	0,031	
АЕС	0,024	
ГЕС	0,00125	

Розрахунок “паливної” – C_B складової собівартості енергії від джерела, що споживає органічне паливо здійснюється за уніфікованої формулою:

$$C_B^{\text{енергії}} = (b / K_{\text{у.п}}) \cdot C_{\text{палива}} \cdot K_{\text{розмірн.}}$$

де:

b – “паливний” показник ефективності джерела вироблення кожного виду енергії;

Для теплової – b_T , кг у.п / Гкал;

Для електричної – b_e г у.п / кВт.год;
П”

$K_{у.п}$ – Коефіцієнт перерахунку нижчої теплоти згорання реального палива в умовне паливо;

Для природного газу: $K_{у.п} = 1,13...1,15$;

Для мазуту: $K_{у.п} = 1,35...1,37$;

Для вугілля: $K_{у.п} = 0,60...0,85$;

$C_{палива}$ – Вартість (без ПДВ) реального палива, що використовується для одержання енергії, грн. / (тис $м^3$).

$K_{розмірн.}$ – Коефіцієнт приведення розмірностей, для теплової – 10^{-3} , для електричної – 10^{-6} .

Таким чином, паливна складова **собівартості теплової енергії** визначається за формулою:

$$C_{В}^{т/е} = (b_{т} / K_{у.п}) * C_{палива} * 10^{-3}, \quad \text{грн./Гкал.}$$

Числовий приклад (при ціні палива 1500 грн/тис.м3):

$$C_{В}^{т/е} = (180,0/1,13) * 1500 * 10^{-3} = 238,0 \text{ грн./Гкал}$$

Таким чином, повна **собівартість теплової енергії** визначається за формулою:

$$C^{т/е} = C_{В}^{т/е} + C_{експл}^{т/е} + C_{рент}^{т/е}$$

$$\text{Числовий приклад: } C^{е/е} = 238,0 + 70,0 + 70,0 = 378,0 \text{ грн./кВт.год}$$

Таким чином, паливна складова **собівартості електричної енергії** визначається за формулою:

$$C_{В}^{е/е} = (b_{е} / K_{у.п}) * C_{палива} * 10^{-6}, \quad \text{грн./Гкал.}$$

$$\text{Числовий приклад: } C_{В}^{т/е} = (186,0/1,13) * 1500 * 10^{-6} = 0,247 \text{ грн./кВт.год}$$

Таким чином, повна **собівартість електричної енергії** визначається за формулою:

$$C^{е/е} = C_{В}^{е/е} + C_{експл}^{е/е} + C_{рент}^{е/е}$$

$$\text{Числовий приклад: } C^{е/е} = 0,247 + 0,070 + 0,070 = 0,387 \text{ грн./кВт.год}$$

8.2. Одиниці виміру собівартості енергоресурсів

Паливно енергетична складова собівартості продукції – $C_{прод}^E$ визначається формулою:

$$C_{прод}^{ПЕР} = \Sigma S_{ПЕР}^{\tau} / A_{прод}^{\tau} \quad (8.2)$$

де:

$A_{прод}^{\tau}$ – обсяг одержаної продукції за певний період часу “ τ ”, год, міс, рік, тонн прод./ τ . Визначається системою обліку виробленої продукції.

$\Sigma S_{\text{ПЕР}}^{\tau}$ – обсяг коштів, витрачених за певний період часу “ τ ”, год, міс, рік, на закупівлю ПЕР, грн/ τ міс. Визначається за формулою:

$$\Sigma S^{\tau} = C^{\text{ПЕР}} \cdot \Sigma E^{\tau}_{\text{ПЕР}} \quad (8.3)$$

де:

$C^{\text{ПЕР}}$ – вартість ПЕР у відповідності до вигляду використаних енергоресурсів. Визначається кон’юнктурою енергоринку.

$\Sigma E^{\tau}_{\text{ПЕР}}$ – загальний обсяг ПЕР, використаних підприємством за певний період часу “ τ ”, год, міс, рік, τ міс. Визначається за індивідуальними для кожного підприємства формулами, що враховують вид спожитого ПЕР та термін його споживання.

Оскільки для використання обсягів вироблення та споживання енергоресурсів використовуються як “системні”, так і “позасистемні” одиниці їх виміру, а саме Гкал, ГДж, кВт.год, кВт, Гкал/доб, ГДж/міс, тощо, то є важливою інформація, щодо співвідношень між “системними” та “позасистемними” одиницями виміру собівартості енергоресурсів. Особливо враховуючи вартість для Замовника робіт з енергозбереження помилок у визначенні очікуваної собівартості продукції.

Співвідношення між системними” та “позасистемними” одиницями виміру собівартості енергоресурсів наведені нижче.

$$\begin{aligned} C_{\text{грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})} &= C_{\text{грн}/\text{Гкал}} / 1164 \\ C_{\text{грн}/\text{ГДж}} &= C_{\text{грн}/\text{Гкал}} / 4,19 \\ C_{\text{грн}/\text{ГДж}} &= C_{\text{грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})} / (3,6 \cdot 10^{-3}) \\ C_{\text{грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})} &= C_{\text{грн}/\text{ГДж}} / 277,8 \\ C_{\text{грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})} &= C_{\text{грн}/\text{ГДж}} \cdot (3,6 \cdot 10^{-3}) \\ C_{\text{грн}/\text{Гкал}} &= C_{\text{грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})} \cdot 1164 \\ C_{\text{грн}/\text{Гкал}} &= C_{\text{грн}/\text{ГДж}} \cdot 4,19 \end{aligned}$$

8.3. Енергетична складова собівартості вироблення паливно-енергетичних ресурсів

Паливно-енергетична складова повної собівартості паливно-енергетичних, як продукції, яку виробляють джерела енергопостачання та підприємства з вироблення палива – $C_{\text{ПЕР}}^E$, грн/ГДж або грн/Гкал, або грн/кВт.год визначається для всіх видів енергоресурсів за універсальною формулою:

$$C_E^{\text{ПЕР}} = \Sigma S_{\text{ПЕР}}^{\tau} / A_{\text{ПЕР}}^{\tau} \quad (8.4)$$

де:

$\Sigma S_{\text{ПЕР}}^{\tau}$ – загальний обсяг коштів, витрачених на закупівлю ПЕР для вироблення того чи іншого виду ПЕР (теплової енергії, електричної енергії, штучного холоду, палива) за розрахунковий період роботи підприємства (годину, добу, декаду, місяць, рік);

$A_{\text{ПЕР}}^{\tau}$ – об'єм вироблених енергоресурсів за розрахунковий період роботи підприємства (годину, добу, декаду, місяць, рік);

Для кожного об'єкту з вироблення ПЕР ф-ла (3.3) трансформується у вигляд, що відповідає їх організаційно технічними особливостям.

Наприклад,

Для **парової котельні**, для якої продукцією є теплова енергія, кількість якої вимірюється, наприклад, в Гкал/місяць, витрата коштів на закупівлю ПЕР зводиться до закупівлі палива та електричної енергії, кількість яких вимірюється в тис. грн/міс, ф-ла (2.3) приймає вигляд:

$$(C_{\text{т/е}}^{\text{ПК}})^{\text{Е}} = (S_{\text{міс}}^{\text{газ}} + S_{\text{міс}}^{\text{е/е}}) / A_{\text{міс}}^{\text{т/е}} \quad (8.5)$$

де:

$(C_{\text{т/е}}^{\text{ПК}})^{\text{Е}}$ – паливна складова собівартості відпущеної від парової котельні теплової енергії, грн/Гкал(т);

$S_{\text{міс}}^{\text{газ}}$ – вартість закупленого палива (природного газу) для котельні, грн/міс;

$S_{\text{міс}}^{\text{е/е}}$ – вартість закупленої електричної енергії, грн/міс;

$A_{\text{міс}}^{\text{т/е}}$ – кількість відпущеної за місяць теплової енергії від котельні, Гкал/міс.

Складові ф-ли (3.3) визначаються за своїми конкретними формулами, наприклад, числове значення $S_{\text{міс}}^{\text{е/е}}$, визначається за формулою:

$$S_{\text{міс}}^{\text{е/е}} = \Sigma(W_i^{\text{встан}} \cdot K_i^{\text{завант}}) \cdot 24 \cdot 30 \cdot V^{\text{е/е}} \quad (3.6)$$

де:

$W_i^{\text{встан}}$ – встановлена електрична потужність споживача електричної енергії в системі електроспоживання парової котельні (електропроводів живильних насосів, димососів, вентиляторів, приладів освітлення, тощо), кВт(е);

$K_i^{\text{завант}}$ – коефіцієнт середньодобового експлуатаційного завантаження споживача електричної енергії, од.;

24 – число годин в добі, год/доб;

30 – число днів в місяці, доб/міс;

$V^{\text{е/е}}$ – закупівельна (з ПДВ) вартість електричної енергії, грн/кВт·год.

Для **холодильної установки**, для якої продукцією є штучний холод, кількість якого вимірюється, наприклад, в Гкал(х)/місяць (або МВт·год (х)/міс), а витрата коштів на закупівлю ПЕР зводиться до закупівлі електричної енергії для електропродів компресорів, кількість якої вимірюється в кВт·год/міс, ф-ла (2.3) приймає вигляд:

$$(C_{\text{шт.х}}^{\text{Хо.У}})^{\text{Е}} = S_{\text{міс}}^{\text{е/е}} / A_{\text{міс}}^{\text{шт.х}} \quad (8.7)$$

де:

$(C_{\text{шт.х}}^{\text{ПЕР}})^{\text{Хо.У}}$ – енергетична складова собівартості відпущеного від холодильної установки штучного холоду, грн/Гкал (х);

$S_{\text{міс}}^{\text{е/е}}$ – вартість закупленої електричної енергії, грн/міс;

$A_{\text{міс}}^{\text{шт.х}}$ – кількість відпущеного штучного холоду, Гкал(х)/міс.

8.4. Собівартість електричної енергії.

Електрична енергія може бути вироблена різними джерелами енергопостачання – ТЕС (КЕС, ДРЕС), ТЕЦ, АЕС, ГТУ, ПГУ, АТЕЦ, ГТЕЦ, когенераційними установками.

Паливом для цих джерел може бути природний газ, мазут, вугілля, дизельне паливо, біопаливо, нетрадиційні види органічних палив, ядерне паливо.

Кожний вид енергії для кожного джерела вироблення енергії має свою індивідуальну ефективність використання палива, мірою якого є ККД (ϵ). Розрахункові формули для кожного були викладені в дисципліні “Джерела енергопостачання промислових підприємств”.

Повна собівартість електричної енергії – $C_{E/E}^{\Sigma}$, визначається за формулою:

$$C_{E/E}^{\Sigma} = C_B^{e/e} + C_{\text{експл}}^{e/e} + C_{\text{рент}}^{e/e} \quad (8.8)$$

де:

$C_{\text{експл}}^{e/e}$ – експлуатаційна складова собівартості електричної енергії, грн/кВт. год.

Визначається планово-економічним відділом електростанції. Діапазон значень від 20 % до 30 % від паливної складової;

$C_{\text{рент}}^{e/e}$ – складова рентабельності, грн/кВт.год. Визначається нормативними документами в межах від 10 % до 20 % від паливної складової.

$C_B^{e/e}$ – паливна складова собівартості електричної енергії, грн/кВт.год. Визначається за ф-лою:

$$C_B^{e/e} = (b_e / K_{y\Pi}) \cdot C_{\text{пал}} \cdot 10^{-6} \quad (8.9)$$

де:

b_e – питома витрата умовного палива на відпущену від джерела електричну енергію, г.у.п./кВт.год. Визначається в межах від 186,0 г.у.п./кВт.год до 780,0 г.у.п./кВт.год.

Розрахункова формула для b_e вам відома з навчальної дисципліні “Джерела енергопостачання промислових підприємств”:

$$b_e = 123 / \eta_e \quad (8.10)$$

де:

123 – кореляційний коефіцієнт, що пов’язує між собою (г) і (кг) палива, (кВт. год) електричної енергії та теплоту згорання умовного палива (7000 ккал/кг у.п.) та співвідношення між кДж та ккал (4,186 кДж/ккал), див. розрах. ф-лу: $123 = 3600 \cdot 10^3 / (7000 \cdot 4,186)$;

η_e – ККД джерела електропостачання з відпуску електричної енергії, од.

$K_{y\Pi}$ – Коефіцієнт перерахунку нижчої теплоти згорання реального палива в теплоту згорання умовного палива (7000 ккал/кг у.п. або 29300 кДж/кг у.п.). Для природного газу: $K_{y\Pi} = 1,13 \dots 1,15$; для мазуту: $K_{y\Pi} = 1,35 \dots 1,37$; для вугілля: $K_{y\Pi} = 0,60 \dots 0,85$;

$C_{\text{пал}}$ – Закупівельна вартість (з ПДВ) реального палива, що використовується для одержання електричної енергії, грн/тис.м³ газу, грн/т мазуту (вугілля). Визначається цінами енергоринку.

Як свідчить структура формули (3.8), спеціалісти з теплоенергетики у напряму зменшення собівартості електричної енергії можуть впливати на два параметри, а саме:

- на питому витрату палива на відпущену електричну енергію – b_e , тобто, враховуючи структуру формули, що її визначає, на систему ККД енергетичного обладнання та ККД термодинамічного циклу, який реалізовано в енергоустановці;
- на закупівельну вартість палива, що використовується в енергоустановці. Орієнтація на цей параметр обумовлює необхідність використовувати дешеве альтернативне паливо з відновлювальних джерел, наприклад – біогаз, відходи деревини, сухий жом цукрового виробництва, соняшникове лущиння оліє-екстракційного виробництва.

Наприклад, для конденсаційної міні КЕС спиртового заводу, яка має значення $b_e=730$ г у.п/кВт.год, і використовує природний газ, закуплений за ціною 4000 грн/ тис. м³,

- паливна собівартість електроенергії – $C_B^{e/e}$ становить 2,5 грн/кВт.год, див. розрахунок за ф-лою (3.8): $C_B^{e/e} = 730,0/1,15 \cdot 4000 \cdot 10^{-6} = 2,5$.
- повна собівартість відпущеної електроенергії становить – 3,5 грн/кВт.год., див. розрахунок за ф-лою (3.7): $C_{E/E}^{\Sigma} = (2,5 + 0,05 + 0,05 = 3,5)$.

Спеціалісту з енергозбереження слід розуміти різницю між собівартістю електроенергії у її виробників та закупівельних цін енергоринку.

Ринкова вартість електроенергії може перевищувати собівартість на 10...100 % у відповідності до взаємовідносин між виробником та покупцем, а може бути меншою за собівартість у випадках, що регулюються соціально-політичними умовами, наприклад необхідністю державної підтримки “специфічних” виробників енергоресурсів, наприклад, виробників вітрової та сонячної електроенергії.

Закупівельні ціни в Україні на електричну енергію від виробників у 2012 р. діяли наступні:

- від АЕС – **0,21** грн/кВт.год. АЕС були прибутковими;
- від ГЕС – **0,23** грн/кВт.год. ГЕС були прибуткові ;
- від міні ГЕС – **0,84** грн/кВт.год. Міні ГЕС були дотаційними;
- від вугільних ТЕС – **0,58** грн/кВт.год. ТЕС були мало прибутковими;
- від вітрових електростанцій (ВЕС) – **1,23** грн/кВт.год. ВЕС були дотаційними;
- від енергоустановок, що спалюють біомасу – **1,34** грн/кВт.год. Джерела були дотаційними;
- від сонячних енергоустановок - **5,05** грн/кВт.год. Джерела були дотаційними.

В той же час ринкові закупівельні ціни на електроенергію були в межах від **0,744** грн/кВт.год до **0,947** грн/кВт.год.

В Україні ринкова вартість енергії регламентується (встановлюється та контролюється) державною установою НКРЕ – Національним комітетом з регулювання енергетики.

Виробники електричної енергії захищають показники своєї собівартості та необхідної для свого розвитку рентабельності виробництва, та одержують узгоджену ринкову ціну виставленої на продаж енергії.

Наприклад для м. Києва у минулі роки було встановлено:

- ринкову ціну електроенергії для промислових споживачів – **0,68** грн/кВт.год;
- ринкову ціну електроенергії для комунальних споживачів – **0,24** грн/кВт.год.

Як бачите, ціна електричної енергії для промислових споживачів у 2,8 разів вища за ціну для населення. Який підхід до формування цього співвідношення цін доцільніший для розвитку держави – питання складне для вирішення, оскільки має соціально-політичну аргументацію.

Різниця між ринковою вартістю електроенергії для побутових і промислових споживачів існує у всьому світі, але у капіталістично розвинутих державах вартість електричної енергії для промислових споживачів завжди є меншою за її вартість для побутових споживачів, що, як вони вважають, сприяє ефективному розвитку промисловості і суспільства.

8.5. Собівартість теплової енергії.

Теплова енергія може бути вироблена різними джерелами енергопостачання – паровими, водогрійними котельними, ТЕЦ, ГТЕЦ, трансформаторами теплоти, когенераційними установками.

Паливом для вказаних джерел може бути природний газ, мазут, вугілля, дизельне паливо, біопаливо, нетрадиційні види органічних палив, ядерне паливо.

Кожний вид енергії для кожного джерела вироблення енергії має свою індивідуальну ефективність використання палива, мірою якого є ККД (τ). Розрахункові формули для кожного були викладені в дисципліні “Джерела енергопостачання промислових підприємств”.

Повна собівартість теплової енергії визначається за формулою:

$$C_{T/E}^{\Sigma} = C_B^{\tau/e} + C_{\text{експл}}^{\tau/e} + C_{\text{рент}}^{\tau/e} \quad (8.11)$$

де:

$C_{\text{експл}}^{\tau/e}$ – експлуатаційна складова собівартості теплової енергії, грн/Гкал. Визначається планово-економічним відділом електростанції в межах від 20 % до 30 % від паливної складової;

$C_{\text{рент}}^{\tau/e}$ – складова рентабельності, грн/Гкал. Визначається відповідними нормативними документами в межах від 10 % до 20 % від паливної складової.

$C_B^{\tau/e}$ – енергетична (паливна) складова собівартості теплової енергії, грн/Гкал. Визначається для джерел, що генерують теплоту, використовуючи органічне паливо, за ф-лою:

$$C_B^{\tau/e} = (b_{\tau} / K_{y,\Pi}) \cdot C_{\text{пал}} \cdot 10^{-3} \quad (8.12)$$

де:

b_T – питома витрата умовного палива на відпущену від джерела теплову енергію, кг.у.п/Гкал. Визначається в межах від 168,0 кг.у.п/Гкал до 186,0 кг.у.п/Гкал за формулою:

$$b_T = 143 / \eta_T \quad (8.13)$$

де:

143 – кореляційний коефіцієнт, що корелює теплоту згорання умовного палива (7000 ккал/кг у.п) та співвідношення між (Гкал) та (ккал), див. розрах. ф-лу: $143 = 1 \cdot 10^6 / 7000$;

η_e – ККД джерела електропостачання з відпуску теплової енергії, од. Як свідчить структура формули (3.12), параметрами, на які можна вплинути з метою зменшення собівартості теплової енергії лише два, а саме:

- питома витрата палива на відпущену теплову енергію – b_T , тобто, враховуючи структуру формули (3.12), що її визначає, це система ККД енергетичного обладнання;
- закупівельна вартість палива, що використовується в енергоустановці.

Наприклад, для парової котельні спиртового заводу, яка має значення $b_T^{ПК} = 176$ кг у.п/Гкал, і використовує природний газ, закуплений за ціною 4000 грн/тис. м³, паливна собівартість відпущеної теплової енергії – $C_B^{T/e}$ становить 612,2 грн/Гкал, див. розрахунок за ф-лою (3.11): $C_B^{m/e} = 176,0 / 1,15 \cdot 4000 \cdot 10^{-3} = 612,2$. повна собівартість відпущеної електроенергії – $C_{T/E}^{\Sigma}$ становить 770,4 грн/Гкал, див. розрахунок за ф-лою (3.10): $C_{T/E}^{\Sigma} = 612,2 + 97,0 + 61,2 = 770,4$.

Інформація: Ціна теплової енергії на енергоринку для споживачів теплової енергії у м. Києві у 2012 р була:

- для споживачів комунально-побутового сектору – **168** грн/Гкал
- для споживачів, що фінансуються з держбюджету – **256,0** грн/Гкал
- для споживачів бізнес-структур – **560,0** грн/Гкал.

8.6. Співвідношення собівартості теплоти, одержаної від різних ПЕР

Як відомо теплова енергія для потреб її споживачів може бути вироблена із палива і із електричної енергії.

Проблема вибору “сировини” для одержання теплової енергії набуває актуальності в сучасних умовах, коли тепlopостачання може здійснюватись за різними бізнес-проектами в умовах поширення децентралізація тепlopостачання.

Наприклад, опалення житлового будинку (масиву, району) – може здійснюватись від котельні, на якій спалюється природний газ, а може бути реалізовано із застосуванням електричної енергії (в проектах “тепла підлога”, “теплі стіни”).

Фахівцю з теплоенергетики потрібно володіти відповідним математичним апаратом для оцінювання цих пропозиції з позиції економіки енергозбереження. Тобто йому потрібно вміти визначати вартість 1 Гкал теплоти і через кількість закупленого і витраченого палива – B_T , тис.м³/τ_{розр}, і через кількість закупленої і витраченої електроенергії W_T , кВт.год/τ_{розр},

8.6.1. Визначення вартості Гкал теплоти, одержаної від закупленого органічного палива

Витрата палива – V_{τ} , $\text{м}^3/\tau_{\text{розр}}$ за певний термін часу – $\tau_{\text{розр}}$ на одержання від джерела тепlopостачання відповідної кількості теплової енергії – Q_{τ} , Гкал/ $\tau_{\text{розр}}$ визначається за формулою:

$$V_{\tau} = Q_{\tau} \cdot 10^6 \cdot 4,2 / (\eta_{\tau}^{\text{дж}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{P}}) \quad (8.14)$$

де:

4,2 - співвідношення між одиницями виміру енергії кДж і ккал;

10^6 – співвідношення між ккал теплоти і Гкал теплоти.

Визначення вартості, наприклад, 1 Гкал теплової енергії, у разі використання для її одержання органічного палива (природного газу, вугілля, біомаси), визначається у такій послідовності:

- відповідно, наприклад, $\tau_{\text{розр}} = 1,0$ (одна доба);
- відповідно – $Q_{\tau} = 1,0$ Гкал/доб;
- відповідно, для реального джерела відпущеної від парової котельні і одержаної споживачем теплоти - $\eta_{\tau}^{\text{дж}} = 0,90$;
- відповідно, для реального палива (природного газу) – $Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 7910$ кДж/ м^3 ;

Таким чином, кількість палива, необхідного для котельні для вироблення 1-ї Гкал теплоти за добу становить, за ф-лою (3.14): $V_{\tau}^{1\text{Гкал}} = 1,0 \cdot 10^6 \cdot 4,2 / (0,9 \cdot 7910) = 590,0 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Тобто, для одержання однієї Гкал на добу теплоти від котельні, що має ККД – 0,9 потрібно закупити і витратити $590,0 \text{ м}^3$ природного газу на добу.

Тобто, буде правомірним вираз для кількості природного газу, що витрачається на одержання 1-ї Гкал теплоти – $V_{\tau}^{1\text{Гкал}} = 590,0 \text{ м}^3/\text{Гкал}$.

У разі закупівельної вартості природного газу – 3200 грн/тис. м^3 – фінансові витрати на закупівлю газу для одержання однієї Гкал “газової” теплоти за добу становитимуть **1888** грн/добу, див. ф-лу визначення: $(590,0 \cdot 3200 \cdot 10^{-3} = 1888,0)$.

Тобто правомірною буде вартість 1-ї Гкал “газової” теплоти, одержаної від спалювання природного газу в котельній – **1888** грн/Гкал.

Зрозуміло, що у разі одержання теплоти від дешевшого (у 2- 3 рази) палива, наприклад, вугілля, за ціною 1100 грн/т, але з меншою (на 60 %) тепловою згорання вартість 1-ї Гкал “вугільної” теплоти буде в 1,5 – 1,7 разів дешевша “газової”, тобто, на рівні **1100** грн/Гкал - **1260** грн/Гкал.

8.6.2. Вартість теплової енергії, отриманої від закупленої електричної енергії

В сучасних (ринкових) умовах господарювання набули поширення системи постачання теплової енергії, що базуються на використанні агрегатів, без середнього перетворення електроенергії в теплоту. Такими агрегатами є: повітряні калорифери, нагрівальні елементи системи „теплої підлоги”, підігрівники та випарні апарати з електричним обігрівом, тощо.

Фахівцю з енергетичного менеджменту належить набути вмінь оперативної оцінки вартості одиниці та певного обсягу теплової енергії, отриманої таким способом, для порівняння з вартістю теплової енергії отриманої традиційним способом, тобто зі спаленого в котельних палива.

Собівартість одиниці такої теплової енергії $(CV_{т.е})^{e,e}$, грн/Гкал або грн/(кВт.год) визначається за універсальною формулою (4.11).

Увага! Слід пам'ятати, що 1 Гкал енергії = 1164 кВт.год енергії.

Позначаючи вартість витраченого для одержання теплової енергії енерго-ресурсу (закупленої електричної енергії) – $V_{e,e}$, грн/(кВт·год), ф-ла (8.11) матиме вигляд:

$$(CV_{т.е})^{e,e} = C_W^{e/e} + C_{експл}^{e/e} + C_{рент}^{e/e} \quad (8.15)$$

де $C_W^{e/e}$ – електрична складова собівартості теплової енергії, одержаної від агрегата, що використовує для її одержання електричну енергію, грн/ Гкал.

Визначається за формулою:

$$C_W^{e/e} = V_{\tau}^{e,e} / Q_{\tau} \quad (8.16)$$

де:

Q_{τ} – кількість (обсяг) одержаної теплової енергії, Гкал (за термін часу $\tau_{розр}$).

Визначається потребою споживача;

$V_{\tau}^{e,e}$ – вартість електричної енергії, спожитої вищезазначеним агрегатом-перетворювачем (за термін часу $\tau_{розр}$), грн;

Визначається за формулою:

$$V_{e,e} = (W_{\tau} \cdot C_{e,e}) \quad (8.17)$$

де W_{τ} – кількість (обсяг) електричної енергії, яка має бути спожита агрегатом-перетворювачем електричної енергії в теплоту, кВт.год за термін часу $\tau_{розр}$.

Визначається за формулою еквіваленту електроенергії і теплоти:

$$W_{\tau} = Q_{\tau} \cdot (10^6 / 860) / \eta_{\tau}^{e,agr} \quad (8.18)$$

де:

10^6 – співвідношення між “ккал” теплоти і “Гкал”;

860 – співвідношення між “кВт.год” і “ккал”: (1 квт.год = 860 ккал);

$\eta_{\tau}^{e,agr}$ – тепловий ККД електричного агрегату (теплої підлоги, тепловентилятора, тощо), що генерує теплоту, використовуючи електричну енергію, од.

Таким чином, ф-ла (4.1) трансформується у наступну форму:

$$(CV_{т.е})^{e,e} = (Q_{\tau} \cdot (10^6 / 860) / \eta_{\tau}^{e,agr}) \cdot C_{e,e} / Q_{\tau} + C_{експл}^{e/e} + C_{рент}^{e/e} \quad (8.19)$$

або у спрощеному вигляді (параметр Q_{τ} скорочується у знаменнику і у численнику).

$$(CV_{т.е})^{e,e} = (10^6 / 860) / \eta_{\tau}^{e,agr} \cdot C_{e,e} + C_{експл}^{e/e} + C_{рент}^{e/e} \quad (8.20)$$

де:

$C_{e.e}$ – ринкова вартість енергоресурсу (електричної енергії), спожитої агрегатом-перетворювачем, грн/(кВт·год). Залежно від джерела генерації електроенергії та статусу її споживача становить від 0,308 грн/(кВт·год) до **1,30** грн/(кВт·год).

Увага !

*У разі одержання електричної енергії від власного джерела її генерації (наприклад, власної ТЕЦ або власного дизель-генератора) вартість електроенергії може бути іншою, визначеною за методологією викладеною в п. **4.3**.*

Наприклад, для одержання 1,0 Гкал теплоти протягом трьох годин ($\tau_{розр} = 3,0$ год) в агрегаті, що має ККД – $\eta_m^{e.азр} = 0,95$ потрібно використати – 122,4 кВт.год протягом 3-х годин (за ф-лою 4.15: $W_{3год} = 1,0_{Гкал за год} \cdot (10^6 / 860) / 0,95 = 122,4$ кВт.год)

Електрична потужність такого агрегата становитиме 40,4 кВт ($122,4/3 = 40,4$)

Визначення вартості, наприклад, 1 Гкал теплової енергії, у разі використання для її одержання електричної енергії, визначається у такій послідовності:

- відповідно, наприклад, $\tau_{розр} = 1,0$ (одна доба);
- відповідно – $Q_{\tau} = 1,0$ Гкал/доб;
- відповідно, для реального джерела теплоти (електрокалорифера) одержаної з електричної енергії - $\eta_{\tau}^{e.дж} = 0,95$;

Таким чином, кількість спожитої електрокалорифером електричної енергії для вироблення 1,0 Гкал теплоти за добу становить, за формулою (4.20): $W_{\tau}^{1Гкал} = 1,0 \cdot (10^6/860) / 0,95 = 1224$ кВт.год/добу.

Тобто, для одержання однієї Гкал на добу теплоти від електрокалорифера, що має ККД – 0,95 потрібно закупити 1224 кВт.год на добу.

Тобто, буде правомірним вираз для кількості електричної енергії, що витрачається на одержання 1-ї Гкал теплоти від “електричного джерела” – $W_{\tau}^{1Гкал} = 1224$ кВт.год/добу.

У разі закупівельної вартості електричної енергії – 1,0 грн/кВт.год фінансові витрати на закупівлю електроенергії для одержання однієї Гкал “електричної” теплоти за добу становитимуть **1224** грн/добу, див. ф-лу визначення: ($1224 \cdot 1,0 = 1224$).

Тобто правомірною буде вартість 1-ї Гкал “газової” теплоти, одержаної від використання електричної енергії – **1224** грн/Гкал.

Зрозуміло, що у разі одержання електричної енергії від дешевшого джерела електропостачання, або одержання її за певними пільгами або преференціями щодо тарифів, вартість 1-ї Гкал “електричної” теплоти буде меншою.

8.6.3. Висновок

- Теплота, одержана від “паливного” джерела теплопостачання (ТЕЦ або котельні) може бути і дорожчою і дешевшою за теплоту, одержану від “електричного” джерела теплоти, що споживає електроенергію за ринковою вартістю.

- Співвідношення вартості “паливної” і “електричної” теплоти залежить від співвідношення ринкової ціни на паливо та ринкової ціни електричну енергію, та співвідношення ККД джерел тепло- та електропостачання.
- В європейських країнах, де ціна на паливо відносно ціни на електричну енергію, завдяки експлуатації АЕС, висока і діє на фінансову користь використання електроенергії, тобто, “електрична” теплота дешевша за “паливну”. Тому електричні системи опалення в комунально-побутовому секторі європейських країн знайшли широке застосування.
- В Україні, враховуючи реальне співвідношення цін на паливо та електроенергію, все актуальнішими стають як розробка і впровадження установок з використання “електричної” теплоти, так установок зі спалювання біопалива з метою здешевлення “паливної” теплоти

8.6.4. Співвідношення “паливної” та “електричної” вартості теплової енергії

Для правильної орієнтації в питаннях використання “електричної” та “паливної” теплоти у напрямку енергозбереження ви маєте відрізнити “ринкові” і “виробничі” вартості цих теплових енергій.

Ринкові вартості “електричної” та “паливної” теплоти – були розглянуті вище і їх співвідношення, враховуючи споживацькі фактори, практично рівноцінні. Ця інформація потрібна (і важлива) для ринку послуг теплопостачання.

Але для здійснення робіт з енергозбереження в державному масштабі об’єктами промисловості, тобто для економії ПЕР у сфері вироблення теплоти з електроенергії важливе значення має співвідношення “виробничої” вартості “електричної” теплоти енергії, тобто вартості “електричної” теплоти з урахуванням ККД джерела, від якого електрична енергія одержана – КЕС, ТЕЦ, ГТУ, ГТЕЦ, тощо.

Зрозуміло, що “виробнича” вартість електричної енергії на цих джерелах електропостачання буде значно вища за ринкову, оскільки на її ринкову вартість суттєво впливає 50 % отриманої енергоринком дешевої електричної енергії від АЕС.

Для швидкого визначення під час реалізації початкових етапів робіт з енергозбереження, співвідношення “виробничої” вартості теплової енергії, одержаної з палива– $C_{\text{Гкал}}^{\text{Пал}}$, грн/Гкал, і з “виробничої” електричної енергії – $C_{\text{Гкал}}^{\text{Е}}$, грн/Гкал, можна використовувати формулу:

$$C_{\text{Гкал}}^{\text{Е}}/C_{\text{Гкал}}^{\text{Пал}} = [1160 \cdot (b_e / K_{\text{у.п}}) \cdot C_{\text{Пал}}^{\text{Е}} \cdot 10^{-6}] / [b_T \cdot K_{\text{у.п}}] \cdot C_{\text{Пал}}^{\text{Т}} \cdot 10^{-3} \quad (4.21)$$

де:

1160 – енергетичний еквівалент, кВт.год/Гкал;

b_e – питома витрата умовного палива на відпущену від джерела електричної енергії електричну енергію, г у.п./кВт.год;

b_T – питома витрата умовного палива на відпущену від джерела теплової енергії теплову енергію, кг у.п./Гкал;

$C_{\text{Пал}}^E$ – вартість палива, що використовується для одержання електричної енергії, грн/т (грн/тис.м³);
 $C_{\text{Пал}}^{T/E}$ – вартість палива, що використовується для одержання теплової енергії, грн/т (грн/тис.м³).

Наприклад, співвідношення вартості теплової енергії, одержаної від КЕС ($b_e = 430$ г у.п/кВт.год) та від парової котельні ($b_T = 178$ кг у.п/Гкал) буде становити, за умови використання у обох джерел ідентичного палива – вугілля ($K_{у.п} = 0,7$) за ціною 900 грн/т становитиме – **2,8**, див. розрахунок за ф-лою (3.16):

$$C_{\text{Гкал}}^{E/E} / C_{\text{Гкал}}^{\text{Пал}} = 1160 (430/0,7) 900 \cdot 10^{-6} / (178/0,7) 900 \cdot 10^{-3} = 641,0/228,0 = 2,8$$

Тобто, з державного погляду, використовувати системи одержання теплоти з електричної енергії, виробленої в КЕС, що спалюють навіть дешеве органічне паливо – економічно не вигідно.

А от використовувати системи одержання теплоти з електричної енергії, виробленої в ТЕЦ, що спалюють дешеве органічне паливо, за умови позитивного висновку від техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) може бути економічно вигідним.

8.6. Вартість пари

В роботі з енергозбереження є необхідність у використанні поняття вартості однієї тони пари, що може бути енергоносієм.

Вартість однієї тони пари, як теплоносія – $C_{\text{пари}}^{1\text{т}}$, грн/т пари, незалежно від її ентальпії та витрати, визначається за універсальною формулою:

$$C_{\text{пари}}^{1\text{т}} = 0,001 \cdot C_{T/e}^{\Sigma} \cdot (i_{\text{пари}} - \beta_{\text{зв. конд}} \cdot i_{\text{зв. конд}}) / 4,19 \quad (8.22)$$

де:

$C_{T/e}^{\Sigma}$ – вартість теплової енергії, теплоносієм якої є пара, грн/Гкал;

$i_{\text{пари}}$ – ентальпія пари, на вході до споживача теплоти, кДж/кг;

$i_{\text{зв. конд}}$ – ентальпія зворотного конденсату на виході від споживача пари, кДж/кг;

0,001 – коефіцієнт кореляції розмірностей;

4,19 – співвідношення одиниць виміру теплоти енергії, кДж/ккал.

Зручним для використання практичним висновком формули (4.22) є те, що вартість однієї тони пари приблизно вдвічі менша за вартість однієї Гкал теплоти, і навпаки, вартість однієї Гкал теплоти приблизно вдвічі вища за вартість однієї. тони пари.

Наприклад:

- у разі вартості теплової енергії від парової котельні 600 грн/Гкал, теплоносієм якої є гостра (перегріта) пара з ентальпією 2840 кДж/кг, а зворотний конденсат у кількості 70 % від кількості одержаної пари має ентальпію 420 кДж/кг, то вартість гострої пари станивितиме **365** грн/т, (див. розрахунок: $C_{\text{пари}}^{1\text{т}} = 0,001 \cdot 600 \cdot 4,19 / (2840 - 0,7 \cdot 420) / 4,19 = 364$).

$$\frac{C_{\text{Гкал (з W)}}}{C_{\text{Гкал (з В)}}} = \frac{C_{\text{В}}^{\text{енергії}} = 1160 * (b_{\text{е.}} / K_{\text{у.п}}) * C_{\text{палива}} * 10^{-6}}{C_{\text{В}}^{\text{енергії}} = (b_{\text{т.}} / K_{\text{у.п}}) * C_{\text{палива}} * 10^{-3}}$$

Запитання для самоперевірки

1. Сформулюйте перелік параметрів, що визначають собівартість електричної енергії, одержаної в КЕС.
2. Сформулюйте перелік параметрів, що визначають собівартість електричної енергії, одержаної в ГТУ.
3. Сформулюйте перелік параметрів, що визначають собівартість електричної енергії, одержаної в ТЕЦ з турбіною типу “П-...”.
4. Сформулюйте перелік параметрів, що визначають собівартість теплової енергії, одержаної в ТЕЦ з турбіною типу “П-...”.

9. ЗАКОНОДАВСТВО, ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ТА СТИМУЛЮВАННЯ У СФЕРІ ВИКОРИСТАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

План

- 9.1 Обґрунтування необхідності державного регулювання у створенні когенераційних енергетичних установок
- 9.2. Законодавство України щодо когенерації

9.1 Обґрунтування необхідності державного регулювання у створенні когенераційних енергетичних установок

Реалізація когенераційних установок на сьогодні – не може бути здійснена на власний розсуд власником підприємства або інвестором, або власником джерела енергопостачання (котельні).

На сьогодні, когенерація – є законодавчо врегульованою сферою діяльності. Тобто практично всі аспекти – законодавчо визначені.

(Біда в тому, що Закон – не виконується з ряду причин...).

Головною проблемою для ініціаторів створення когенераційних установок є не технічна реалізація проекту (відповідне обладнання на енергоринку присутнє), а уникнення **експлуатаційних протиріч у співіснуванні з рештою енергетичних установок, що функціонують в енергосистемі.**

Експлуатаційні протиріччя полягають у тому, що:

- режими споживання теплової і електричної енергії, навантаження яких “лежить” на когенераційній установці не є постійними, а відхилення їх в більшу або меншу сторону – не спів не співпадають у часі.

Наприклад, споживання теплоти житловим будинком

А це призводить до суттєвого здорожчання електроенергії, що “не заохочує” появи споживачів.

А, зрозуміло, без споживачів створення когенераційної установки – фінансово недоцільно.

Співіснування з іншими – проблемне тому, що породжує проблеми конкуренції.

А форми цієї конкуренції – різні (в т.ч. вплив фактора влади).

9.2. Законодавство України щодо когенерації

В Україні прийнято Закон України “Про комбіноване виробництво електричної і теплової енергії (когенерацію) та використання скидного енергетичного потенціалу”.

Цей закон визначає:

- Правові (.....)
- Економічні (.....)
- Організаційні (.....)

засади діяльності суб’єктів у сфері використання когенераційних установок.

Особливість Закону – Закон тільки називає документи, якими потрібно керуватись, а документи або можуть вже бути, або їх потрібно розробляти.

Стаття 1 – Терміни

Стаття 2 – Сфера дії Закону

Стаття 3 Особливості використання і експлуатації КоУ

Стаття 4 – Принципи державної політики

Стаття 5 – Фінансування створення КоУ

Стаття 6 – Особливості відносин власності у сфері використання КоУ

Стаття 7 – Державне регулювання сфері використання КоУ

Стаття 8 – Державне стимулювання у сфері використання КоУ

Стаття 9 – Когенерація у комунальному теплогосподарстві

Стаття 10 – Кваліфікація КоУ у сфері використання КоУ

Стаття 11 – Особливості приєднання КоУ до електричних мереж.

Стаття 12 – Державний нагляд

Стаття 13 – Участь України у міжнародному співробітництві у сфері використання КоУ

Стаття 14 – Прикінцеві положення (Перелік дій органів влади по сприянню цьому Закону (Наприклад НКРЕ у 6-ти місячний термін розробити і затвердити “Правила приєднання....

Роз’яснення статей Закону

Стаття 10 – Кожна КоУ має бути кваліфікована, тобто перевірена на відповідність вимогам Закону.

Таких вимог – ДВІ.

Вимога 1 – Як основне паливо використовується “скидний” енергетичний потенціал технологічних процесів. Для таких КоУ вироблення теплової енергії – не є обов’язковим.

У разі застосування додаткового палива то ефективність (обсяг) використання його протягом року повинна бути **не менше 42 % (тобто більше 48 %)**.

Якщо спалювання додаткового палива застосовується для підтримання номінальної потужності КоУ у разі тимчасового зменшення обсягу “скидного” потенціала обсяг витрати додаткового палива має бути узгоджений з центральним органом виконавчої влади у сфері енергозбереження. (Він може бути ще не створений, а ті, що створені не хочуть брати на себе відповідальність. Це проблема - колізія)

Вимога 2 – Як основне паливо використовуються традиційні палива (тверде, рідке, газоподібне). При цьому обсяг відпуску тепло енергії повинен бути не менше 10 % від загального вироблення тепло- і електроенергії протягом року.

А обсяг відпуску ($t/e + e/e$) по відношенню до енергії основного і додаткового палива повинен бути не менше 42 %.

Тобто КВП (коєф викор палива) повинен бути не менше 42 %.

Для інформації самі “слабенькі ТЕЦ” мають 50...60 %.

Порядок проведення кваліфікації встановлює центральний орган виконавчої влади у сфері енергозбереження.

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до Закону України “Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного енергопотенціалу”

Висока ефективність комбінованого виробництва теплоти та електроенергії (стисло – когенерації) добре відома з практики експлуатації традиційних ТЕЦ на базі паротурбінних установок, які є одним з технічних рішень технології когенерації.

З успішним розвитком газотурбінних та газопоршневих двигунів як приводів електрогенераторів, з'явилася можливість впровадження інших технічних рішень в когенераційних технологіях з коефіцієнтом використання палива 60-80 %. Усі джерела інформації вказують на суттєві технічні, економічні, екологічні та соціальні переваги когенерації порівняно з роздільним виробництвом теплової та електричної енергії. Крім того, в умовах ринку децентралізація генеруючих станцій збільшує енергетичну безпеку регіонів і окремих підприємств, посилює конкурентні відносини в електроенергетиці.

Згідно з Кіотським Протоколом 1997 р. Уряди промислово розвинутих країн взяли на себе зобов'язання по скороченню викидів парникових (CO_2) та шкідливих (NO_x ; SO_2) газів в довкілля. Найліпшим засобом досягнення цієї мети є когенерація, тому у багатьох країнах розвиток та впровадження когенераційних технологій при генеруванні електроенергії регулюються на державному рівні.

Грунтуючись на викладених поглядах, запропоновано створення в Україні нового альтернативного сектору електроенергетики на базі широкомасштабного використання когенераційних технологій і підходу в їх реалізації. В зв'язку з цим пропонується Законопроект “Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного енергопотенціалу”, при створенні якого враховано досвід по стимулюванню на законодавчій основі розвитку когенерації в промислово-розвинених країнах світу.

Комбіноване виробництво теплової і електричної енергії дозволяє суттєво, до 20-30 %, зменшити витрати палива в порівнянні з їх роздільним виробництвом. Якщо за допомогою когенераційних потужностей компенсувати відпрацьовані потужності теплових електростанцій, то на кожній 1000 МВт можна економити понад 1,5 млн. т у.п. на рік. Комбіноване виробництво теплової і електричної енергії дозволяє зменшити викиди парникових газів (CO_2) до 500 кг на кожну МВт.год. виробленої електроенергії. На ту ж 1000 МВт когенераційних потужностей це дає зменшення викидів біля 5 млн. тон на рік.

Для України запропоновано іновативний напрямок розвитку когенерації, а саме – перетворення існуючих теплогенеруючих потужностей в когенераційні шляхом надбудови електрогенеруючими установками (з газотурбінними і

газопоршневи́ми двигунами) діючих котлів і промислових печей, в яких спалюється на безальтернативній основі природний газ. Для реалізації цього напрямку когенерації практично не потрібно збільшувати витрати природного газу в порівнянні з тим, що вже є. При цьому можливо створити до 50 % електрогенеруючих когенераційних потужностей по відношенню до базових теплогенеруючих. Другою особливістю запропонованого напрямку когенерації є те, що немає проблем з використанням теплової енергії, що виробляється, тому що теплота є базовим продуктом когенераційної установки на відміну від західних технологій, в яких базовим продуктом є електроенергія. І, нарешті, в запропонованих когенераційних установках процес можна проводити з допалюванням палива в тракці утилізації для забезпечення режимних параметрів базової технології, що в свою чергу, дозволяє забезпечити максимально можливу ефективність використання палива (90-92 %), а також зменшити на 30-50 % викиди окрім парникових газів, це й шкідливих (CO, NO_x).

Для держави реалізація когенераційних технологій означає:

- 1) паралельну модернізацію теплогенеруючого обладнання;
- 2) зменшення втрат енергії в мережах, тому що когенераційні установки споруджуються на місцях споживання електричної енергії;
- 3) вирішення проблеми (хоча б часткове) створення дефіцитних маневрових потужностей, тому що КУ може працювати в “піковому” режимі;
- 4) вирішення деяких соціальних проблем, таких як створення нових робочих місць, завантаження підприємств енергетичного машинобудування, розвиток науково-дослідних робіт, можливість зменшення тарифів на теплоту і електроенергію, тощо.

Для інвесторів вельми привабливими показниками когенераційних установок являються:

- 1) мінімальні для енергетики питомі витрати на будівництво КУ – 300-600 дол. США/кВтє;
- 2) терміни будівництва не перевищують 1-1,5 років;
- 3) термін самоокупності спорудження КУ складає від 2 до 4 років.

Сферами впровадження когенераційних технологій є:

- 1) комунальне теплопостачання, де можуть застосовуватися електроустановки одиничною потужністю від 100 кВт до 10 МВт; потенціал складає біля 6 тис. МВт когенераційних електрогенеруючих потужностей;
- 2) промислова теплоенергетика, де одиночні потужності можуть досягати 25-30 МВт; потенціал цієї сфери складає біля 8 тис. МВт;
- 3) газотранспортна система країни (використання скидного енергопотенціалу); потенційні можливості – біля 2 тис. МВт електрогенеруючих потужностей;
- 4) агропромисловий комплекс – в енергетичних біотехнологіях; потенціал – не менше 1-2 тис. МВт;
- 5) комерційний та соціальний сектори (військові об’єкти, медичні, навчальні та спортивні комплекси, тощо);

б) модернізація існуючих КЕС на базі застосування когенераційних технологій.

В країні виробляється основне обладнання необхідне для реалізації когенераційних проектів: газові турбіни (підприємства Миколаєва, Харкова, Запоріжжя), газопоршневі двигуни (м. Первомайськ, Харків, Токмак), електрогенератори (м. Харків, Нова Каховка), тощо.

Зазначимо, що в порівнянні з існуючими ТЕЦ когенераційні технології, що почали втілюватися в Україні, мають літню ефективність таку, яку мають ТЕЦ взимку - 0,75-0,8.

Метою запропонованого Законопроекту “Про комбіноване виробництво теплової і електричної енергії та використання скидного енергопотенціалу” є забезпечення державної підтримки на законодавчому рівні когенераційних технологій при їх впровадженні в енергетику України, яка б з одної сторони стимулювала приплив інвестицій в когенерацію і гарантувала повернення капіталовкладень, а з другої сторони врегульовувала б взаємовідносини нових виробників енергії з існуючими енергетичними структурами і енергоринком.

В Законі наведено визначення відповідних термінів в когенерації та типів когенераційних установок, а також умов, за яких ці установки визначаються як кваліфіковані і на які поширюється дія цього Закону. Всі інші терміни вживаються відповідно визначенням, що наведені в Законі України “Про електроенергетику”.

Стимулювання розвитку в Україні вискоелективної і екологічно безпечної когенераційної технології забезпечується в Законі статтею 4, якою передбачається при встановленні НКРЕ тарифів на продаж електроенергії, що виробляється ККУ, врахування норми прибутку на вкладені інвестиції у розмірі 22 % річних. Цей показник розрахований за умови, щоб термін повернення кредитів на спорудження когенераційної установки не перевищував 4,5 років. Більший термін окупності є непривабливим для інвесторів. Для стимулювання розвитку когенерації в сфері комунального теплопостачання в Законі передбачена стаття 6, якою за умов спорудження когенераційної установки на базі існуючих котелень комунального теплопостачання і забезпечення встановлених обсягів теплопостачання, гарантується збереження котельнею статусу підприємства комунального теплопостачання. Це означає збереження ціни на природний газ для ККУ на рівні цін на паливо, що закуповувалось для базової котельні. Така норма не може бути обтяжливою для економіки, тому що когенерація – є ресурсозберігаючою технологією і в масштабах держави забезпечує економію палива.

Норма Закону, що визначається статтею 7, забезпечує стимулювання створення в країні на базі когенераційних технологій вкрай дефіцитних маневрових потужностей.

Тепер стосовно взаємовідносин між виробниками когенераційної електроенергії і енергопостачальними підприємствами. В Правилах користування електричною енергією, затверджених НКРЕ (Постанова № 928),

регулюються відносини вказаних підприємств тільки зі споживачами електричної енергії, тому тільки в такому аспекті розглядаються номенклатура і терміни видачі технічних умов на їх приєднання до електромереж. Статтею 5 Закону ці положення Правил поширюються і на приєднання до мереж електрогенеруючих когенераційних установок. При цьому термін видачі технічних умов на приєднання збільшено до 3-х місяців, враховуючи специфіку таких генеруючих установок. Цією ж статтею визначається також, що у випадку необхідності реконструкції чи модернізації мережі або ж розподільчого обладнання енергопостачального підприємства для підключення ККУ, обґрунтованість обсягів та вартість такої модернізації за вимогою власника ККУ повинна бути визначена експертизою центрального органу виконавчої влади, до повноважень якого належить проведення технічної політики в електроенергетиці.

Цією статтею обмежується волюнтаризм при вирішенні спірних питань приєднання ККУ до мережі, що, як показує накопичений досвід, ще має місце в реальних умовах сьогодення.

Введення в дію цього Закону не потребує від Держави фінансових витрат, і тому він може вступити в дію відразу після його прийняття.

Прийняття Закону “Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного енергопотенціалу” поставить Україну в ряд держав, що на законодавчому рівні піклуються і підтримують розвиток когенерації, як однієї з найбільш ефективних і прогресивних енергетичних технологій сьогодення, розширять сферу підприємницької діяльності в цій галузі енергетики і забезпечить приплив інвестицій.

Запитання до самоперевірки

- 1.
- 2.
- 3.
- 4.
- 5.

10. ЕТАПИ ТЕХНІЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ПРОЕКТІВ

План

10.1 Етапи технічної реалізації когенераційних проектів

10.2. Практичні рекомендації до створення когенераційної установки

10.1 Етапи технічної реалізації когенераційних проектів

Технічна реалізація когенераційних проекту – це багато-етапна подія і містить в собі наступні положення:

1. Здійснити обстеження промислового підприємства – майбутнього споживача когенераційної теплової та електричної енергії за затвердженою методологією.
2. Здійснити обстеження базової енергетичної установки – майбутнього джерела когенераційної теплової та електричної енергії за затвердженою методологією.
3. Сформулювати принципову схему когенераційної установки, встановивши види, типорозміри когенераційного обладнання та експлуатаційні параметри енергоносіїв в системі когенераційної установки.
4. Виконати теплоенергетичні розрахунки когенераційної установки і встановити як її макропоказники, так і показники її енергетичної ефективності.
5. Порівняти можливі варіанти когенераційних установок за макропоказниками енергетичної (b_T , b_e), $V_{\text{ко.уст}}$, $\Delta B_{\text{ек}}$ та економічної ефективності.
6. Визначити проектну заводську собівартість виробленої і відпущеної теплової і електричної енергії, а також угодити з НКРЕ та НАЕР відпускну ціну енергоресурсів для їх споживачів.
7. Здійснити вибір способу фінансування проекту
 - або за власні кошти;
 - або за кредити вітчизняного банку;
 - або за кредит закордонного банку;
 - або за системою лізингу;
 - або за кошти гранту “зацікавленої” держави або компанії.
8. Розробити технічне завдання (ТЗ) на реалізацію проекту когенераційної установки
9. Розробити та узгодити технічні умови (ТУ) на поставку видів енергії, що буде відпускати когенераційна установка (У відповідності до Законодавства та нормативної документації НКРЕ та енергокомпаній) (Нормативно-організаційна робота – дуже важливий етап роботи)
10. Закупити когенераційне обладнання
11. Здійснити будівельно-монтажні роботи
12. Випробувати когенераційну установку (У відповідності до Методики випробовування, Законодавства та нормативної документації НКРЕ та енергокомпаній)

13. Здійснити державну Кваліфікацію когенераційної установки (У відповідності до Законодавства та нормативної документації НКРЕ та енергокомпаній).
14. Ввести когенераційну установку

Розглядаємо кожний етап створення когенераційної установки і, по можливості, наповнюємо його науково-технічним змістом

1-й етап. Здійснити обстеження промислового підприємства або “первинного” (базового) джерела енергопостачання, в структурі якого буде створюватись когенераційна установка.

Методологія обстеження.

Методологія обстеження базується на “Положенні про порядок організації енергетичних обстежень”, що затверджене Наказом Державного Комітету України з енергозбереження за №27 від 09.04.99 р.

Перелік питань, що підлягають з’ясуванню на підприємстві, включає в себе:

1. Річний графік роботи підприємства.
2. Виробнича потужність підприємства:
види виробленої продукції, обсяги перероблення сировини.
3. Добове споживання електричної енергії протягом року.
4. Добове споживання теплової енергії протягом року.
5. Власне джерело теплової енергії (парові котли, водогрійні котли і т.п.). Його технічні характеристики
6. Види теплоносіїв, що використовуються на підприємстві (перегріта пара, насичена пара, гаряча вода і т.п.). Їх термодинамічні параметри (тиск, температура).
7. Витрати теплоносіїв.
8. Основні споживачі електричної енергії, характер їх роботи (періодичний, безперевний).
9. Основні споживачі теплової енергії, характер їх роботи (періодичний, безперевний).
10. Тариф оплати підприємством електричної енергії.
11. Тариф оплати підприємством теплової енергії (за умови її придбання
12. Вид палива. Ціна палива.

2-й етап. - Порівняти (здійснивши енергетичний та економічний аналіз) кількох можливих варіантів різних когенераційних систем.

Порівнює різні варіанти – організація-ініціатор створення когенераційної установки, або за умови відсутності знань предмету – спеціалізована науково-технічна установа (Університет, НДІ та інш.)

3-й етап. Здійснити вибір способу фінансування

Здійснює вибір способу фінансування організація-ініціатор створення когенераційної установки, або за умови відсутності знань предмету – спеціалізована науково-фінансово-технічна установа (Університет, НДІ та інш.)

4-й етап. Вибрати оптимальний варіант та сформувавши енерготехнологічну схему когенераційної установки.

Формує вибрану схему когенераційної установки організація-ініціатор створення когенераційної установки, або за умови відсутності знань предмету – спеціалізована науково-технічна установа (Університет, НДІ та інш.)

5-й етап. Розробити ТЗ

Розробляє ТЗ на проектування когенераційної установки організація-ініціатор створення когенераційної установки, або за умови відсутності знань предмету – спеціалізована науково-технічна установа (Університет, НДІ та інш.)

ТЗ обов'язково узгоджується та затверджується державними органами (За законодавством це будуть галузеві структури (відповідні, Департамент або Міністерство) та структури з організації енергетичного господарства держави – НКРЕ, НАЕР та інш.)

6-й етап. Розробити ТУ

Розробляє ТУ на приєднання когенераційної установки до існуючих енергетичних мереж організація-ініціатор створення когенераційної установки, або за умови відсутності знань предмету – спеціалізована науково-технічна установа (“Київенерго” та інш.....)

7-й етап. Закупити обладнання

Закуповує обладнання організація-ініціатор створення когенераційної установки, або за умови відсутності знань предмету та досвіду – спеціалізована організація - посередник (.....)

8-й етап. Здійснити будівельні роботи

Здійснює БМР, як правило, спеціалізована організація, яка має Ліцензію держави на виконання робіт в галузі енергетики.

9-й етап Здійснити випробовування

Випробовування здійснює організація-ініціатор створення когенераційної установки під наглядом спеціальної Приймальної комісії, до складу якої входять 5-12 членів всіх “зацікавлених” установ.

За результати випробовування

Випробовування здійснює за Методикою.

Методику розробляє організація – реалізатор проекту, в якій має бути передбачено ВСЕ !!, в т.ч. тривалість випробовувань, режими експлуатації, перелік контролюючих параметрів, перелік регулюючих параметрів.

Перелік показників ефективності та інш.

Створення Методик випробовування – в значній мірі стандартизовано державою. В інформаційному інституті УкрНТЕІ (м. Київ, вул. Антоновича.....) є відповідні Стандарти на проведення випробовувань обладнання та систем.

Узгоджують Методику – контролюючі організації за списком, які надає Затверджувач Методики .

Затверджує Методику – контролююча організація (За законодавством - НКРЕ)

10-й етап. Здійснити державну кваліфікацію

Державну кваліфікацію здійснює за законодавством – НКРЕ разом із відповідними структурами, що керують енергетикою в державі.

За результати державної кваліфікації Замовник – організація-ініціатор створення когенераційної установки одержує кваліфікаційний АКТ , який дозволяє ввести в експлуатацію створену установку.

10.2. Практичні рекомендації до створення когенераційної установки

1. Встановити наявність споживача теплової енергії, тобто. Без утилізації теплоти відпрацьованого робочого тіла базової енергетичної установки створення когенераційної установки не можливе.
2. Залежно від температури теплоспоживання (вода, пар, температура, давление) потрібно вибрати тип когенераційного обладнання.
3. Залежно від сезонності споживання теплоти потрібно вибрати одиничну потужність когенераційного обладнання. Забагато малопотужних – ускладнює їх обслуговування. Мала кількість великопотужного – з'являється ризик «випадіння» великого обсягу відпущеної потужності.
4. Потрібно врахувати той факт, що у разі придбання когенераційного обладнання закордонного виробництва воно не обкладається ввізним митом і підготувати необхідні документи до моменту перетинання кордону України
5. На передпроектній фазі необхідно встановити можливості місцевих поставщиків газу забезпечити необхідні параметри (тиск, обсяг) в газопроводі і можливості підключення до газопроводу створюваної когенераційної установки. Деякі ГТУ потребують високих параметрів.
6. На передпроектній фазі необхідно встановити можливості підключення створюваної когенераційної установки до існуючих електричних мереж.

7. Вибрати сертифіковану компанію, которая будет устанавлювать систему АСКУЕ. Соголасовать систему АСКУЕ с ДП "ОРЕ", енергопередающей компанией, ЦЭС. Соголасовать со всеми форму и процедуру подачи макетов.
8. Предусмотреть технический учёт после каждой отдельной единицы оборудования (ГПУ и т.д.) и включить его в систему АСКУЕ(требование ЦЭС).
9. Виконати проект когенераційної установки і узгодити його з усіма службами району енергоспоживання. Основні зауваження, як правило, виникають у енергопередаючих компаній.
10. Подати заявку в НАЕР на одержання кваліфікації. Процедура кваліфікації розписана в законі України "Про когенерацію".
11. Перед пуско-налагоджувальними роботами здати в експлуатацію АСКУЕ і сертифікувати її.
12. Укласти договори на передачу електроенергії з енергопередаючою компанією.
13. Укласти договори на передачу теплової енергії з енергопередаючою компанією.
14. Організувати процедуру підключення когенераційної установки до теплової мережі.
15. Підготувати необхідні документи на одержання коштів по Кіотській угоді. Це дасть можливість покращити окупність проекту.

Запитання для самоперевірки.

1. Наведіть принципові схеми когенераційних установок, які можуть бути сформовані на базі парової котельні.
2. Наведіть принципові схеми когенераційних установок, які можуть бути сформовані на базі поршневого ДВЗ.
3. Наведіть принципові схеми когенераційних установок, які можуть бути сформовані на базі газотурбінної установки.
4. Наведіть принципові схеми когенераційних установок, які можуть бути сформовані для цукрового заводу.
5. Наведіть перелік технічних передумов створення когенераційної установки для промислового підприємства.
6. Наведіть перелік економічних передумов створення когенераційних установок.
7. Наведіть методологію визначення когенераційного потенціалу ГТЕЦ.
8. Наведіть методологію визначення когенераційного потенціалу ТЕЦ з паровими турбінами.
9. Наведіть методологію визначення когенераційного потенціалу промислового підприємства.
10. Наведіть методологію визначення когенераційного потенціалу цукрового заводу.

11. Сформулюйте принцип оптимального співвідношення когенераційних потенціалів первинних енергетичних установок та промислових підприємств.

1. Список рекомендованої літератури

1. Басок Б.И. Анализ когенерационных установок. Классификация и основные показатели / Б.И. Басок, Е.Т. Базеев, В.М. Диденко, Д.А. Коломейко // Промышленная теплоэнергетика. –2006. –Т. 28. –№3.– С. 83–89.
2. Замоторин Р.З. Малые теплоэлектроцентрали – поршневые или турбинные. / Р.З. Замоторин // –2003. –«www. cogeneration.ru ».
3. Капустин В.Б. Комбіноване виробництво енергії / В.В. Капустин // Харчова і переробна промисловість.- 1998.- № 7. – С. 14 – 15.
4. Капустин В.Б. Когенерация в пищевой промышленности. Потребность и возможности / В.Б. Капустин, В.Н. Филоненко // В кн. Региональные проблемы энергоснабжения в производстве и потреблении энергии.-К.: 1999.- С. 101-102
5. Клименко В.Н. Проблемы когенерационных технологий в Украине / В.Н. Клименко // Промышленная теплотехника.–2001.–Т.23.№ 4–5.– С. 106–110.

6. Методика розподілу

7. Методика розподілу

8. Методика обстеження

9. Про комбіноване виробництво теплової і електричної енергії (когенерація) і використання скидного енергопотенціалу: [Закон України] // Відомості Верховної Ради України. –2005. –№ 20, с. 278.
10. Філоненко В.М. Ефективність когенераційної установки для підприємств харчової промисловості / В.М. Філоненко, Д.Г. Бірюков // Харчова промисловість. – 2001. - № 1(46). – С. 60 – 62.
11. Христенко В.І. Когенерація: передумови й можливості використання / В.І. Христенко, В.Б. Капустин, В.М. Філоненко // Харчова і переробна промисловість.- 1999.- № 11. – С. 10 – 11.

Бібліографічна довідка автора

Філоненко Віталій Миколайович, 1950 р. народження, кандидат технічних наук за спеціальністю “Промислова теплоенергетика”, доцент по кафедрі “Промислової теплоенергетики”, доцент кафедри промислової теплоенергетики і холодильної техніки. Кількість наукових публікацій – 46. Кількість навчально-методичних публікацій – 26. в

7.2. Собівартість теплової енергії, одержаної від різних паливо-енергетичних ресурсів

Як відомо, тепла енергія може бути одержана із палива і із електричної енергії. Проблема вибору “сировини” для одержання теплової енергії набуває актуальності в сучасних умовах, коли тепlopостачання може здійснюватись за різними бізнес-проектами в умовах поширення децентралізація тепlopостачання.

Наприклад, опалення житлового будинку (масиву, району) – може здійснюватись від котельні, на якій спалюється природний газ, а може бути реалізовано із застосуванням електричної енергії (в проектах “тепла підлога”, “теплі стіни”). Фахівцю з теплоенергетики потрібно володіти відповідним математичним апаратом для оцінювання цих пропозиції з позиції економіки. Тобто йому потрібно вміти визначати вартість 1 Гкал теплоти і через кількість закупленого і витраченого палива – $V_{\text{пал}}$, т (тис.м³), і через кількість закупленої і витраченої електроенергії $W_{e/e}$, кВт.год.

7.2.1. Вартість теплової енергії, одержаної від закупленого палива

Витрата палива – $V_{\text{пал}}$, т (тис. м³) за певний термін часу – $\tau_{\text{розр}}$ на одержання від джерела тепlopостачання відповідної кількості теплової енергії – Q_{τ} , Гкал/ $\tau_{\text{розр}}$ визначається за формулою:

$$V_{\tau} = Q_{\tau} \cdot 10^6 \cdot 4,2 / (\eta_{\tau}^{\text{дж}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}) \quad (7.4)$$

де:

4,2 - співвідношення між одиницями виміру енергії кДж і ккал;

10^6 – співвідношення між ккал теплоти і Гкал теплоти.

Визначення вартості, наприклад, 1 Гкал теплової енергії, у разі використання для її одержання органічного палива (природного газу, вугілля, біомаси), визначається у такій послідовності:

- відповідно, наприклад, $\tau_{\text{розр}} = 1,0$ (одна доба);
- відповідно – $Q_{\tau} = 1,0$ Гкал/доб;
- відповідно, для реального джерела відпущеної від парової котельні і одержаної споживачем теплоти - $\eta_{\tau}^{\text{дж}} = 0,90$;
- відповідно, для реального палива (природного газу) – $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 7910$ кДж/м³;

Таким чином, кількість палива, необхідного для котельні для вироблення 1-ї Гкал теплоти за добу становить, за ф-лою (3.14): $B_{\tau}^{1\text{Гкал}} = 1,0 \cdot 10^6 \cdot 4,2 / (0,9 \cdot 7910) = 590,0$ м³/добу.

Тобто, для одержання однієї Гкал на добу теплоти від котельні, що має ККД – 0,9 потрібно закупити і витратити 590,0 м³ природного газу на добу.

Тобто, буде правомірним вираз для кількості природного газу, що витрачається на одержання 1-ї Гкал теплоти – $B_{\tau}^{1\text{Гкал}} = 590,0$ м³/Гкал.

У разі закупівельної вартості природного газу – 3200 грн/тис.м³ – фінансові витрати на закупівлю газу для одержання однієї Гкал “газової” теплоти за добу становитимуть **1888** грн/добу, див. ф-лу визначення: $(590,0 \cdot 3200 \cdot 10^{-3} = 1888,0)$.

Тобто правомірною буде вартість 1-ї Гкал “газової” теплоти, одержаної від спалювання природного газу в котельній – **1888** грн/Гкал.

Зрозуміло, що у разі одержання теплоти від дешевшого (у 2- 3 рази) палива, наприклад, вугілля, за ціною 1100 грн/т, але з меншою (на 60 %) теплотою згорання вартість 1-ї Гкал “вугільної” теплоти буде в 1,5 – 1,7 разів дешевша “газової”, тобто, на рівні **1100** грн/Гкал - **1260** грн/Гкал.

7.2.2. Вартість теплової енергії, отриманої від закупленої електричної енергії

В сучасних (ринкових) умовах господарювання набули поширення системи постачання теплової енергії, що базуються на використанні агрегатів, без посереднього перетворення електроенергії в теплоту. Такими агрегатами є: повітряні калорифери, нагрівальні елементи системи „теплої підлоги”, підігрівники та випарні апарати з електричним обігрівом, тощо.

Фахівцю з енергетичного менеджменту належить набути вмінь оперативної оцінки вартості одиниці та певного обсягу теплової енергії, отриманої таким способом, для порівняння з вартістю теплової енергії отриманої традиційним способом, тобто зі спаленого в котельних палива.

Собівартість одиниці такої теплової енергії $(CV_{т.е})^{e,e}$, грн/Гкал або грн/(кВт.год) визначається за універсальною формулою (4.11).

Увага! Слід пам'ятати, що 1 Гкал енергії = 1164 кВт.год енергії.

Позначаючи вартість витраченого для одержання теплової енергії енерго-ресурсу (закупленої електричної енергії) – $V_{e,e}$, грн/(кВт·год), ф-ла (8.11) матиме вигляд:

$$(CV_{т.е})^{e,e} = C_W^{e/e} + C_{експл}^{e/e} + C_{рент}^{e/e} \quad (7.5)$$

де $C_W^{e/e}$ – електрична складова собівартості теплової енергії, одержаної від агрегата, що використовує для її одержання електричну енергію, грн/ Гкал.

Визначається за формулою:

$$C_W^{e/e} = V_{\tau}^{e,e} / Q_{\tau} \quad (7.6)$$

де:

Q_{τ} – кількість (обсяг) одержаної теплової енергії, Гкал (за термін часу $\tau_{розр}$).

Визначається потребою споживача;

$V_{\tau}^{e,e}$ – вартість електричної енергії, спожитої вищезазначеним агрегатом-перетворювачем (за термін часу $\tau_{розр}$), грн;

Визначається за формулою:

$$V_{e,e} = (W_{\tau} \cdot C_{e,e}) \quad (7.7)$$

де W_{τ} – кількість (обсяг) електричної енергії, яка має бути спожита агрегатом-перетворювачем електричної енергії в теплоту, кВт.год за термін часу $\tau_{розр}$.

Визначається за формулою еквіваленту електроенергії і теплоти:

$$W_{\tau} = Q_{\tau} \cdot (10^6 / 860) / \eta_{\tau}^{e.агр} \quad (7.8)$$

де:

10^6 – співвідношення між “ккал” теплоти і “Гкал”;

860 – співвідношення між “кВт.год” і “ккал”: (1 квт.год = 860 ккал);

$\eta_{\tau}^{e.агр}$ – тепловий ККД електричного агрегату (теплої підлоги, тепловентилятора, тощо), що генерує теплоту, використовуючи електричну енергію, од.

Таким чином, ф-ла (7.1) трансформується у наступну форму:

$$(CV_{\tau.e})^{e.e} = (Q_{\tau} \cdot (10^6 / 860) / \eta_{\tau}^{e.агр}) \cdot C_{e.e} / Q_{\tau} + C_{експл}^{e/e} + C_{рент}^{e/e} \quad (7.9)$$

або у спрощеному вигляді (параметр Q_{τ} скорочується у знаменнику і у численнику).

$$(CV_{\tau.e})^{e.e} = (10^6 / 860) / \eta_{\tau}^{e.агр}) \cdot C_{e.e} + C_{експл}^{e/e} + C_{рент}^{e/e} \quad (7.10)$$

де:

$C_{e.e}$ – ринкова вартість енергоресурсу (електричної енергії), спожитої агрегатом-перетворювачем, грн/(кВт·год). Залежно від джерела генерації електроенергії та статусу її споживача становить від 0,308 грн/(кВт·год) до 1,30 грн/(кВт·год).

Увага !

У разі одержання електричної енергії від власного джерела її генерації (наприклад, власної ТЕЦ або власного дизель-генератора) вартість електроенергії може бути іншою, визначеною за методологією викладеною в п. 4.3.

Приклад:

Для одержання 1,0 Гкал теплоти протягом трьох годин ($\tau_{розр} = 3,0$ год) в агрегаті, що має ККД – $\eta_m^{e.агр} = 0,95$ потрібно використати – 122,4 кВт.год протягом 3-х годин (за ф-лою 7.5: $W_{3год} = 1,0_{Гкал за год} \cdot (10^6 / 860) / 0,95 = 122,4$ кВт.год)

Електрична потужність такого агрегата становитиме 40,4 кВт ($122,4/3 = 40,4$)

Визначення вартості, наприклад, 1 Гкал теплової енергії, у разі використання для її одержання електричної енергії, визначається у такій послідовності:

- відповідно, наприклад, $\tau_{\text{розр}} = 1,0$ (одна доба);
- відповідно – $Q_{\tau} = 1,0$ Гкал/доб;
- відповідно, для реального джерела теплоти (електрокалорифера) одержаної з електричної енергії - $\eta_{\tau}^{\text{е.дж}} = 0,95$;

Таким чином, кількість спожитої електрокалорифером електричної енергії для вироблення 1,0 Гкал теплоти за добу становить, за формулою (7.20):

$$W_{\tau}^{1\text{Гкал}} = 1,0 \cdot (10^6/860) / 0,95 = 1224 \text{ кВт.год/добу.}$$

Тобто, для одержання однієї Гкал на добу теплоти від електрокалорифера, що має ККД – 0,95 потрібно закупити 1224 кВт.год на добу.

Тобто, буде правомірним вираз для кількості електричної енергії, що витрачається на одержання 1-ї Гкал теплоти від “електричного джерела” –

$$W_{\tau}^{1\text{Гкал}} = 1224 \text{ кВт.год/добу.}$$

У разі закупівельної вартості електричної енергії – 1,0 грн/кВт.год фінансові витрати на закупівлю електроенергії для одержання однієї Гкал “електричної” теплоти за добу становитимуть **1224** грн/добу, див. ф-лу визначення: ($1224 \cdot 1,0 = 1224$).

Тобто правомірною буде вартість 1-ї Гкал “газової” теплоти, одержаної від використання електричної енергії – **1224** грн/Гкал.

Зрозуміло, що у разі одержання електричної енергії від дешевшого джерела електропостачання, або одержання її за певними пільгами або преференціями щодо тарифів, вартість 1-ї Гкал “електричної” теплоти буде меншою.

7.2.3. Висновок

- Теплота, одержана від “паливного” джерела теплопостачання (ТЕЦ або котельні) може бути і дорожчою і дешевшою за теплоту, одержану від “електричного” джерела теплоти, що споживає електроенергію за ринковою вартістю.

- Співвідношення вартості “паливної” і “електричної” теплоти залежить від співвідношення ринкової ціни на паливо та ринкової ціни електричну енергію, та співвідношення ККД джерел тепло- та електропостачання.
- В європейських країнах, де ціна на паливо відносно ціни на електричну енергію, завдяки експлуатації АЕС, висока і діє на фінансову користь використання електроенергії, тобто, “електрична” теплота дешевша за “паливну”. Тому електричні системи опалення в комунально-побутовому секторі європейських країн знайшли широке застосування.
- В Україні, враховуючи реальне співвідношення цін на паливо та електроенергію, все актуальнішими стають як розробка і впровадження установок з використання “електричної” теплоти, так установок зі спалювання біопалива з метою здешевлення “паливної” теплоти

7.2.4. Співвідношення “паливної” та “електричної” вартості теплової енергії

Для правильної орієнтації в питаннях використання “електричної” та “паливної” теплоти у напрямку енергозбереження ви маєте відрізнити “ринкові” і “виробничі” вартості цих теплових енергій.

Ринкові вартості “електричної” та “паливної” теплоти – були розглянуті вище і їх співвідношення, враховуючи споживацькі фактори, практично рівноцінні. Ця інформація потрібна (і важлива) для ринку послуг теплопостачання.

Але для здійснення робіт з енергозбереження в державному масштабі об’єктами промисловості, тобто для економії ПЕР у сфері вироблення теплоти з електроенергії важливе значення має співвідношення “виробничої” вартості “електричної” теплоти енергії, тобто вартості “електричної” теплоти з урахуванням ККД джерела, від якого електрична енергія одержана – КЕС, ТЕЦ, ГТУ, ГТЕЦ, тощо.

Зрозуміло, що “виробнича” вартість електричної енергії на цих джерелах електропостачання буде значно вища за ринкову, оскільки на її ринкову вартість

суттєво впливає 50 % отриманої енергоринком дешевої електричної енергії від АЕС.

Для швидкого визначення під час реалізації початкових етапів робіт з енергозбереження, співвідношення “виробничої” вартості теплової енергії, одержаної з палива – $C_{\text{Гкал}}^{\text{Пал}}$, грн/Гкал, і з “виробничої” електричної енергії – $C_{\text{Гкал}}^{\text{Е}}$, грн/Гкал, можна використовувати формулу:

$$C_{\text{Гкал}}^{\text{Е}}/C_{\text{Гкал}}^{\text{Пал}} = [1160 \cdot (b_e / K_{\text{у.п}}) \cdot C_{\text{Пал}}^{\text{Е}} \cdot 10^{-6}] / [b_T \cdot K_{\text{у.п}}] \cdot C_{\text{Пал}}^{\text{Т}} \cdot 10^{-3} \quad (7.11)$$

де:

1160 – енергетичний еквівалент, кВт.год/Гкал;

b_e – питома витрата умовного палива на відпущену від джерела електричної енергії електричну енергію, г у.п/кВт.год;

b_T – питома витрата умовного палива на відпущену від джерела теплової енергії теплову енергію, кг у.п/Гкал;

$C_{\text{Пал}}^{\text{Е}}$ – вартість палива, що використовується для одержання електричної енергії, грн/т (грн/тис.м³);

$C_{\text{Пал}}^{\text{Т/Е}}$ – вартість палива, що використовується для одержання теплової енергії, грн/т (грн/тис.м³).

Наприклад, співвідношення вартості теплової енергії, одержаної від КЕС ($b_e = 430$ г у.п/кВт.год) та від парової котельні ($b_T = 178$ кг у.п/Гкал) буде становити, за умови використання у обох джерел ідентичного палива – вугілля ($K_{\text{у.п}} = 0,7$) за ціною 900 грн/т становитиме – **2,8**, див. розрахунок за ф-лою (3.16):

$$C_{\text{Гкал}}^{\text{Е/Е}}/C_{\text{Гкал}}^{\text{Пал}} = 1160 (430/0,7) 900 \cdot 10^{-6} / (178/0,7) 900 \cdot 10^{-3} = 641,0/228,0 = 2,8$$

Тобто, з державного погляду, використовувати системи одержання теплоти з електричної енергії, виробленої в КЕС, що спалюють навіть дешеве органічне паливо – економічно не вигідно.

А от використовувати системи одержання теплоти з електричної енергії, виробленої в ТЕЦ, що спалюють дешеве органічне паливо, за умови позитивного висновку від техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) може бути економічно вигідним.