

ЗАТВЕРДЖЕНО
наказ Міністерства розвитку
громад, територій та
інфраструктури України
_____ 2023 року № _____

МЕТОДИКА **визначення ефективності процесу когенерації**

I. Загальні положення

1. Ця Методика визначає особливості проведення розрахунку ефективності процесу когенерації, визначення обсягів теплової та електричної енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва, економії первинної енергії, отриманої в процесі когенерації, порівняно з відокремленим виробництвом теплової та електричної енергії.

Методика встановлює гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого виробництва теплової та електричної енергії.

2. Методику розроблено для забезпечення визначення ефективності процесу когенерації з метою визначення її належності до вискоєфективної когенерації відповідно до положень:

Директиви Європейського Парламенту і Ради 2012/27/ЄС від 25.10.2012 про енергоефективність, внесення змін до директив 2009/125/ЄС і 2010/30/ЄС та про скасування директив 2004/8/ЄС і 2006/32/ЄС;

Рішення Комісії 2008/952/ЄС від 19.11.2008 про встановлення детальних настанов для імплементації та застосування додатка II до Директиви Європейського Парламенту і Ради 2004/8/ЄС;

Делегованого Регламенту Комісії (ЄС) 2015/2402 від 12.10.2015 про перегляд узгоджених референтних значень ефективності для роздільного виробництва електроенергії та тепла в рамках Директиви Європейського Парламенту і Ради 2012/27/ЄС та скасування Імплементаційного Рішення Комісії 2011/877/ЄС.

3 Ця Методика застосовується суб'єктом господарювання, що здійснює виробництво електричної та теплової енергії на когенераційній установці для розрахунку економії первинної енергії когенераційною установкою з метою визначення її належності до вискоєфективної когенерації.

Ця методика застосовується до обладнання та технологій, що використовуються для комбінованого виробництва тепла та електроенергії, зокрема таких типів:

- 1) газотурбінна установка комбінованого циклу з регенерацією теплоти з регульованим відбором пари;
- 2) парова теплофікаційна турбіна з регульованим відбором пари;
- 3) газотурбінна установка комбінованого циклу з регенерацією теплоти (без конденсаційної витяжної турбіни) без регульованого відбору пари;

- 4) парова турбіна з протитиском;
- 5) газова турбіна з регенерацією теплоти;
- 6) двигун внутрішнього згоряння
- 7) мікротурбіна;
- 8) двигун Стірлінга;
- 9) паливний елемент (комірка);
- 10) паровий двигун;
- 11) органічний цикл Ренкіна;

12) інші типи технологій або їх комбінації, що забезпечують можливість комбінованого виробництва електричної та теплової енергії.

4. Величини, що використовуються для розрахунку обсягів електроенергії, отриманої в процесі когенерації, ефективності когенерації та економії первинної енергії, визначаються на основі фактичної роботи установки в умовах експлуатації. Для когенераційних установок, які експлуатуються перший рік, можуть бути використані проектні дані.

5. У цій Методиці терміни вживаються в таких значеннях:

визначений період – встановлений період експлуатації, для якого визначається економія первинної енергії за фактичними показниками експлуатації установки, та може складати місяць, квартал, півріччя або рік.

відношення потужності до теплоти – характеристика когенераційної установки, що являє собою відношення між електричною та/або механічною енергією, отриманою в процесі когенерації, та корисною тепловою енергією;

економічно виправданий попит – попит, що не перевищує потреби у тепловій енергії, який в іншому разі був би задоволений на ринкових умовах іншими процесами енерговиробництва, ніж когенерація;

електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації – сума обсягів електричної та механічної енергії, що вироблені в процесі, пов'язаному з виробництвом корисної теплової енергії.

загальна ефективність когенерації – відношення суми річних обсягів виробництва електричної та/або механічної енергії та виходу корисної теплової енергії до витрати основного палива, використаного в процесі когенерації;

корисна тепла енергія – тепла енергія (у вигляді пари, гарячої води, відхідних газів), що виробляється у процесі когенерації для задоволення економічно обґрунтованого попиту в тепловій енергії;

установлена електрична потужність – номінальна активна потужність, що визначається як сума номінальних активних потужностей електрогенеруючого обладнання у визначених межах когенерації;

6. Терміни «когенерація», «когенераційна установка», «високоефективна когенераційна установка», «високоефективна когенерація», «мала когенераційна установка», «мікрокогенераційна установка» вживаються у цій Методиці у значеннях, наведених у Законі України "Про енергетичну ефективність".

II. Комбіновані і не комбіновані процеси виробництва енергії когенераційними установками

1. Процес когенерації характеризується одночасним виробництвом теплової енергії та виконання роботи (виробництво електричної та/або механічної енергії) з одного і того ж первинного джерела енергії. Виробництво механічної енергії еквівалентно електричній енергії.

Продуктом, виробленим в процесі когенерації, є кількість корисної теплової енергії та електричної і /або механічної енергії, вироблених в процесі когенерації з первинної енергії (вхідної енергії).

Первинна енергія характеризується формою енергії в природі, яка не зазнавала будь-якого процесу штучного перетворення та визначається вхідною енергією, що міститься в паливі та інших формах енергії, що надходять до системи когенерації.

2. Когенераційні установки повинні виробляти електричну/механічну енергію та корисну теплову енергію при перетворенні первинної енергії, забезпечуючи високу загальну енергоефективність. Залежно від режимів роботи цих установок не весь обсяг електричної/механічної енергії та корисної теплової енергії виробляються комбінованим способом.

Виробництво енергії, де установки обладнані для окремого виробництва електричної/механічної енергії або теплової енергії, не може бути визнано як когенерація.

3. Когенераційна установка, що працює з максимально технічно можливою рекуперацією тепла від самої когенераційної установки, вважається працюючою в режимі повної когенерації. Тепло має вироблятись на рівні тиску і температури на об'єкті, необхідних для конкретної потреби в корисній тепловій енергії. У випадку режиму повної когенерації вся електрична/механічна енергія вважається електричною/механічною енергією, виробленою в результаті комбінованого виробництва теплової та електроенергії (когенерації) (додаток 1).

4. У випадках, коли установка не працює в режимі повної когенерації, необхідно ідентифікувати електричну/механічну енергію та теплову енергію, що не виробляються в режимі когенерації, та відрізнити їх від виробництва в режимі когенерації. При цьому когенераційну установку необхідно розділити на дві віртуальні частини: когенераційна частина і некогенераційна частина.

Вхід та вихід енергії котлів, що працюють лише для виробництва теплової енергії (підживлювальні, резервні котли), які в багатьох випадках є частиною місцевого технічного обладнання, повинні бути виключені з когенерації (див. додаток 1).

5. До корисної теплової енергії відноситься:

теплова енергія, яка використовується для технологічних процесів або опалення приміщень;

теплова енергія, що подається до мереж централізованого опалення (опалення будівель або гарячої води);

відпрацьовані гази в процесі когенерації, які використовуються для безпосереднього нагрівання або сушіння;

теплова енергія, що використовується для власних потреб (для задоволення економічно обґрунтованого попиту в тепловій енергії), яка в іншому випадку постачалася б іншими процесами енерговиробництва, ніж когенерація.

6. До обсягу корисної теплової енергії, виробленої в процесі когенерації не включається теплова енергія, яка виробляється когенераційною установкою поза процесом когенерації.

До корисної теплової енергії не відноситься:

теплова енергія, що відводиться в навколишнє середовище без будь-якого корисного використання;

теплова енергія, що втрачається димоходами або вихлопними газами;

теплова енергія, що відводиться конденсаторами або радіаторами скидання тепла;

теплова енергія для власного споживання когенераційної установки, що використовується для подальшого перетворення в електричну енергію.

теплова енергія, яка використовується для деаерації, нагріву конденсату, підживлювальної води і нагрівання живильної води котлів, що використовується для роботи котлів в межах когенераційної установки, таких як котли-утилізатори;

теплова енергія, що подається безпосередньо від котелень або когенераційних установок без виробництва електроенергії.

При виробництві та відпуску теплової енергії у вигляді пари, вміст тепла у конденсаті, що повертається в когенераційну установку (наприклад, після використання для централізованого тепlopостачання або в промисловому процесі), не вважається корисним теплом і не вираховується з теплового потоку.

Вироблена теплова енергія, яка використовується для виробництва електричної/механічної енергії іншою установкою, не відноситься до корисної теплової енергії, але розглядається як частина внутрішнього теплообміну в когенераційній установці. У цьому випадку електрична/механічна енергія, вироблена за рахунок теплової енергії з іншої установки, включається до загальної виробленої електричної/механічної енергії (див. додаток 2).

Некомбіноване (роздільне) виробництво корисної теплової енергії відбувається у випадках:

окремого виробництва лише корисної теплової енергії від парових та водогрійних котлів;

видалення пари з енергетичних котлів перед переробкою в паровій турбіні для когенерації;

спалювання додаткового палива перед котлами - утилізаторами для додаткового виробництва пари без подальшого використання цієї пари в парових турбінах для когенерації.

7. Загальна електрична/механічна енергія за звітний період визначається як сума валової електричної енергії та валової механічної енергії, включаючи

енергію, вироблену під час перехідних процесів, та включаючи всі допоміжні засоби, які сприяють виробництву/підготовці палива, призначеного для виробництва енергії когенераційною установкою.

Обсяг електричної/механічної енергії від комбінованого виробництва (когенераційної частини) не включає обсяг електричної/механічної енергії, що виробляється без виробництва корисної теплової енергії.

Електрична/механічна енергія, що відноситься до некомбінованого процесу (некогенераційної частини), означає електричну/механічну енергію, вироблену когенераційною установкою, без виробництва теплової енергії або теплової енергії, що не відноситься до корисної теплової енергії.

Некомбіноване виробництво електричної/механічної енергії може відбуватись:

в процесах з недостатньою корисною потребою в тепловій енергії або без виробництва корисної теплової енергії (наприклад, газові турбіни, двигуни внутрішнього згоряння і паливні елементи з недостатнім або нульовим використанням теплової енергії);

в процесах з тепловідводом (наприклад, в конденсаційній частині парових електростанцій і парогазових електростанцій з екстракційно-конденсаційними паровими турбінами).

8. До когенераційної механічної енергії відноситься механічна енергія, що є альтернативою електричному двигуну та використовується для приводу обладнання, а також допоміжного обладнання для функціональної роботи когенераційної установки.

Приклади обладнання, що використовують когенераційну (корисну) механічну енергію вироблену когенерацією:

насоси живильної води котла з приводом від парової турбіни;

компресори технологічного повітря;

охолоджувальні насоси;

насоси для відведення конденсату.

Механічна енергія, вироблена когенераційною установкою, використовується вищевказаними типами обладнання вважається енергією когенераційною (корисною), оскільки при альтернативі використання електричної енергії електродвигунами, електроенергія була б включена у виробництво валової електроенергії, виміряної лічильником.

До некогенераційної механічної енергії відноситься механічна енергія, використовувана обладнанням, безпосередньо пов'язаними з роботою первинного двигуна когенераційної установки (приклад: газотурбінний компресор). Таке обладнання не можна кваліфікувати як допоміжні служби, а як невід'ємну частину первинного двигуна, що входить до складу когенераційної установки. Отже, використовувана ними механічна енергія не може вважатися корисною енергією.

9. Вхідне паливо означає загальну (когенераційну і некогенераційну) паливну енергію на основі нижчої теплотворної здатності, необхідної для виробництва (когенераційної і некогенераційної) електричної/механічної та теплової енергії, вироблених в процесі когенерації протягом звітного періоду.

Витратами палива є будь-яка горюча речовина, пара та інша теплова енергія, а також технологічне відпрацьоване тепло, яке використовується в когенераційній установці для виробництва електричної/механічної енергії. Повернутий конденсат, вироблений в процесі когенерації (у разі випуску пари) не вважається вхідним паливом.

Якщо частина енергії, введеної в межі когенераційної установки, утилізується в формі хімічного продукту і використовується поза когенераційної установки, то обсяг енергії в цьому продукті повинен бути вираховано із загальної введеної енергії. Типовим є випадок установки для газифікації вугілля, де синтез-газ, що утворюється в процесі газифікації, містить відсоток водню, який може бути вилучений з синтез-газу і використаний поза когенераційною установкою. В цьому випадку енергоемність водню повинна бути вирахована з теплової енергії, що надходить в когенераційну установку.

Когенераційна енергія палива означає енергію палива, засновану на нижчій теплотворній здатності, що використовується у процесі когенерації для виробництва когенераційної електричної та корисної теплової енергії (див. додаток 1).

Некогенераційна енергія палива, означає енергію палива, засновану на нижчій теплотворній здатності, що використовується в когенераційній установці для виробництва некогенераційної електричної енергії та теплової енергії, яке не вважається корисною тепловою енергією (див. додаток 1).

III. Визначення меж системи когенерації

1. Межею системи однієї когенераційної установки вважається певна область, утворена введенням загального палива (іншого джерела енергії) і виходом енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва, електроенергії (виміряної на клеммах генератора) і теплової енергії (корисна теплова енергія від комбінованого виробництва).

Межі системи когенерації повинні бути прокладені навколо самого процесу когенерації. Лічильники для визначення вхідних та вихідних показників повинні бути розміщені в цих межах.

2. Когенераційна установка постачає енергоносії в зону споживання. Зона споживання використовує енергію, вироблену когенераційною установкою і не належить до когенераційної установки (див. додаток 3). Зоною споживання може бути промисловий процес, індивідуальний споживач теплової та електричної енергії, система централізованого тепlopостачання та/або електрична мережа.

Виробництво електроенергії когенераційною установкою вимірюється на клеммах генератора, і будь-яке внутрішнє споживання електроенергії для роботи когенераційної установки не повинно відніматись. Вихідна потужність не повинна зменшуватися за рахунок внутрішньої споживаної електричної потужності.

3. Інше обладнання для виробництва тепла або електроенергії, таке як котли, що виробляють лише теплову енергію, та енергоблоки, що виробляють лише електроенергію, які не вносять вклад в процес когенерації, не повинні включатись до меж когенераційної установки (див. додаток 4)

4. Якщо технології комбінованого виробництва тепла та електроенергії з'єднані послідовно таким чином, що теплова енергія у формі пари або газу з однієї технології надходить до іншої технології, то такі взаємопов'язані технології завжди вважаються частиною однієї когенераційної установки.

5. Вторинні парові турбіни повинні бути включені до меж когенераційної установки (див. додаток 2). Електрична енергія, вироблена з вторинної парової турбіни, складає частину енергії, вироблену когенераційною установкою. Теплова енергія, необхідна для виробництва цієї додаткової електричної енергії з вторинної парової турбіни, повинна бути виключена з корисної теплової енергії, виробленої когенераційною установкою в цілому.

Теплова енергія, що відпущена з одної турбіни і яка використовується для виробництва електроенергії на іншій турбіні, не кваліфікується як корисне тепло, але розглядається як частина внутрішнього теплообміну в когенераційній установці. У цьому випадку електроенергія, вироблена за рахунок теплової енергії з першої турбіни, включається до загальної виробленої електроенергії (див. додаток 2).

6. Якщо первинні двигуни (тобто двигун або турбіна) підключені послідовно (де тепло від одного первинного двигуна перетворюється на пару для подачі до другого двигуна), первинні двигуни не можна розглядати окремо, (див. додаток 5).

Коли перший двигун не виробляє електроенергію, межа когенераційної установки проходить навколо другого двигуна. Витрата палива для цього другого двигуна є теплова енергія, вироблена першим двигуном.

Якщо декілька когенераційних установок використовують одне джерело енергії, то загальна витрата палива має розподілятися між окремими когенераційними установками пропорційно енергії, споживаною кожною когенераційною установкою.

IV. Розрахунок параметрів когенерації

1. Параметри генерації електричної/механічної енергії

Якщо когенераційна установка виробляє механічну енергію, то річний загальний обсяг електроенергії від когенерації збільшується на додатковий обсяг, що відповідає кількості електроенергії, еквівалентній кількості механічної енергії.

Загальна електрична/механічна енергія ($E_{\text{заг.}}$) – сума загального обсягу виробленої електричної та загального обсягу механічної енергії протягом визначеного періоду, визначається як сума електричної та механічної енергії, отриманої в процесі когенерації, та сума електричної та механічної енергії, отриманої поза процесом когенерації.

Електрична/механічна енергія, отримана поза процесом когенерації ($E_{\text{неког}}$) – сума обсягів електричної та механічної енергії, вироблені в періоди, коли виробництво корисної теплової енергії не здійснювалося або вироблена тепла енергія не є корисною.

Електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації ($E_{\text{ког}}$) – сума обсягів електричної та механічної енергії, вироблені в процесі, пов'язаному з виробництвом корисної теплової енергії.

Параметри для розрахунку обсягу електричної/механічної енергії, виробленої у процесі когенерації, визначаються на основі фактичної роботи установки в умовах експлуатації. Для когенераційних установок, які експлуатуються перший рік, можна використовувати проектні дані.

Для мікрокогенераційних установок розрахунок обсягу електричної/механічної енергії, виробленої у процесі когенерації, може базуватися на паспортних даних.

Розрахунок електричної/механічної енергії, отриманої в процесі когенерації, повинен базуватися на фактичному відношенні потужності до тепла (відношення C), особливості розрахунку якого приведено в пункті 6 цього розділу.

Загальна електрична/механічна енергія визначається за формулами:

$$E_{\text{заг}} = E_{\text{ког}} + E_{\text{неког}} \quad (1)$$

$$E_{\text{ког}} = E_{\text{ког}}^e + E_{\text{ког}}^m \quad (2)$$

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{неког}}^e + E_{\text{неког}}^m, \quad (3)$$

де:

$E_{\text{заг}}$ – загальна електрична/механічна енергія, ГВт×год;

$E_{\text{ког}}$ – електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації, що визначається, як сума електричної ($E_{\text{ког}}^e$) та механічної енергії ($E_{\text{ког}}^m$), отримані в процесі когенерації, ГВт×год;

$E_{\text{неког}}$ – електрична/механічна енергія, отримана поза процесом когенерації, що визначається, як сума електричної ($E_{\text{неког}}^e$) та механічної енергії ($E_{\text{неког}}^m$), отримані поза процесом когенерації, ГВт×год.

Якщо загальна ефективність установки ($\eta_{\text{заг}}$) за визначений період відповідає або перевищує значення порогової ефективності (η_0), яке приймається залежно від типу основного технологічного обладнання (викладено в пункті 4 цього розділу), обсяг електричної/механічної енергії, вироблений в процесі когенерації ($E_{\text{ког}}$), вважається рівним загальному обсягу виробництва електричної/механічної енергії ($E_{\text{заг}}$) протягом визначеного періоду, виміряному на затискачах основних генераторів.

Якщо загальна ефективність ($\eta_{\text{заг}}$) протягом визначеного періоду менша встановлених вище значень загальної порогової ефективності (η_0) в розрізі типів технологічного обладнання, обсяг електричної/механічної енергії, виробленої в процесі когенерації ($E_{\text{ког}}$) розраховується згідно з формулою:

$$E_{\text{ког}} = H_{\text{ког}} * C, \quad (4)$$

де:

$E_{\text{ког}}$ – електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації, ГВт×год;

$H_{\text{ког}}$ – корисна теплова енергія, ГВт×год;

C – відношення потужності до теплоти, відн. од.

Для когенераційних установок, які експлуатуються перший рік, допускається використання співвідношення між електричною/механічною та тепловою енергією за проектними даними ($C_{\text{проект повн.ког.}}$) в режимі повної когенерації.

Якщо розрахункове значення кількості електричної/механічної енергії, виробленої в процесі когенерації $E_{\text{ког.}}$, перевищує виміряне значення загальної кількості виробленої електричної/механічної енергії когенераційною установкою на клеммах генератора ($E_{\text{заг}}$), то приймається виміряне значення загальної кількості електричної/механічної енергії, виробленої когенераційною установкою на клеммах генератора.

Якщо виконується умова $\eta_{\text{заг}} \geq \eta_0$, то приймається, що $E_{\text{заг}} = E_{\text{ког}}$, відповідно $F_{\text{осн}} = F_{\text{ког}}$. Інакше, якщо умова $\eta_{\text{заг}} < \eta_0$ не виконується, то значення розраховується за формулою $E_{\text{ког}} = H_{\text{ког}} * C$. Значення віртуальної некогенераційної складової електричної/механічної енергії ($E_{\text{неког}}$) виводиться з формули (1) та визначається як $E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}}$.

Порядок та особливості розрахунку загальної ефективності ($\eta_{\text{заг}}$) викладено в пункті 4 цього розділу.

2. Параметри теплової генерації

Загальна теплова енергія ($H_{\text{заг.}}$) – обсяг теплової енергії, що включає обсяги корисної теплової енергії та додаткової теплової енергії, вироблений протягом визначеного періоду когенарційною установкою.

Корисна теплова енергія ($H_{\text{ког}}$) – обсяг теплової енергії, вироблений протягом визначеного періоду в процесі когенерації та призначений для задоволення економічно виправданого попиту.

Корисна теплова енергія, яка виробляється когенераційною установкою, за способом використання поділяється на:

пар;

гаряча вода;

вихлопні гази.

Додаткова теплова енергія ($H_{\text{дод}}$) – обсяг теплової енергії, вироблений протягом визначеного періоду поза визначеними межами когенерації та призначений для задоволення економічно виправданого попиту в періоди, коли такий попит не може бути задоволений когенерацією або є економічно невиправданим.

Згідно із визначенням, загальна теплова енергія визначається за такою формулою:

$$H_{\text{заг}} = H_{\text{ког}} + H_{\text{дод}}, \quad (5)$$

де:

$H_{\text{заг}}$ – загальна теплова енергія, ГВт×год;

$H_{\text{ког}}$ – корисна теплова енергія, ГВт×год;

$H_{\text{дод}}$ – додаткова теплова енергія, ГВт×год.

Обсяги додаткової теплової енергії ($H_{\text{дод}}$) визначаються на основі проектних даних або фактичної роботи системи в нормальних умовах експлуатації, або розраховуються як добуток обсягу додаткового палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива) на контрольне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії залежно від виду палива, що використовується.

Обсяг додаткової теплової енергії ($H_{\text{дод}}$) може бути визначений за фактичними показниками лічильників або паспортними даними.

У разі неможливості визначення обсягу додаткової теплової енергії ($H_{\text{дод}}$) за фактичними показниками лічильників або паспортними даними необхідно використати наступну формулу.

$$H_{\text{дод}} = F_{\text{дод}} * \eta_{\text{Ref-H}}, \quad (6)$$

де:

$H_{\text{дод}}$ – додаткова теплова енергія, ГВт×год;

$F_{\text{дод}}$ – додаткове паливо, ГВт×год;

$\eta_{\text{Ref-H}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, визначається згідно з додатком 6 до цієї Методики.

3. Обсяги та витрати палива когенераційною установкою

Енергетичний еквівалент палива – обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), визначається як добуток витрат палива в натуральних одиницях виміру на нижчу теплоту згорання (на робочий стан).

Додаткове паливо ($F_{\text{дод}}$) – обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що використовувався поза визначеними межами когенерації для задоволення економічно виправданого попиту в періоди, коли такий попит не міг бути задоволений когенерацією або є економічно невиправданим.

Загальне паливо ($F_{\text{заг}}$) – загальний обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що включає обсяг основного та додаткового палива протягом визначеного періоду.

Корисне паливо ($F_{\text{ког}}$) – обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що забезпечує виробництво в процесі когенерації електричної/механічної та корисної теплової енергії протягом визначеного періоду.

Паливо, що використовується поза процесом когенерації ($F_{\text{неког}}$) – обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що забезпечує

виробництво електричної/механічної енергії в періоди, коли виробництво корисної теплової енергії не здійснювалося або вироблена тепла енергія не є корисною.

Основне паливо ($F_{\text{осн}}$) – обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що забезпечує роботоздатність когенераційної установки протягом визначеного періоду.

Загальне паливо визначається за формулою:

$$F_{\text{заг}} = F_{\text{осн}} + F_{\text{дод}}, \quad (7)$$

де:

$F_{\text{заг}}$ – загальне паливо, ГВт×год;

$F_{\text{осн}}$ – основне паливо, ГВт×год;

$F_{\text{дод}}$ – додаткове паливо, ГВт×год;

Основне паливо визначається за формулою:

$$F_{\text{осн}} = F_{\text{ког}} + F_{\text{неког}}, \quad (8)$$

де:

$F_{\text{осн}}$ – основне паливо, ГВт×год;

$F_{\text{ког}}$ – корисне паливо, ГВт×год;

$F_{\text{неког}}$ – паливо, що використовується поза процесом когенерації, ГВт×год.

Якщо виконується умова $\eta_{\text{заг}} \geq \eta_0$ та прийнято, що $F_{\text{осн}} = F_{\text{ког}}$, то проводити розрахунок віртуальної складової (визначення когенераційної та некогенераційної частини) когенерації не вимагається, $F_{\text{неког}} = 0$.

Інакше, якщо умова $\eta_{\text{заг}} < \eta_0$ не виконується, розраховується значення $F_{\text{ког}}$ з урахуванням віртуальної складової когенерації, залежно від типу основного технологічного обладнання. Значення віртуальної некогенераційної складової палива ($F_{\text{неког}}$) виводиться з формули (8) та визначається як $F_{\text{неког}} = F_{\text{осн}} - F_{\text{ког}}$.

Для технологій когенерації з регульованим відбором пари (для установок з гнучким регулюванням відношення потужності до тепла - відношення С), зокрема, для типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1, обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива) для виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації та корисної теплової енергії визначається за формулою:

$$F_{\text{ког}} = F_{\text{осн}} - \frac{E_{\text{неког}}}{\eta_{\text{неког.ел}}/100}, \quad (9)$$

де:

$F_{\text{ког}}$ – корисне паливо, ГВт×год;

$F_{\text{осн}}$ – основне паливо, ГВт×год;

$E_{\text{неког}}$ – електрична/механічна енергія, отримана поза процесом когенерації, ГВт×год.

$\eta_{\text{неког.ел}}$ – ефективність виробництва електричної/механічної енергії когенераційною установкою з регульованим відбором пари, що стимулює

ефективність роботи в режимі повної конденсації (визначається за формулою 14 в пункті 4 цього розділу), відн. од.

Для технологій когенерації без регульованого відбору пари, зокрема, для типів основного технологічного обладнання, визначених в підпунктах 3-12 пункту 3 розділу 1, корисне паливо визначається за такою формулою:

$$F_{\text{ког}} = F_{\text{осн}} - \frac{E_{\text{неког}}}{\eta_{\text{заг.ел}}/100} \quad (10)$$

де:

$F_{\text{ког.}}$ – корисна витрата палива, ГВт×год;

$F_{\text{осн.}}$ – основне паливо, ГВт×год;

$E_{\text{неког.}}$ – електрична/механічна енергія, отримана поза процесом когенерації, ГВт×год;

$\eta_{\text{заг.ел.}}$ – загальна ефективність виробництва електричної/механічної енергії, визначається за формулою 15, відн. од.

Якщо використовуються котли подвійного призначення, обсяг основного палива ($F_{\text{осн}}$) визначається відповідно до принципів, викладених у пункті 7 цього розділу.

4. Параметри ефективності

Розрахунок загальної ефективності повинен базуватися на фактичних експлуатаційних даних, взятих з реальних вимірюваних значень конкретної когенераційної установки, зібраних протягом визначеного періоду.

Для мікрокогенераційних установок розрахунок загальної ефективності, може базуватися на паспортних даних виробника когенераційної установки, якщо економія первинної енергії (PES) (формула 28 розділу V) складає більше за нуль.

Загальна ефективність когенерації ($\eta_{\text{заг}}$) – відношення суми річних обсягів виробництва електричної та/або механічної енергії та виходу корисної теплової енергії до витрати основного палива протягом визначеного періоду;

Якщо частина обсягу палива, що забезпечує виробництво енергії в процесі когенерації, відновлюється хімікатами та утилізується, то цю частину можна відняти від витрати палива, перш ніж розраховувати загальну ефективність когенерації.

Ефективність виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації ($\eta_{\text{ког.ел.}}$) – відношення обсягу виробленої електроенергії та/або механічної енергії в процесі когенерації до корисної витрати палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива) протягом визначеного періоду.

Ефективність виробництва корисної теплової енергії ($\eta_{\text{ког.тепл.}}$) – відношення корисної теплової енергії до корисної витрати палива протягом визначеного періоду.

Залежно від типу основного технологічного обладнання приймаються такі значення загальної порогової ефективності (η_0):

для технологій когенерації з регульованим відбором пари (для установок з гнучким регулюванням відношення потужності до тепла - відношення C), зокрема, для таких типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1, значення загальної порогової ефективності приймається $\eta_0 = 80 \%$.

для технологій когенерації без регульованого відбору пари, зокрема, для типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 3-12 пункту 3 розділу 1, значення загальної порогової ефективності приймається $\eta_0 = 75 \%$.

Якщо при комбінованому виробництві теплової та електричної/механічної енергії використовуються комбіновані когенераційні технології (наприклад, послідовне, паралельне або каскадне з'єднання різних когенераційних технологій (технологій без регульованого відбору пари в поєднанні з технологією регульованого відбору пари) необхідно застосовувати наступні значення загальної порогової ефективності η_0 :

при поєднанні технологій, таким чином, що з однієї технології (наприклад – без регульованого відбору пари) виробляється електроенергія, але весь обсяг теплової енергії у формі пари або газу, без постачання її споживачу, надходить до іншої технології (наприклад – з регульованим відбором пари), яка виробляє і електричну/механічну і корисну теплову енергію для споживача, то таке поєднання когенераційних технологій слід розглядати, як одну комбіновану когенераційну установку. Для такої комбінованої когенераційної установки необхідно застосовувати значення загальної порогової ефективності на рівні $\eta_0 = 80 \%$;

при поєднанні технологій, таким чином, що з однієї технології (наприклад – без регульованого відбору пари) виробляється електроенергія і частина теплової енергії у формі пари або газу відпускається споживачу, а інша частина теплової енергії у формі пари або газу надходить до іншої технології (наприклад – з регульованим відбором пари), яка виробляє електричну/механічну і теплову енергію для споживача, то таке поєднання когенераційних технологій вважається частиною однієї комбінованої когенераційної установки. Проте при визначенні загальної ефективності зазначеної комбінованої когенераційної установки необхідно розглядати різні когенераційні технології окремо (секціями) з визначенням входу енергії та виходу електроенергії/механічної енергії та корисної теплової енергії, виробленою кожною технологією (секцією) окремо. Значення загальної порогової ефективності слід застосовувати для кожної технології (секції) відповідне (для секції з технологією без регульованого відбору пари $\eta_0 = 75 \%$, для секції з технологією з регульованим відбором пари $\eta_0 = 80\%$).

Загальна ефективність когенерації ($\eta_{\text{заг}}$) визначається за такою формулою:

$$\eta_{\text{заг}} = \frac{E_{\text{заг}} + H_{\text{ког}}}{F_{\text{осн}}}, \quad (11)$$

де

$\eta_{\text{заг}}$ – загальна ефективність когенераційної установки, відн. од.;

$E_{\text{заг}}$ – загальна електрична/механічна енергія, ГВт×год;

$H_{\text{ког}}$ – корисна теплова енергія, ГВт×год;

$F_{\text{осн}}$ – основне паливо, ГВт×год.

Ефективність виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації ($\eta_{\text{ког.ел.}}$) визначається за такою формулою:

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}}, \quad (12)$$

де:

$\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації, відн. од.;

$E_{\text{ког.}}$ – електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації, ГВт×год;

$F_{\text{ког.}}$ – корисна витрата палива, ГВт×год;

Ефективність виробництва корисної теплової енергії ($\eta_{\text{ког.тепл.}}$) визначається за такою формулою:

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}}, \quad (13)$$

де:

$\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність виробництва корисної теплової енергії, відн. од.;

$H_{\text{ког}}$ – корисна теплова енергія, ГВт×год;

$F_{\text{ког}}$ – корисна витрата палива, ГВт×год;

Якщо виконується умова $\eta_{\text{заг}} \geq \eta_0$ та приймається, що $E_{\text{заг}} = E_{\text{ког}}$, то розрахунок віртуальної складової когенерації не проводиться, $E_{\text{неког}} = 0$.

Подальший розрахунок зводиться до розрахунку ефективності виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації ($\eta_{\text{ког.ел.}}$) та ефективності виробництва корисної теплової енергії ($\eta_{\text{ког.тепл.}}$) та розраховується значення первинної економії енергії PES (формула 28 розділ V) відповідно до визначених принципів.

Інакше, якщо $\eta_{\text{заг}} < \eta_0$, проводиться розрахунок віртуальної (когенераційної та некогенераційної) складових установки. Залежно від типу основного технологічного обладнання розраховується $\eta_{\text{заг.ел.}}$ або $\eta_{\text{неког.ел.}}$.

Для технологій когенерації з регульованим відбором пари (для установок з гнучким регулюванням відношення потужності до тепла - відношення C), зокрема, для таких типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1, та працюють в режимі повної конденсації, коефіцієнт втрат потужності $\beta = 0$, в такому випадку $\eta_{\text{неког.ел.}} = \eta_{\text{заг.ел.}}$.

Загальна ефективність виробництва електричної/механічної енергії залежно від типу основного обладнання розраховується:

для технологій когенерації з регульованим відбором пари (для установок з гнучким регулюванням відношення потужності до тепла – відношення C), зокрема, для типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1, ефективність виробництва електричної/механічної енергії когенераційною установкою з регульованим

відбором пари, що симулює ефективність роботи в конденсаційному режимі роботи, визначається за такою формулою:

$$\eta_{\text{неког.ел}} = \frac{E_{\text{заг}} + \beta * H_{\text{ког}}}{F_{\text{осн}}}, \quad (14)$$

де:

$\eta_{\text{неког.ел.}}$ – ефективність виробництва електричної/механічної енергії когенераційною установкою з регульованим відбором пари, що симулює ефективність роботи в конденсаційному режимі, %;

$E_{\text{заг.}}$ – загальна електрична/механічна енергія, ГВт×год;

$\beta * H_{\text{ког}}$ – параметр, що характеризує додатковий обсяг електричної/механічної енергії, який можна було б отримати, якщо виробництво теплової енергії не здійснювалося;

для технологій когенерації без регульованого відбору пари, зокрема, для типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 3-12 пункту 3 розділу 1, визначається за такою формулою:

$$\eta_{\text{заг.ел}} = \frac{E_{\text{заг}}}{F_{\text{осн}}}, \quad (15)$$

де:

$\eta_{\text{заг.ел}}$ – загальна ефективність виробництва електрично/механічної енергії когенераційною установкою без регульованого відбору пари, відн. од.;

$E_{\text{заг}}$ – загальна електрична/механічна енергія, ГВт×год;

$F_{\text{осн}}$ – основне паливо, ГВт×год.

5. Розрахунок коефіцієнту втрат потужності

Якщо когенераційна установка має систему конденсації пари, таку як конденсаційна турбіна з витяжкою або без неї, і основною метою якої є регулювання системи завдяки можливості поглинати надлишкову пару, то слід враховувати, що зміна виробництва теплової енергії у вигляді пари супроводжуються відповідними пропорційними змінами виробництва електричної/механічної енергії. Зв'язок, що виражає цей факт, називається фактором втрат потужності (недовиробництво) β .

Відбір пари з турбіни викликає втрату електричної/механічної енергії, що виробляється турбіною, як споживаної енергії тієї ж пари. Якби пара не була відібрана, вона була б перетворена в електричну/механічну енергію.

Коефіцієнт β являє собою одиницю електричної/механічної енергії, яка була б вироблена з відібраної пари, якби та сама пара була спрямована на конденсацію; іншими словами, коефіцієнт β вказує, скільки кВт*год електричної/механічної енергії було втрачено на кожну одиницю відібраної пари.

Коефіцієнт втрат потужності (β) застосовується лише для установок з регульованим відбором пари (гнучким регулюванням відношення потужності до тепла – відношення C), зокрема, для таких типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1.

Коефіцієнт втрат потужності (β) характеризується відношенням зменшення виробництва електричної/механічної енергії за рахунок відповідного відведення пари до зростання виробництва теплової енергії протягом визначеного періоду:

$$\beta_i = \frac{\Delta E_i}{\Delta H_i}, \quad (16)$$

де:

ΔE – різниця обсягів виробництва електричної/механічної енергії в режимах роботи без відбору пари з турбіни (режим повної конденсації) та з максимальним відбором пари з турбіни (режим повної когенерації) відповідно;

ΔH – різниця обсягів виробництва теплової енергії в режимах роботи без відбору пари з турбіни (режим повної конденсації, $H=0$) та з максимальним відбором пари з турбіни (режим повної когенерації) відповідно.

Коефіцієнт втрат потужності (β) визначається наступним чином:

$$\beta = \beta_0 \cdot \eta_T, \quad (17)$$

де:

η_T – термодинамічна ефективність (функція термодинамічної ефективності пари від тиску відбору до тиску конденсації);

β_0 - коефіцієнт втрат з одиничною термодинамічною ефективністю:

$$\beta_0 = \log_{10} (A \cdot p^m), \quad (18)$$

де:

p – тиск відбору пари, бар;

Значення коефіцієнтів (A) та (m) залежить від тиску конденсації та визначають відповідно до таблиці 1.

Таблиця 1 – значення коефіцієнтів (A) та (m) залежно від тиску конденсації*

Тиск конденсації (бар)	A	m
0,2	1,2	0,152
0,1	1,33	0,123
0,05	1,44	0,115

* – параметри визначаються за найближчими табличними значеннями (без застосування методів інтерполяції та екстраполяції)

Термодинамічна ефективність (η_T):

$$\eta_T = 0,561 + 0,156 \cdot \log_{10} N, \quad (19)$$

де N - потужність парової турбіни, МВт.

Для когенераційних установок, які експлуатуються перший рік, допускається використання індикативних стандартних значень $\beta_{\text{станд}}$ згідно із таблицею 2.

Таблиця 2 – Індикативні стандартні значення коефіцієнта втрат потужності, якщо вони не відомі або не можуть бути розраховані*

Потужність парової турбіни	2-5 МВт	5-10 МВт	10-25 МВт	25-50 МВт	> 50 МВт
Тиск відбору, бар(а)	β	β	β	β	β
21,7	0,2	0,213	0,227	0,244	0,256
14,8	0,185	0,2	0,213	0,227	0,238
11,4	0,175	0,189	0,204	0,217	0,227
7,9	0,164	0,175	0,189	0,2	0,213
3,8	0,139	0,149	0,159	0,169	0,179
2,4	0,123	0,133	0,143	0,152	0,159

* – параметри визначаються за найближчими табличними значеннями (без застосування методів інтерполяції та екстраполяції)

У випадку використання декількох турбін (відборів) з регульованим відбором пари отриманий $\beta_{\text{ср}}$ визначається середньозваженим значенням різних β_i турбін (відборів) для відповідного значення виробленої теплової енергії.

Середньозважене значення коефіцієнту електричних/механічних втрат (недовиробництво) визначається залежністю:

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i \cdot H_i}{\sum_{i=1}^n H_i}, \quad (20)$$

де:

$\beta_{\text{ср}}$ – середньозважене значення коефіцієнту електричних/механічних втрат;

β_i – значенням коефіцієнтів електричних/механічних втрат кожною турбіною (кожним відбором);

H_i – значення виробленої корисної теплової енергії кожною турбіною (з кожного відбору), ГВт×год.

6. Відношення потужності до теплоти

Виробництво енергії на установках з регульованим відбором пари (з гнучким регулюванням відношення потужності до теплоти - відношення C), зокрема, для таких типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1, може адаптуватися до попиту на теплову енергію шляхом регульованого відбору пари з турбіни. Екстракція пари з турбіни потенційно призводить до зменшення виробництва електричної/механічної енергії.

Характерним для таких установок є те, що вони здатні працювати в так званому конденсаційному режимі роботи (без відбору пари з турбіни, відповідно – без виробництва корисної теплової енергії).

C – відношення між обсягом електричної/механічної енергії, отриманої в процесі когенерації, та корисною тепловою енергією при роботі в когенераційному режимі роботи.

Якщо протягом визначеного періоду установка працювала в когенераційному режимі, то актуальні значення теплової та електричної/механічної енергії, що відпущено когенераційною установкою, для розрахунку співвідношення $C_{\text{факт}}$ визначаються за такою формулою:

$$C_{\text{факт}} = \frac{E_{\text{ког}}}{H_{\text{ког}}}, \quad (21)$$

де:

$E_{\text{ког}}$ – електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації, ГВт×год;

$H_{\text{ког}}$ – корисна теплова енергія, ГВт×год.

Інакше, відношення (C) розраховується альтернативним методом, залежно від основного технологічного обладнання.

Для установок з регульованим відбором пари (з гнучким регулюванням відношення потужності до тепла – відношення C), що базуються на таких типах основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 1-2 пункту 3 розділу 1, відношення C розраховується за такою формулою:

$$C = \frac{\eta_{\text{неког.ел.}} - \beta * \eta_0}{\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}}, \quad (22)$$

де:

$\eta_{\text{неког.ел.}}$ – ефективність виробництва електричної/механічної енергії когенераційною установкою з регульованим відбором пари, що симулює ефективність роботи в режимі конденсаційному режимі, %;

β – коефіцієнт втрат потужності, розраховується відповідно до викладених в пункті 5 розділу IV принципів).

Для установок без регульованого відбору пари, зокрема, для таких типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 3-12 пункту 3 розділу 1, відношення C розраховується за такою формулою:

$$C = \frac{\eta_{\text{заг.ел.}}}{\eta_0 - \eta_{\text{заг.ел.}}} \quad (23)$$

де:

$\eta_{\text{заг.ел.}}$ – загальна ефективність виробництва електричної/механічної енергії, %;

η_0 – загальна порогова ефективність (приймається згідно з викладеними в пункті 4 цього розділу принципами), %.

Для когенераційних установок, які експлуатуються перший рік, допускається використання відношення між електричною/механічною та тепловою енергією за проектними даними ($C_{\text{проект повн.ког.}}$) в режимі повної когенерації.

За відсутності проектних даних щодо відношення між електричною/механічною та тепловою енергією слід використовувати стандартні табличні значення $C_{\text{станд}}$ згідно із таблицею 3.

Таблиця 3 – Стандартні значення відношення $C_{\text{станд}}$

Назва технології	Стандартні значення відношення $C_{\text{станд}}$
Газотурбінна установка комбінованого циклу з відновленням тепла	0,95
Парова турбіна з протитиском	0,45
Конденсаційна турбіна з відбором пари	0,45
Газова турбіна з відновленням тепла	0,55
Двигун внутрішнього згоряння	0,75

7. Котли подвійного призначення та особливості відбору теплоти

Окремий випадок, коли теплота/пар від котла частково використовується для потреб когенерації, та частково для інших потреб в межах одного виробничого циклу (див. додаток 7).

Ефективність такого котла протягом визначеного періоду розраховується згідно з формулою:

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{H_{\text{кот}}}{F_{\text{заг.кот}}}, \quad (24)$$

де:

$\eta_{\text{кот}}$ – ефективність котла подвійного призначення;

$H_{\text{кот}}$ – обсяг теплової енергії, що виробляється котлом подвійного призначення, визначається за такою формулою:

$$H_{\text{кот}} = H_{\text{турб}} + H_{\text{редукц}}, \quad (25)$$

де:

$H_{\text{турб}}$ – обсяг теплової енергії від котла, що надходить до парової турбіни, ГВт×год;

$H_{\text{редукц}}$ – редуційний обсяг теплової енергії від котла, що не використовується в процесі когенерації, застосовується поза визначеними межами когенерації, ГВт×год.

$$F_{\text{заг.кот}} = F_{\text{осн.кот}} + F_{\text{редукц}}, \quad (26)$$

де:

$F_{\text{заг.кот}}$ – загальне паливо, що використовується котлом (визначення та порядок розрахунку надано в пункті 3 розділу IV), ГВт×год;

$F_{\text{осн.кот}}$ – основне паливо, що використовується котлом (визначення та порядок розрахунку надано в пункті 3 розділу IV), ГВт×год;

$F_{\text{редукц}}$ – обсяг палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що використовується для виробництва редуційного обсягу теплової енергії ($H_{\text{редукц.}}$), ГВт×год.

Таким чином, обсяг основного палива в одиницях енергії (енергетичний еквівалент палива), що забезпечує роботоздатність когенераційної установки, при використанні котлами подвійного призначення, визначається за формулою:

$$F_{\text{осн.кот}} = \frac{H_{\text{турб}}}{\eta_{\text{кот}}/100}, \quad (27)$$

де:

$F_{\text{осн.кот}}$ – основне паливо, ГВт×год;

$\eta_{\text{кот}}$ – ефективність котла (може бути визначено згідно з додатком 6 до цієї Методики, як гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії) %;

$H_{\text{турб}}$ – обсяг теплової енергії від котла, що подається до парової турбіни, ГВт×год.

V. Визначення ефективності процесу когенерації

1. Економія первинної енергії в процесі когенерації протягом визначеного періоду розраховується для визначених меж когенерації за такою формулою:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{\text{Ref-H}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{\text{Ref-E}}}} \right] * 100\%, \quad (28)$$

де:

PES – економія первинної енергії, %;

$\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії, %;

$\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації, %;

$\eta_{\text{Ref-H}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії (табличне значення $\eta_{\text{Ref-H}}$ згідно з додатком 6 до цієї Методики), що враховує корекцію згідно із примітками до таблиці, %;

$\eta_{\text{Ref-E}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва електроенергії (табличне значення $\eta_{\text{Ref-E}}$ згідно з додатком 8 до цієї Методики), що враховує корекцію кліматичних та енергетичних втрат (порядок розрахунку визначено в пункті 2 цього розділу), %.

У разі використання декількох видів палива або різних за способом використання видів корисної теплової енергії застосовуються середньозважені еталонні значення $\eta_{\text{Ref-Hcp}}$, $\eta_{\text{Ref-Hф.ср}}$, $\eta_{\text{Ref-H ср устан}}$, $\eta_{\text{Ref-Eср}}$, що визначаються в зазначеному розділі.

Якщо когенераційною установкою протягом визначеного періоду використовується декілька видів палива, гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії слід розраховувати як

середньозважену величину пропорційно обсягам виробленої теплової енергії від різних видів палива, або пропорційно обсягам використаного палива.

$$\eta_{Ref-H_{cp}} = \frac{\sum_i^n F_i * \eta_{Ref-H_i}}{\sum_i^n F_i} \quad (29)$$

де:

$\eta_{Ref-H_{cp}}$ – середньозважене гармонізоване значення ефективності окремого виробництва теплової енергії при використанні декількох видів палива, %;

η_{Ref-H_i} – гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії для кожного використовуваного палива (табличне значення η_{Ref-H_i} згідно з додатком 6 до цієї Методики), що враховує корекцію згідно із примітками до таблиці, %;

F_i – споживання кожного виду палива, ГВт×год.

Якщо когенераційна установка виробляє корисну теплову енергію за різними способами використання (у вигляді гарячої води, пари та прямого використання відхідних газів), гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії розраховується, як середньозважена величина пропорційно обсягам виробленої корисної теплової енергії за різними способами використання.

$$\eta_{Ref-H_{ф.ср}} = \frac{\eta_{Ref-H_{пар}} * H_{пар} + \eta_{Ref-H_{гар.вода}} * H_{гар.вода} + \eta_{Ref-H_{вих.газ}} * H_{вих.газ}}{H_{пар} + H_{гар.вода} + H_{вих.газ}}, \quad (30)$$

де:

$\eta_{Ref-H_{ф.ср}}$ – середньозважене гармонізоване значення ефективності окремого виробництва теплової енергії за різними способами використання (у вигляді гарячої води, пари та прямого використання відхідних газів), %;

$\eta_{Ref-H_{пар.}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії у вигляді пари (табличне значення η_{Ref-H_i} згідно з додатком 6 до цієї Методики), %;

$\eta_{Ref-H_{гар.вода.}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії у вигляді гарячої води (табличне значення η_{Ref-H_i} згідно з додатком 6 до цієї Методики), %;

$\eta_{Ref-H_{вих.газ.}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії у вигляді відхідних газів (табличне значення η_{Ref-H_i} згідно з додатком 6 до цієї Методики), %;

$H_{пар}$ – виробництво корисної теплової енергії когенераційною установкою у вигляді пари, ГВт×год;

$H_{гар.вода}$ – виробництво корисної теплової енергії когенераційною установкою у вигляді гарячої води, ГВт×год;

$H_{вих.газ}$ – виробництво корисної теплової енергії когенераційною установкою у вигляді відхідних газів, ГВт×год.

У разі використання комбінованих когенераційних технологій (наприклад, послідовне, паралельне або каскадне з'єднання різних когенераційних технологій (технологій без регульованого відбору пари в поєднанні з технологією регульованого відбору пари) коли когенераційні технології поєднані, таким чином, що з однієї технології (наприклад – без регульованого відбору пари) виробляється електроенергія і частина теплової енергії у формі пари або газу відпускається споживачу, а інша частина теплової енергії у формі пари або газу надходить до іншої технології (наприклад – з регульованим відбором пари), яка виробляє електричну/механічну і теплову енергію для споживача, то таке поєднання когенераційних технологій вважається одним блоком комбінованої когенераційної установки. Проте при визначенні загальної ефективності зазначеної комбінованої когенераційної установки необхідно розглядати різні когенераційні технології окремо (секціями) з визначенням входу енергії та виходу електроенергії/механічної енергії та корисної теплової енергії, виробленою кожною технологією (секцією) окремо. Після розрахунку загальної ефективності кожної окремої секції когенераційної технології подальший розрахунок економії первинної енергії (PES) необхідно виконати з урахуванням комбінованої когенераційної установки, що складається з одного блоку, враховуючи значення ефективності комбінованого виробництва корисної теплової енергії $\eta_{Ref-H \text{ ср } \text{устан}}$, як результату середньої ваги двох секцій.

$$\eta_{Ref-H \text{ ср } \text{устан}} = \frac{H_{A.ког} * \eta_{Ref-H_{\text{пар.вода.газ}}} + H_{B.ког} * \eta_{Ref-H_{\text{пар.вода.газ}}}}{H_{A.ког} + H_{B.ког}}, \quad (31)$$

де:

$\eta_{Ref-H \text{ ср } \text{устан}}$ - середньозважене значення ефективності комбінованого виробництва корисної теплової енергії блоку комбінованої когенераційної установки.

$H_{A.ког}$ – обсяг виробництва корисної теплової енергії окремою когенераційною технологією (секція А);

$H_{B.ког}$ – обсяг виробництва корисної теплової енергії окремою когенераційною технологією (секція Б);

$\eta_{Ref-H_{\text{пар.вода.газ}}}$ – гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії у вигляді пари, гарячої вод або відхідних газів (табличне значення η_{Ref-H_i} згідно з додатком 6 до цієї Методики), %.

Еталонні значення, встановлені в додатках 6 та 8 цієї Методики, застосовують у відповідності до року побудови когенераційної установки. Роком побудови когенераційної установки є календарний рік, протягом якого енергоблок вперше виробляє електричну/механічну енергію.

Якщо інвестиційні витрати, пов'язані з модернізацією когенераційної установки, перевищують 50% інвестиційних витрат на нову порівнювану когенераційну установку, календарний рік, протягом якого модернізована

когенераційна установка вперше виробляє електричну/механічну енергію, вважається роком будівництва модернізованої когенераційної установки.

Умовою високоефективної когенерації є комбіноване виробництво теплової і електричної та/або механічної енергії:

когенераційною установкою потужністю понад 1 МВт (включно), що забезпечує економію первинної енергії (PES) на рівні щонайменше 10 %;

малими когенераційними установками і мікрокогенераційними установками, що забезпечують економію первинної енергії (PES) на рівні більше 0 %.

Економія первинної енергії в енергетичних одиницях (ТДж) протягом визначеного періоду, визначається за такою формулою:

$$PES(\text{ТДж}) = \frac{F_{\text{ког}}}{1 - PES/100} - F_{\text{ког}}, \quad (32)$$

де:

відношення $\frac{F_{\text{ког}}}{1 - PES/100}$ – відображає обсяг палива, який необхідно було б затратити для окремого виробництва енергії;

$F_{\text{ког}}$ – корисне паливо, ГВт×год;

Розраховані значення економії первинної енергії (PES) можуть приймати негативні значення, наприклад, для старих когенераційних установок.

2. Корекція гармонізованих значень ефективності для окремого виробництва електричної енергії

З метою врахування кліматичних втрат для газового палива та втрат в мережі слід проводити корекцію табличних гармонізованих еталонних значень ефективності для окремого виробництва електричної енергії (додаток 8 до цієї Методики).

Корекція температури навколишнього середовища ґрунтується на різниці між середньорічною температурою та стандартними атмосферними умовами (15 °C).

Корекція температури навколишнього середовища застосовується для гармонізованих значень ефективності для окремого виробництва електричної енергії лише для газоподібних видів палива (гармонізовані значення для палив Г10, Г11, Г12, Г13 згідно з додатком 8 до цієї Методики).

Кліматичний фактор корекції для врахування втрат ефективності визначається як втрата на 0,1 % для кожного наступного градуса вище 15 °C та як підвищення на 0,1 % для кожного градуса нижче 15 °C.

$$\eta_{Ref-E_{\text{кор}}} = (\eta_{Ref-E_{\text{таб}}} + (15 - T) * 0,1) * \left(\frac{E_{\text{власн}}}{100} * k_{\text{власн}} + \frac{E_{\text{відп}}}{100} * k_{\text{відп}} \right), \quad (32)$$

де:

η_{Ref-E} – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати, %;

$\eta_{Ref-E \text{ таб.}}$ – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії (табличне значення $\eta_{Ref-E \text{ таб.}}$ згідно з додатком 8 до цієї Методики), %;

$E_{\text{власн}}$ – власне споживання електроенергії, %;

$k_{\text{власн}}$ – фактор корекції для власного споживання електричної енергії, згідно з таблицею 4;

$E_{\text{відп}} = 100 \% - E_{\text{власн}}$ – відпущена електроенергія, %;

$k_{\text{відп}}$ – фактор корекції для відпущеної електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики;

T – значення середньорічної температури для регіону, в якому розміщується установка, що використовує газоподібне паливо, згідно з додатком 10 до цієї Методики.

У разі використання когенераційною установкою інших видів палива (не газоподібних видів палива) корекція табличних гармонізованих еталонних значень ефективності для окремого виробництва електричної енергії проводиться тільки для факторів втрат в мережі за наступною формулою.

$$\eta_{Ref-E \text{ кор.}} = \eta_{Ref-E \text{ таб}} \times \left(\frac{E_{\text{власн}}}{100} * k_{\text{власн}} + \frac{E_{\text{відп}}}{100} * k_{\text{відп}} \right) \quad (33)$$

У разі, якщо когенераційною установкою протягом визначеного періоду використовується декілька видів палива, гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії слід розраховувати як середньозважену величину пропорційно обсягам виробленої електричної енергії від різних видів палива, або пропорційно обсягам використаного палива.

$$\eta_{Ref-E \text{ ср}} = \frac{\sum_i^n F_i * \eta_{Ref-E_i}}{\sum_i^n F_i} \quad (34)$$

де:

$\eta_{Ref-E \text{ ср}}$ – середньозважене гармонізоване значення ефективності окремого виробництва електричної енергії при використанні декількох видів палива, %;

η_{Ref-E_i} – гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого виробництва електроенергії та кожного використовуваного палива (табличне значення η_{Ref-E_i} згідно з додатком 8 до цієї Методики), %. У разі використання газового палива необхідно враховувати гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати в мережі (η_{Ref-E}), %;

F_i – споживання кожного виду палива, ГВт×год.

VI. Послідовність розрахунку економії первинної енергії когенераційною установкою

Послідовність розрахунку ефективності процесу когенерації проводиться відповідно до наступних етапів алгоритму, відображеного в додатку 11 до цієї Методики.

Етап 1. Для визначення меж когенераційної установки необхідно відобразити технологічну схему когенераційної установки з позначенням всіх установок та обладнання, що беруть участь у виробництві електричної/механічної енергії та теплової енергії (відповідно до розділу III). Позначити тип технології когенерації (розділ I). На схемі відобразити основні елементи, їх взаємозв'язки, точки введення палива та інших енергетичних потоків, а також точки виходу електричної/механічної та теплової енергії.

Етап 2. Після визначення меж когенераційної установки необхідно визначити такі дані (відповідно до пунктів 1-3 та 7 розділу IV):

обсяг загальної виробленої електричної/механічної енергії (когенераційної та некогенераційної) ($E_{\text{заг.}}$);

обсяг корисної теплової енергії (когенераційної) ($H_{\text{ког.}}$);

обсяг загального споживаного палива або енергії (когенераційної та некогенераційної), що використовуються в процесі когенерації для виробництва теплової і електричної енергії ($F_{\text{осн.}}$).

При цьому, важливим є виключення обсягу виробництва енергії та споживання палива додатковими або допоміжними котлами, які виробляють лише теплову енергію.

Етап 3. Щоб розрізнити, яка частина виробленої електричної/механічної енергії не визнається електричною/механічною енергією від когенерації, спочатку необхідно розрахувати загальну ефективність когенераційної установки ($\eta_{\text{заг.}}$), відповідно до пункту 4 розділу IV;

Етап 4.1. Якщо загальна ефективність когенераційної установки дорівнює або перевищує:

80% для когенераційних технологій з регульованим відбором пари;

75% для когенераційних технологій без регульованого відбору пари,

то весь обсяг виробленої електричної/механічної енергії та весь обсяг корисної теплової енергії вважаються виробленими комбінованим (когенераційним) способом, і в подальшому враховуються при розрахунок економії первинної енергії (PES) (розділ V).

Якщо загальна ефективність когенераційної установки нижче граничних значень (75% та 80%), може мати місце виробництво електроенергії некомбінованим процесом, і когенераційну установку необхідно розділити на дві віртуальні частини: когенераційна частина і некогенераційна частина.

Етап 4.2 Для визначення когенераційної та некогенераційної частини проводяться розрахунки:

визначення коефіцієнту втрат потужності, якщо когенераційна установка з регульованим відбором пари (β) (пункт 5 розділу IV);

визначення ефективності виробництва електричної/механічної енергії некогенераційної частини ($\eta_{\text{неког.ел.}}$) (пункти 4 та 5 розділу IV);

визначення співвідношення між електричною/механічною та тепловою енергією (C) (пункти 5 та 6 розділу IV);

визначення обсягу електричної/механічної енергії виробленої когенераційною частиною ($E_{\text{ког.}}$) (пункт 1 розділу IV);

визначення обсягу електричної/механічної енергії виробленої некогогенераційною частиною ($E_{\text{неког.}}$) (пункт 1 розділу IV);

визначення обсягу палива витрачений на електричну/механічну енергію, вироблену некогогенераційною частиною ($F_{\text{неког.}}$) (пункт 3 розділу IV);

визначення обсягу палива, що забезпечує виробництво електричної/механічної та корисної теплової енергії когенераційної частини ($F_{\text{ког.}}$) (пункт 3 розділу IV).

Етап 5. Визначені обсяги електричної/механічної та теплової енергії, виконані на етапах 4.1 або 4.2, враховуються в розрахунку економії первинної енергії (PES), відповідно до розділу V.

Визначають:

- ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії ($\eta_{\text{ког.тепл.}}$) (пункт 4 розділу IV);
- ефективність комбінованого виробництва електричної/механічної енергії ($\eta_{\text{ког.ел.}}$) (пункт 4 розділу IV);
- гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого виробництва енергії з урахуванням коригуючих факторів ($\eta_{\text{Ref-H}}$, $\eta_{\text{Ref-E}}$) (розділу V).
- економію первинної енергії (PES) (розділу V).

Етап 6. Результати розрахунку ефективності процесу когенерації записуються до таблиці Технічної інформація про когенераційну установку згідно з додатком 12 до цієї Методики.

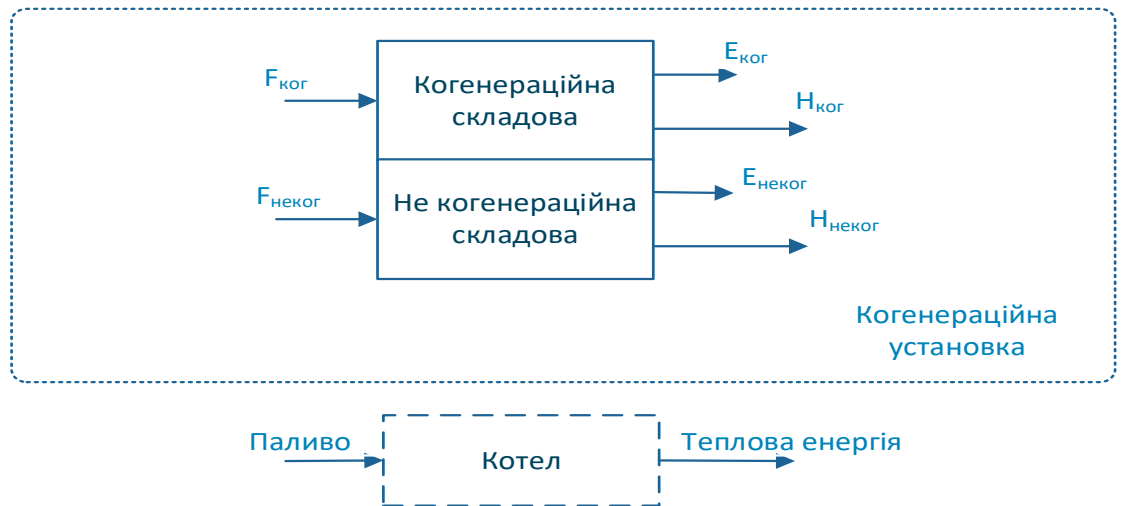
Алгоритми розрахунку відображено в прикладах розрахунку економії первинної енергії когенераційними установками в додатку 13 до цієї Методики.

**Начальник управління
енергоефективності**

Дмитро ПЕТРУНІН

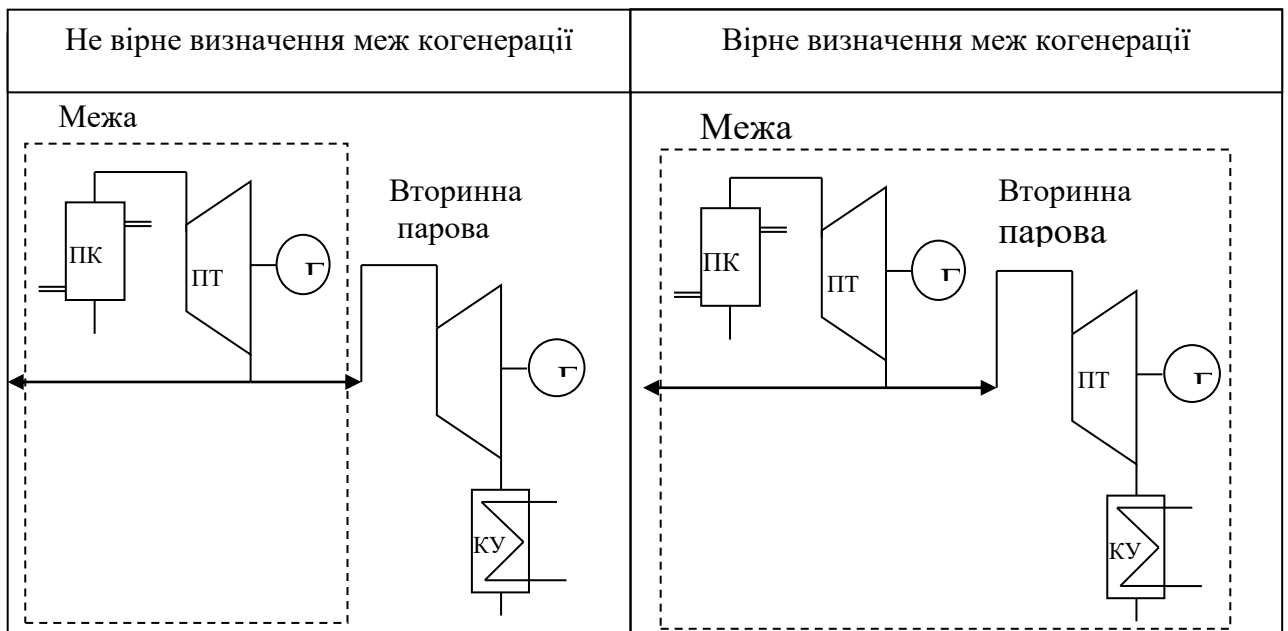
Додаток 1
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(пункт 3 розділу II)

**Когенераційна і некогенераційна частина і котли, що працюють лише
для виробництва теплової енергії в межах установи**



Додаток 2
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 4 пункт 6 розділу II)

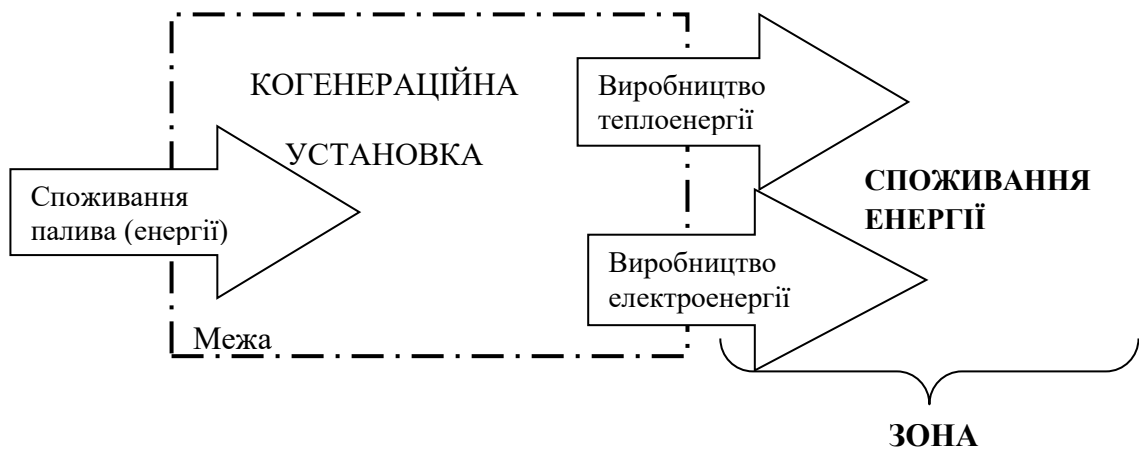
**Вибір правильних меж системи когенерації у випадку використання
вторинних парових турбін**



де: ПТ – парова турбіна; Г – генератор; КУ – котел-утилізатор; ПК – паливний котел.

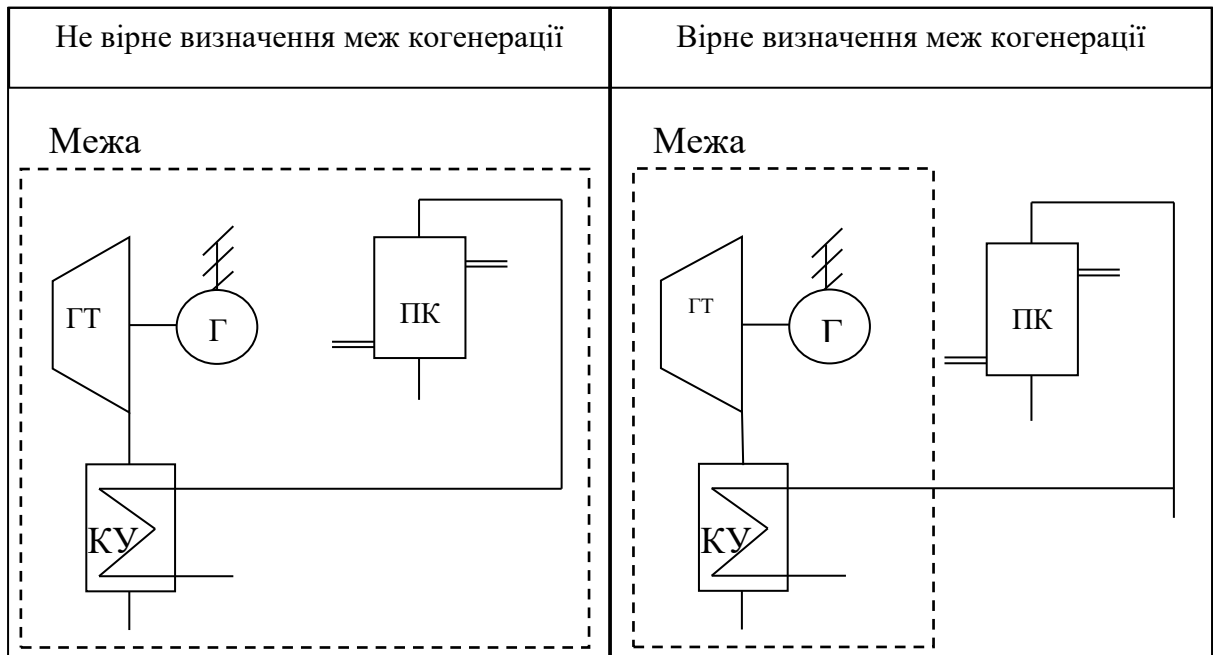
Додаток 3
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(пункт 2 розділу III)

Межі когенераційної установки



Додаток 4
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(пункт 3 розділу III)

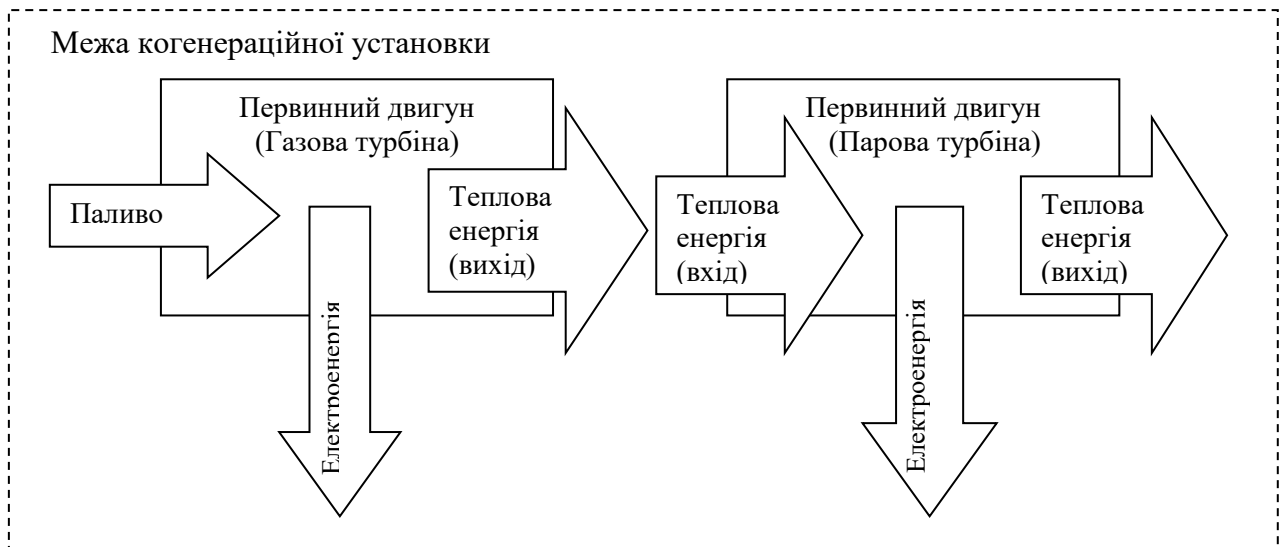
**Вибір правильних меж системи когенерації у випадку використання
допоміжних / резервних котлів**



де: ГТ – газова турбіна; Г – генератор; КУ – котел-утилізатор; ПК – паливний котел

Додаток 5
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 1 пункту 6 розділу III)

Межа системи когенерації у разі підключення первинних двигунів



Додаток 6
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 8 пункту 2 розділу IV)

**Гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого
виробництва теплової енергії**

У наведеній нижче таблиці гармонізовані контрольні значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, що базуються на нижчій теплотворній здатності при стандартних атмосферних умовах ISO (15° С температура навколишнього середовища, 1.013 бар, 60% відносна вологість).

Категорія		Тип палива	Рік введення в експлуатацію					
			до 2016			після 2016		
			Гаряча вода	Пара (*)	Пряме використання відхідних газів (**)	Гаряча вода	Пара (*)	Пряме використання відхідних газів (**)
Тверде	T1	Тверді види вугілля, включаючи антрацит, кам'яне вугілля, суббітумне, коксівне, напівкоксівне та нафтовий кокс	88.0	83.0	80.0	88.0	83.0	80.0
	T2	Буре вугілля та брикети з нього, сланцева нафта	86.0	81.0	78.0	86.0	81.0	78.0
	T3	Торф та торф'яні брикети	86.0	81.0	78.0	86.0	81.0	78.0
	T4	Суха біомаса, включаючи деревину та іншу тверду біомасу, а також деревні гранули та брикети, сухі деревні тріски, чисті та сухі відходи деревини, лушпиння (шкаралупа) горіха, ядра оливкові та інші	86.0	81.0	78.0	86.0	81.0	78.0

Продовження додатка 6

Тверде	T5	Інші тверді види біомаси, що не входять до T4, також чорний та коричневий луг	80.0	75.0	72.0	80.0	75.0	72.0
	T6	Муніципальні та промислові відходи (не відновлювані) та відновлювані / здатні до біологічного розкладу. Інша тверда біомаса, що включає деревину, яка не входить до T4, також чорний та коричневий луг	80.0	75.0	72.0	80.0	75.0	72.0
Рідке	P7	Мазут, газ/дизельне паливо, інші нафтопродукти	89.0	84.0	81.0	85.0	80.0	77.0
	P8	Біо-рідини, включаючи біо-метанол, біоетанол, біо-бутанол, біодизель та інші рідкі біологічні види палива	89.0	84.0	81.0	85.0	80.0	77.0
	P9	Відпрацьовані рідини, включаючи ті, що здатні до біологічного розкладу та невідновлювані (жир та дробина)	80.0	75.0	72.0	75.0	70.0	67.0
Газове	G10	Природний газ, LPG, LNG та біометан	90.0	85.0	82.0	92.0	87.0	84.0
	G11	Гази, отримані в процесі переробки нафти: водень і синтез-газ	89.0	84.0	81.0	90.0	85.0	82.0

Продовження додатка 6

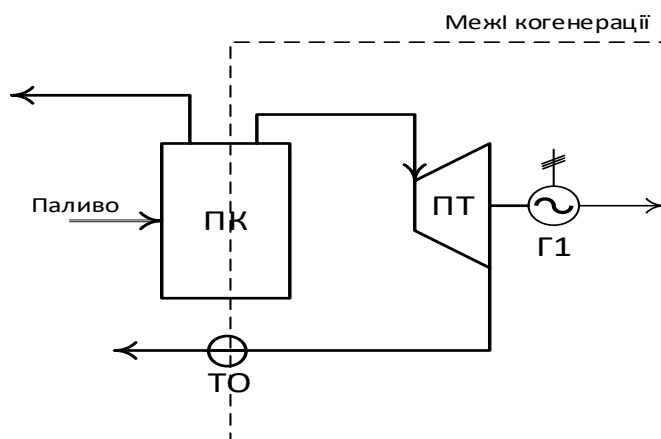
Газове	Г12	Біогаз, отриманий шляхом анаеробного зброджування, з полігонів та в результаті очищення стічних вод	70.0	65.0	62.0	80.0	75.0	72.0
	Г13	Коксовий газ, доменний газ, супутні та інші відновлені гази (крім газу, отриманого в процесі нафтопереробки)	80.0	75.0	72.0	80.0	75.0	72.0
Інше	I14	Відпрацьована теплота (включаючи високотемпературні відпрацьовані гази, продукт екзотермічних хімічних реакцій)	—	—	—	92.0	87.0	—
	I15	Ядерне паливо	—	—	—	92.0	87.0	—
	I16	Сонячна теплова енергія	—	—	—	92.0	87.0	—
	I17	Геотермальна енергія	—	—	—	92.0	87.0	—
	I18	Інші види палива, не згадані вище	—	—	—	92.0	87.0	—

(*) Оскільки розрахунок ефективності виробництва теплової енергії парової турбіни не враховує повернення конденсату, то еталонні значення ефективності при виробництві теплової енергії (яке в подальшому використовується для розрахунку економії первинної енергії (PES)) у вигляді пари повинні бути збільшені на 5 процентних пункти

(**) Значення для безпосереднього використання відхідних газів слід використовувати, якщо їх температура становить 250 °C або більше.

Додаток 7
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 1 пункту 7 розділу IV)

Функціональна схема із застосування котла подвійного призначення



(ПК – паровий котел; ПТ – парова турбіна; ТО – теплообмінник).

Додаток 8
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(пункт 1 розділу V)

**Гармонізовані еталонні значення ефективності для окремого
виробництва електроенергії**

У таблиці нижче приведено гармонізовані еталонні значення для окремого виробництва електроенергії, які базуються на значеннях теплоти при стандартних атмосферних умовах (температура навколишнього середовища=15° С, тиск= 1.013 бар , відносна вологість=60%).

Категорія		Тип палива	Рік введення в експлуатацію		
			до 2012	2012-2015	після 2016
Тверде	T1	Тверді види вугілля, включаючи антрацит, кам'яне вугілля, суббітумне, коксівне, напівкоксівне та нафтовий кокс	44.2	44.2	44.2
	T2	Буре вугілля та брикети з нього, сланцева нафта	41.8	41.8	41.8
	T3	Торф та торф'яні брикети	39.0	39.0	39.0
	T4	Суха біомаса, включаючи деревину та іншу тверду біомасу, а також деревні гранули та брикети, сухі деревні тріски, чисті та сухі відходи деревини, лушпиння (шкаралупа) горіха, ядра оливкові та інші	33.0	33.0	37.0
	T5	Інші тверді види біомаси, що не входять до T4, також чорний та коричневий луг	25.0	25.0	30.0
	T6	Муніципальні та промислові відходи (не відновлювані) та відновлювані / здатні до біологічного розкладу. Інша тверда біомаса, що включає деревину, яка не входить до T4, також чорний та коричневий луг	25.0	25.0	25.0

Продовження додатка 8

Рідке	P7	Мазут, газ/дизельне паливо, інші нафтопродукти	44.2	44.2	44.2
	P8	Біо-рідини, включаючи біо-метанол, біоетанол, біо-бутанол, біодизель та інші рідкі біологічні види палива	44.2	44.2	44.2
	P9	Відпрацьовані рідини, включаючи ті, що здатні до біологічного розкладу та невідновлювані (жир та дробина)	25.0	25.0	29.0
Газове	Г10	Природний газ, LPG, LNG та біометан	52.5	52.5	53.0
	Г11	Гази, отримані в процесі переробки нафти: водень і синтез-газ	44.2	44.2	44.2
	Г12	Біогаз, отриманий шляхом анаеробного зброджування, з полігонів та в результаті очищення стічних вод	42.0	42.0	42.0
	Г13	Коксовий газ, доменний газ, супутні та інші відновлені гази (крім газу, отриманого в процесі нафтопереробки)	35.0	35.0	35.0
Інше	I14	Відпрацьована теплота (включаючи високотемпературні відпрацьовані гази, продукт екзотермічних хімічних реакцій)			30.0
	I15	Ядерне паливо			33.0
	I16	Сонячна теплова енергія			30.0
	I17	Геотермальна енергія			19.5
	I18	Інші види палива, не згадані вище			30.0

Додаток 9
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 4 пункту 2 розділу V)

**Коефіцієнти корекції для уникнення втрат в мережі
при застосуванні гармонізованих значень ефективності для окремого
виробництва електричної енергії**

Ступінь напруги підключення, U [кВ]	Фактор корекції, що враховує втрати в мережі для відпущеної електричної енергії*, $k_{відп}$	Фактор корекції, що враховує втрати в мережі для власного споживання електроенергії*, $k_{власн}$
≥ 345 кВ	1,000	0,976
$\geq 200 - < 345$ кВ	0,972	0,963
$\geq 100 - < 200$ кВ	0,963	0,951
$\geq 50 - < 100$ кВ	0,952	0,936
$\geq 12 - < 50$ кВ	0,935	0,914
$\geq 0,45 - < 12$ кВ	0,918	0,891
$< 0,45$ кВ	0,888	0,851

* – параметри визначаються за найближчими табличними значеннями (без застосування методів інтерполяції та екстраполяції)

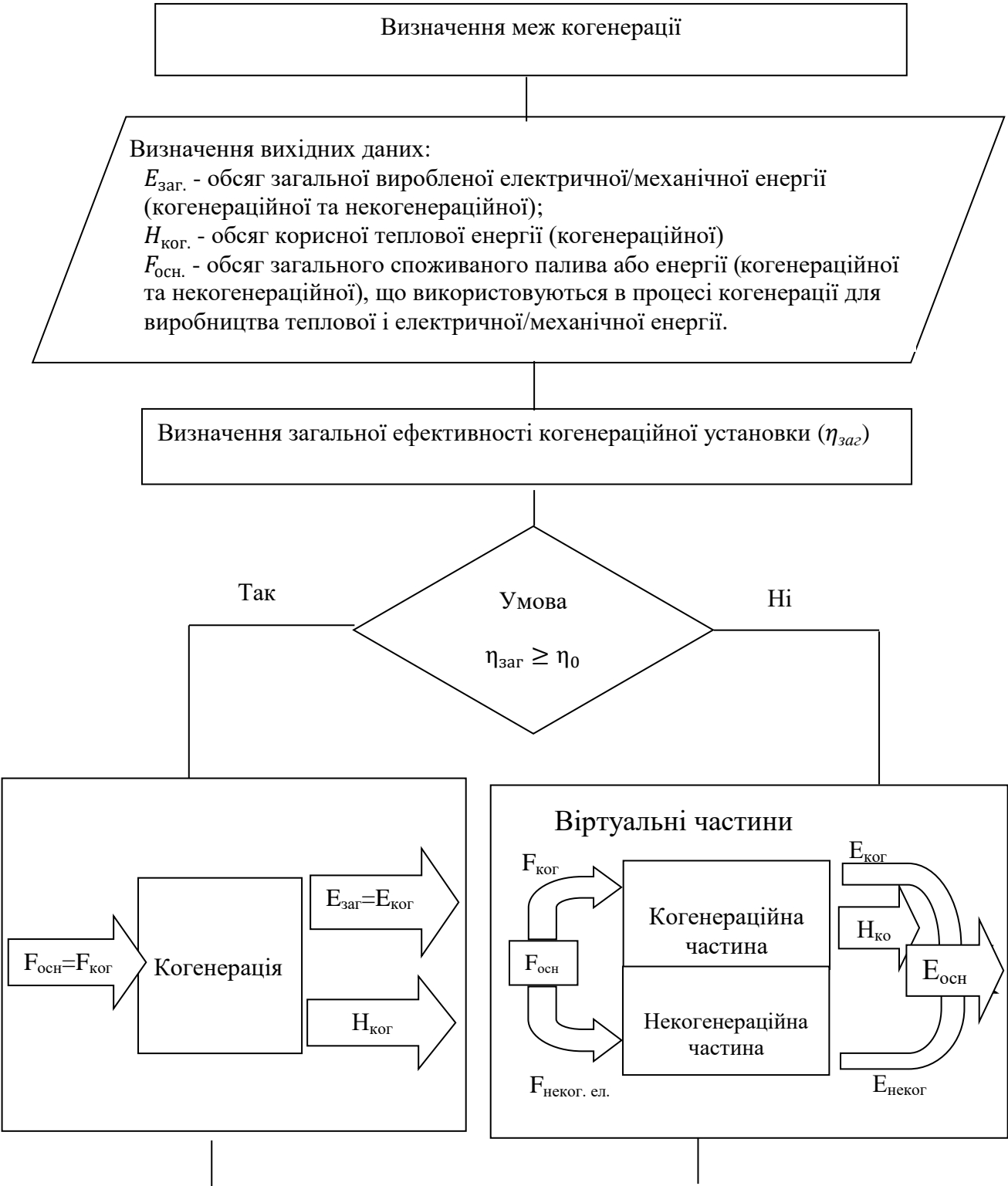
Додаток 10
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 4 пункту 2 розділу V)

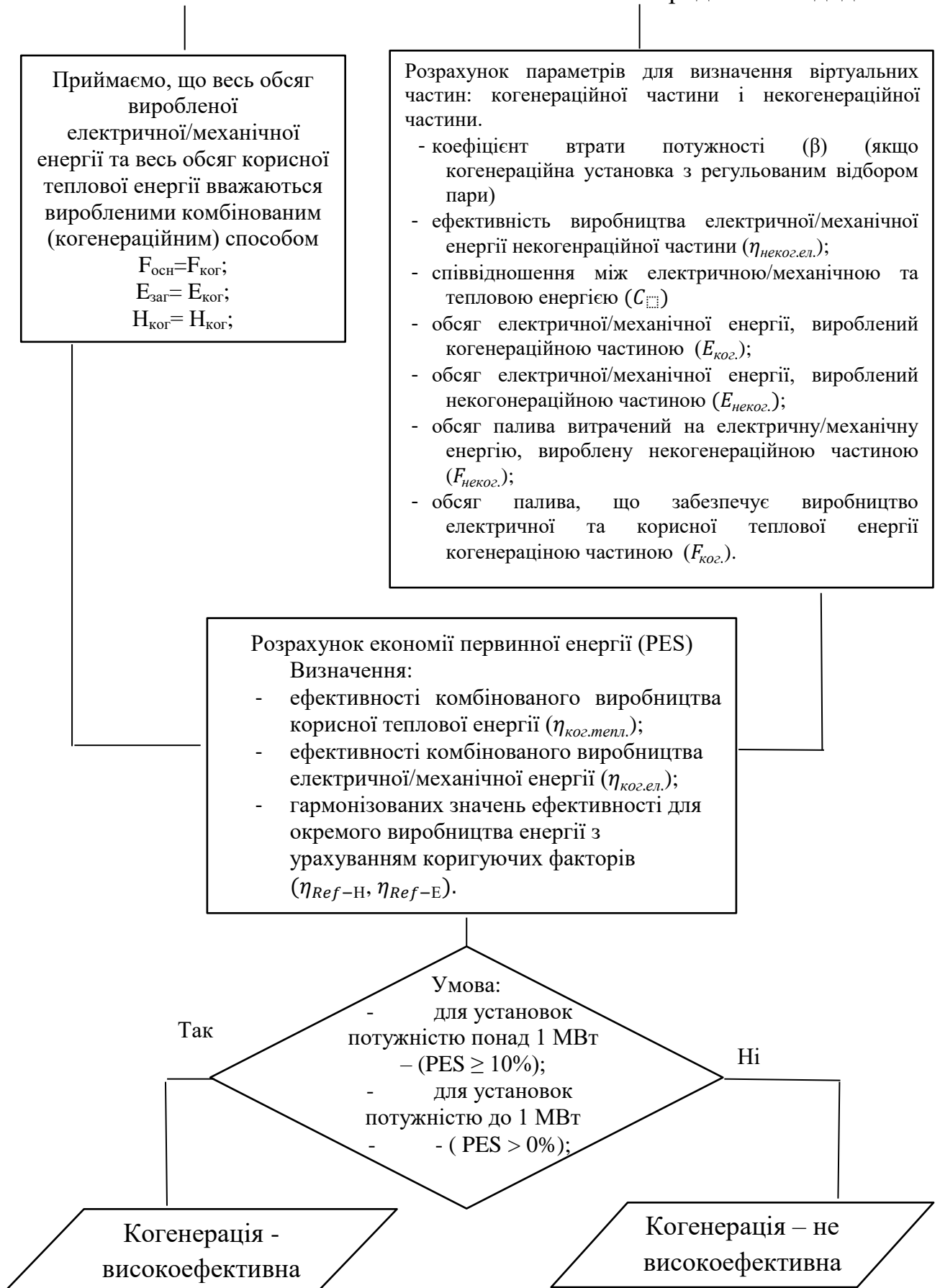
Значення середньорічної температури для регіонів України

Зона	Область / регіон	Середньорічна температура, °C
I зона	Вінницька, Волинська, Дніпропетровська, Донецька, Житомирська, Івано-Франківська, Кіровоградська, Київська, Луганська, Львівська, Полтавська, Рівненська, Сумська, Тернопільська, Харківська, Хмельницька, Черкаська, Чернівецька, Чернігівська, м. Київ	7
II зона	Закарпатська, Запорізька, Миколаївська, Одеська, Херсонська та АР Крим	11

Додаток 11
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації
(абзац 1 розділу VI)

Алгоритм визначення високоефективної когенерації





Додаток 12
до Методики визначення
ефективності процесу
когенерації

Технічна інформація про когенераційну установку

Загальна частина	Значення	Одиниця виміру	Примітки
Назва енергетичного об'єкта			
Тип технології (згідно з розділом 1)			
Рік введення в експлуатацію			
Вид палива (первинне джерело енергії) (згідно з додатком 1 та/або 2) *			категорія та назва палива
Місце розташування (область, місто)			
Установлена електрична потужність ($N_{ел.}$)		МВт	
Установлена теплова потужність ($Q_{тепл.}$)		МВт	
Середньорічна температура по регіону		°C	
Використання теплової енергії від **			
Ступінь напруги підключення, U		кВ	
Вхідні дані			
Витрата основного палива ($F_{осн}$)		ГВт*год	
Загальна електрична/механічна енергія ($E_{заг.}$)		ГВт*год	
Електрична/механічна енергія, отримана в процесі когенерації ($E_{ког.}$)			
Електрична/механічна енергія, отримана поза процесом когенерації ($E_{неког.}$)			
Корисна теплова енергія ($H_{ког.}$)		ГВт*год	
Власне споживання електроенергії (E_1)		%	
Розрахунок проміжних значень			
β – коефіцієнт втрат потужності		%	
Ефективність виробництва електричної/механічної енергії в процесі когенерації ($\eta_{ког.ел.}$)			
Ефективність виробництва корисної теплової енергії ($\eta_{ког.тепл.}$)			
Гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії		%	
Гармонізоване еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії		%	
Відношення потужності до теплоти (C)			
Первинна економія енергії			
PES, %		%	
PES		ГДж	

* У разі, якщо когенераційною установкою протягом операційного періоду використовувалося декілька видів палива, гармонізовані значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії слід розраховувати пропорційно середньозваженим обсягам виробленої енергії від різних видів палива.

** Гаряча вода, пара або пряме використання відхідних газів

Приклади розрахунку економії первинної енергії когенераційними установками

Приклад 1. Газова турбіна з котлом-утилізатором без подачі енергії від некогогенераційних джерел

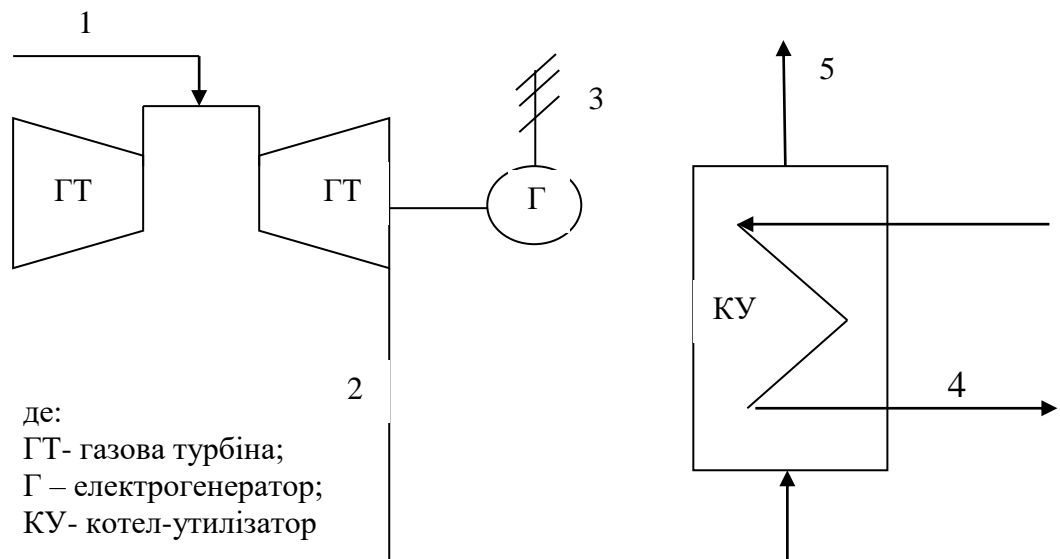


Рисунок 1 Схема газопову турбіни з котлом утилізатором

Визначаємо потоки енергії на вході та виході когенераційної установки

1. споживання газопову палива

I варіант - $F_{\text{осн.}} = 12\,308 \text{ кВт*год}$;

II варіант - $F_{\text{осн.}} = 11\,000 \text{ кВт*год}$;

2. відпрацьований газ.

3. виробництво електроенергії складає $E_{\text{заг.}} = 4\,600 \text{ кВт*год}$

4. виробництво теплової енергії споживачу вигляді пара $H_{\text{заг.}} = 3\,457,39 \text{ мкал}$

5. відпрацьований газ у вигляді скидної теплової енергії.

Пункт 1 застосовуються для обох варіантів.

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Оскільки котел –утилізатор не має подачі палива з зовнішніх джерел, по відношенню до когенераційної установки, вироблена тепла енергія є комбінованою.

$$H_{\text{ког.}} = H_{\text{заг.}} = \frac{3457,39 \text{ Мкал}}{860} = 4\,020,22 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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

2. Визначення загальної ефективності когенераційної установки:
для I варіанту

$$\eta_{\text{заг.}} = \frac{E_{\text{заг.}} + H_{\text{ког.}}}{F_{\text{осн.}}} = \frac{4\,600 + 4\,020,22}{12\,308} = 0,700 = 70,0\%$$

$$\eta_{\text{заг.}} \geq \eta_0 = 70,0\% < 75\%$$

η_0 – порогове значення ефективності (згідно з пунктом 4 розділу IV), - 75%
Оскільки загальна ефективність нижче порогового значення (0,75), необхідно кількісно визначити параметри, що сприяють визначенню віртуальних частин: когенераційної частина і некогенераційна частини.

для II варіанту

$$\eta_{\text{заг.}} = \frac{E_{\text{заг.}} + H_{\text{ког.}}}{F_{\text{осн.}}} = \frac{4\,600 + 4\,020,22}{11\,000} = 0,784 = 78,4\%$$

$$\eta_{\text{заг.}} \geq \eta_0 = 78,4\% \geq 75\%$$

η_0 – порогове значення ефективності (згідно з пунктом 4 розділу IV), - 75%.

Оскільки загальна ефективність вище порогового значення (0,75), то весь обсяг виробленої електричної енергії та весь обсяг корисної теплової енергії вважаються виробленими комбінованим (когенераційним) способом, і в подальшому враховуються при застосуванні методології визначення ефективності процесу когенерації PES (можна одразу переходити до пунктів 10-14).

Приймаємо:

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{ког.}} = 4\,600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$H_{\text{ког.}} = 4\,020,22 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$F_{\text{осн.}} = F_{\text{ког.}} = 11\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Далі розрахунок за пунктами 3-8 застосовується тільки для I варіанту.

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії неогенераційної частини:

- для когенераційних установок без регульованого відбору пари

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = \frac{E_{\text{заг}}}{F_{\text{осн}}} = \frac{4\,600}{12\,308} = 0,374 = 37,4\%$$

4. Визначення співвідношення між електричною та тепловою енергією

$$C_{\text{ког.без.конд.пари}} = \frac{\eta_{\text{неког.ел.}}}{\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{0,374}{0,75 - 0,374} = 0,995$$

5. Визначення обсягу електроенергії вироблений когенераційною частиною

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког. без конд. пари}} * H_{\text{ког}} = 0,995 * 4\,020,22 = 4\,000,12 \text{ кВт} * \text{год}$$

6. Визначення обсягу електроенергії виробленої неогенераційною частиною

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 4\,600 - 4\,000,12 = 599,88 \text{ кВт} * \text{год}$$

7. Визначення обсягу палива витрачений на електроенергію, вироблену неогенераційною частиною

$$F_{\text{неког.}} = \frac{E_{\text{неког.}}}{\eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{599,88}{0,374} = 1\,603,957 \text{ кВт} * \text{год}$$

8. Визначення обсягу палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною

$$F_{\text{ког.}} = F_{\text{осн.}} - F_{\text{неког.}} = 12\,308 - 1\,603,957 = 10\,704,043 \text{ кВт} * \text{год}$$

Проміжні результати:

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної (для I варіанту).

Параметри	Фактичні показники установки (кВт*год)	Показники віртуальної установки	
		Когенераційна частина (кВт*год)	Некогенераційна частина (кВт*год)
Теплова енергія (H)	4020,22	4 020,22	-
Електрична енергія (E)	4 600	4 000,12	599,88
Паливо (вхідна енергія) (F)	12 308	10 704,043	1 603,957

9. Подальший розрахунок економії первинної енергії (PES) залежить від наступних даних:

1	Місце розташування (область, місто)	Чернігівська область (м.Ніжин)
2	Рік введення в експлуатацію (модернізація)	2010
3	Напруга підключення	20 кВ
4	Власне споживання електроенергії	80%
5	Відпуск електроенергії в мережу	20 %
6	Вид палива	природний газ
7	Призначення теплової енергії	виробництво пари

10. Визначаємо ефективність виробництва електричної енергії для технологій когенерації без регульованого відбору пари, зокрема, для типів основного технологічного обладнання, визначені в підпунктах 3-12 пункту 3 розділу згідно з пунктом 4 розділу IV:

для I варіанту

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}} = \frac{4\,000,12}{10\,704,043} = 0,374 = 37,4\%$$

для II варіанту

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}} = \frac{4\,600}{11\,000} = 0,418 = 41,8\%$$

11. Визначаємо ефективність виробництва корисної теплової енергії:

для I варіанту

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{4020,22}{10\,704,043} = 0,376 = 37,6\%$$

для II варіанту

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{4020,22}{11\,000} = 0,365 = 36,5\%$$

12. Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат для газового палива та витрат на власні потреби:

для I та II варіантів однакові значення

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Ref-E}} &= (\eta_{\text{Ref-E}} + (15 - T) * 0,1) \times (E_1 * k_1 + E_2 * k_2) \\ &= (52,5 + (15 - 7) * 0,1) * (0,914 * 0,8 + 0,935 * 0,2) = 48,94\% \end{aligned}$$

де $\eta_{\text{Ref-E}}$ – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, згідно з додатком 8 до цієї Методики, - 52,5%;

T – значення середньорічної температури для регіону, в якому розміщується установка, визначається згідно з додатком 10 до цієї Методики, 7°C;

E_1 – власне споживання електроенергії – 80%;
 k_1 – фактор корекції для власного споживання електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,914;
 E_2 – відпущена електроенергія – 20 %;
 k_2 – фактор корекції для відпущеної електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,935.

13. Визначаємо економію первинної енергії:

для I варіанту

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{\text{Ref-H}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{\text{Ref-E}}}} \right] * 100\% = \left[1 - \frac{1}{\frac{37,6}{85} + \frac{37,4}{48,94}} \right] * 100 = 17,1\%$$

де PES – економія первинної енергії когенераційною установкою, %;
 $\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії – 37,6%;
 $\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність комбінованого виробництва електричної енергії – 37,4 %;
 $\eta_{\text{Ref-H}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, згідно з додатком 6 до цієї Методики, – 85%;
 $\eta_{\text{Ref-E}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати – 48,94%.

для II варіанту

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{\text{Ref-H}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{\text{Ref-E}}}} \right] * 100\% = \left[1 - \frac{1}{\frac{36,5}{85} + \frac{41,8}{48,94}} \right] * 100 = 22,1\%$$

де PES – економія первинної енергії когенераційною установкою, %;
 $\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії – 36,5%;
 $\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність комбінованого виробництва електричної енергії – 41,8%;
 $\eta_{\text{Ref-H}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, згідно з додатком 6 до цієї Методики, – 85%;
 $\eta_{\text{Ref-E}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати – 48,94%.

Висновок:

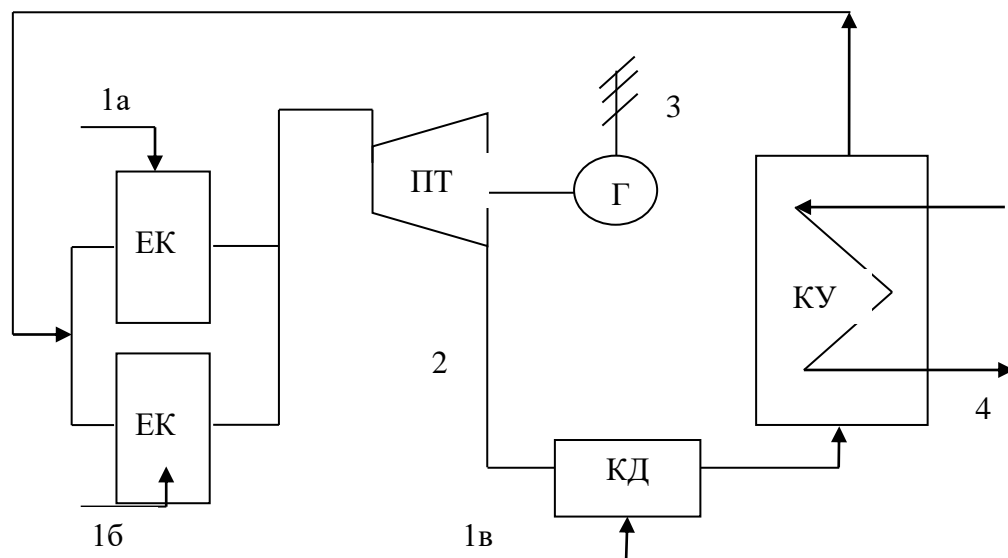
для I варіанту

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=17,1\%>10\%$, когенераційна установка відповідає умовам високоефективної когенерації.

для II варіанту

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=22,1\%>10\%$, когенераційна установка відповідає умовам високоефективної когенерації.

Приклад 2. Парова турбіна без регульованого відбору пари з котлом-утилізатором та з енергією, що надходить від некогогенераційних джерел за допомогою пальника



де:

ЕК – енергетичний котел

ПТ – парова турбіна без регульованого відбору пари;

Г – електрогенератор;

КУ – котел-утилізатор;

КД – додатковий котел;

СТ – споживач теплової енергії;

Рисунок 2 Схема парової турбіни з котлом утилізатором та пальником

Визначаємо потоки енергії на вході та виході когенераційної установки

1а. споживання газового палива $f_{\text{осн.1а}}=8\,200$ кВт*год (50,2%);

1б. споживання вугільного палива $f_{\text{осн.1б}}=4\,150$ кВт*год (49,8%);

1в. споживання газового палива пальником $F_{\text{осн.1в}} = F_{\text{дод}} = 595$ кВт*год;

2. відпрацьований пар;

3. виробництво електроенергії складає $E_{\text{заг.}}=4\,600$ кВт*год;

4. виробництво теплової енергії споживачу у вигляді гарячої води

$H = 4\,267,3$ мкал.

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Оскільки котел –утилізатор має подачу палива з зовнішніх джерел, по відношенню до когенераційної установки, не весь обсяг виробленої теплової енергії є комбінованим.

$$H_{\text{заг}} = H = \frac{4\,267,3 \text{ Мкал}}{0,86} = 4\,962 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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

Споживання енергії палива турбіною складає:

$$F_{\text{осн.}} = F_{\text{осн.1а}} + F_{\text{осн.1б}} = 8\,200 + 4\,150 = 12\,350 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Споживання енергії пальником, що не відноситься до когенерації

$$F_{\text{осн.1в}} = F_{\text{дод}} = F_{\text{неког.теп}} = 595 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Загальне споживання енергії палива:

$$F_{\text{заг}} = F_{\text{осн}} + F_{\text{дод}} = 12\,350 + 595 = 12\,945 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Визначаємо обсяг некогогенераційної теплової енергії, вироблений додатковим котлом

$$H_{\text{дод}} = F_{\text{дод}} \cdot \eta_{\text{Ref-H}} = 595 \cdot 0,9 = 535,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$\eta_{\text{Ref-H}}$ – контрольне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії (газовий додатковий котел з 2014 року в експлуатації, виробляє теплову енергію у вигляді гарячої води), що визначається згідно з додатком 6 до цієї Методики, - 90%.

Визначаємо обсяг корисної теплової енергії, вироблений когенераційною установкою

$$H_{\text{ког.}} = H_{\text{заг}} - H_{\text{дод}} = 4\,962 - 535,5 = 4\,426,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2. Визначення загальної ефективності когенераційної установки:

$$\eta_{\text{заг}} = \frac{E_{\text{заг.}} + H_{\text{ког.}}}{F_{\text{заг}} - F_{\text{дод}}} = \frac{4\,600 + 4\,426,5}{12\,945 - 595} = 0,731 = 73,1\%$$

$$\text{Умова } \eta_{\text{заг}} \geq \eta_0, \quad 73,1\% < 75\%$$

η_0 – порогове значення ефективності (згідно з пунктом 4 розділу IV), - 75%

Оскільки загальна ефективність нижче порогового значення (0,75), необхідно кількісно визначити параметри, що сприяють визначенню віртуальних частин: когенераційної частини і некогогенераційної частини.

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії неогенераційної частини:

для когенераційних установок без регульованого відбору пари

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = \frac{E_{\text{заг}}}{F_{\text{осн}}} = \frac{4\,600}{12\,350} = 0,372 = 37,2\%$$

4. Визначення співвідношення між електричною та тепловою енергією

$$C_{\text{ког.без.конд.пари}} = \frac{\eta_{\text{неког.ел.}}}{\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{0,372}{0,75 - 0,372} = 0,984$$

5. Визначення обсягу електроенергії вироблений когенераційною частиною

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког. без конд.пари}} * H_{\text{ког}} = 0,984 * 4\,426,5 = 4\,355,7 \text{ кВт} * \text{год}$$

6. Визначення обсягу електроенергії виробленої неогенераційною частиною

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 4\,600 - 4\,355,7 = 244,3 \text{ кВт} * \text{год}$$

7. Визначення обсягу палива витрачений на електроенергію, вироблену неогенераційною частиною

$$F_{\text{неког.ел}} = \frac{E_{\text{неког.}}}{\eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{244,3}{0,372} = 656,7 \text{ кВт} * \text{год}$$

8. Визначення обсягу палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною

$$F_{\text{ког.}} = F_{\text{заг}} - F_{\text{дод.}} - F_{\text{неког.ел}} = 12\,945 - 595 - 656,7 = 11\,693,3 \text{ кВт} * \text{год}$$

Проміжні результати:

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної.

Параметри	Фактичні показники установки (кВт*год)	Показники віртуальної установки		
		Когенераційна частина (кВт*год)	Некогенераційна частина (теплова енергія) (кВт*год)	Некогенераційна частина (електроенергія) (кВт*год)
Теплова енергія (H)	4 962	4 426,5	535,5	-
Електрична енергія (E)	4 600	4 360,7	-	244,3
Паливо (вхідна енергія) (F)	12 945	11 693,3	595	656,7

9. Подальший розрахунок економії первинної енергії (PES) залежить від наступних даних:

1	Місце розташування (область, місто)	Херсонська область (м. Херсон)
2	Рік введення в експлуатацію (модернізація)	2014
3	Напруга підключення	20 кВ
4	Власне споживання електроенергії	80%
5	Відпуск електроенергії в мережу	20 %
6	Вид палива	66,4% - природний газ; 33,6% - вугілля;
7	Призначення теплової енергії	гаряча вода

10. Визначаємо ефективність виробництва електричної енергії для когенераційних установок без регульованого відбору пари (згідно з пунктом 4 розділу IV):

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{4\,426,5}{11\,693,3} = 0,379 = 37,9\%$$

11. Визначаємо ефективність виробництва корисної теплової енергії:

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{4\,360,7}{11\,693,3} = 0,373 = 37,3\%$$

12. Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат для газового палива та витрат на власні потреби:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Ref-E}} &= (\eta_{\text{Ref-E}} + (15 - T) * 0,1) \times (E_1 * k_1 + E_2 * k_2) \\ &= (52,5 + (15 - 11) * 0,1) * (0,914 * 0,8 + 0,935 * 0,2) = 48,57\% \end{aligned}$$

де $\eta_{\text{Ref-E}}$ – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, визначене згідно з додатком 8 до цієї Методики, – 52,5%;

T – значення середньорічної температури для регіону, в якому розміщується установка, визначається згідно з додатком 10 до цієї Методики, 11°C;

E_1 – власне споживання електроенергії – 0,8;

k_1 – фактор корекції для власного споживання електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,914;

E_2 – відпущена електроенергія – 0,2;

k_2 – фактор корекції для відпущеної електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,935.

13. Визначаємо еталонні значення ефективності для окремого виробництва електричної та теплової енергії з урахування використання різних видів палива:

Вид палива	Обсяг споживання палива,		еталонні значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії (η_{Ref-E})		еталонні значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії (η_{Ref-H})	
	кВт*год	%	за видом палива (Додаток 8 до цієї Методики), %	загальне значення, %	за видом палива (Додаток 6 до цієї Методики), %	загальне значення, %
природний газ	8 200	66,4	48,57	47,1	90,0	89,33
вугілля	4 150	33,6	44,2		88,0	

Розрахунок середньозваженого еталонного значення окремого виробництва теплової енергії.

$$\eta_{Ref-H\text{ ср}} = \frac{90 * 8200 + 88 * 4150}{8200 + 4150} = 89,33 \%$$

Розрахунок середньозваженого еталонного значення окремого виробництва електричної енергії.

$$\eta_{Ref-E\text{ ср}} = \frac{48,57 * 8200 + 44,2 * 4150}{8200 + 4150} = 47,1 \%$$

14. Визначаємо економію первинної енергії:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{Ref-H\text{ ср}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{Ref-E\text{ ср}}}} \right] * 100\% = \left[1 - \frac{1}{\frac{37,9}{89,33} + \frac{37,3}{47,1}} \right] * 100 = 17,8\%$$

де PES – економія первинної енергії когенераційною установкою, %;

$\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії – 37,9%;

$\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність комбінованого виробництва електричної енергії – 37,3 %;

$\eta_{Ref-H\text{ ср}}$ – середньозважене еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, що враховує використання різних видів палива – 89,33%;

$\eta_{Ref-E\text{ ср}}$ – середньозважене еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує використання різних видів палива – 47,1%.

Висновок:

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=19\%>10\%$, когенераційна установка відповідає умовам високоефективної когенерації.

Приклад 3. Когенераційна установка, що складається з газової турбіни з прибудованим котлом-утилізатором і парової турбіни з відводом і конденсацією. (без введення енергії з некогенераційних джерел).

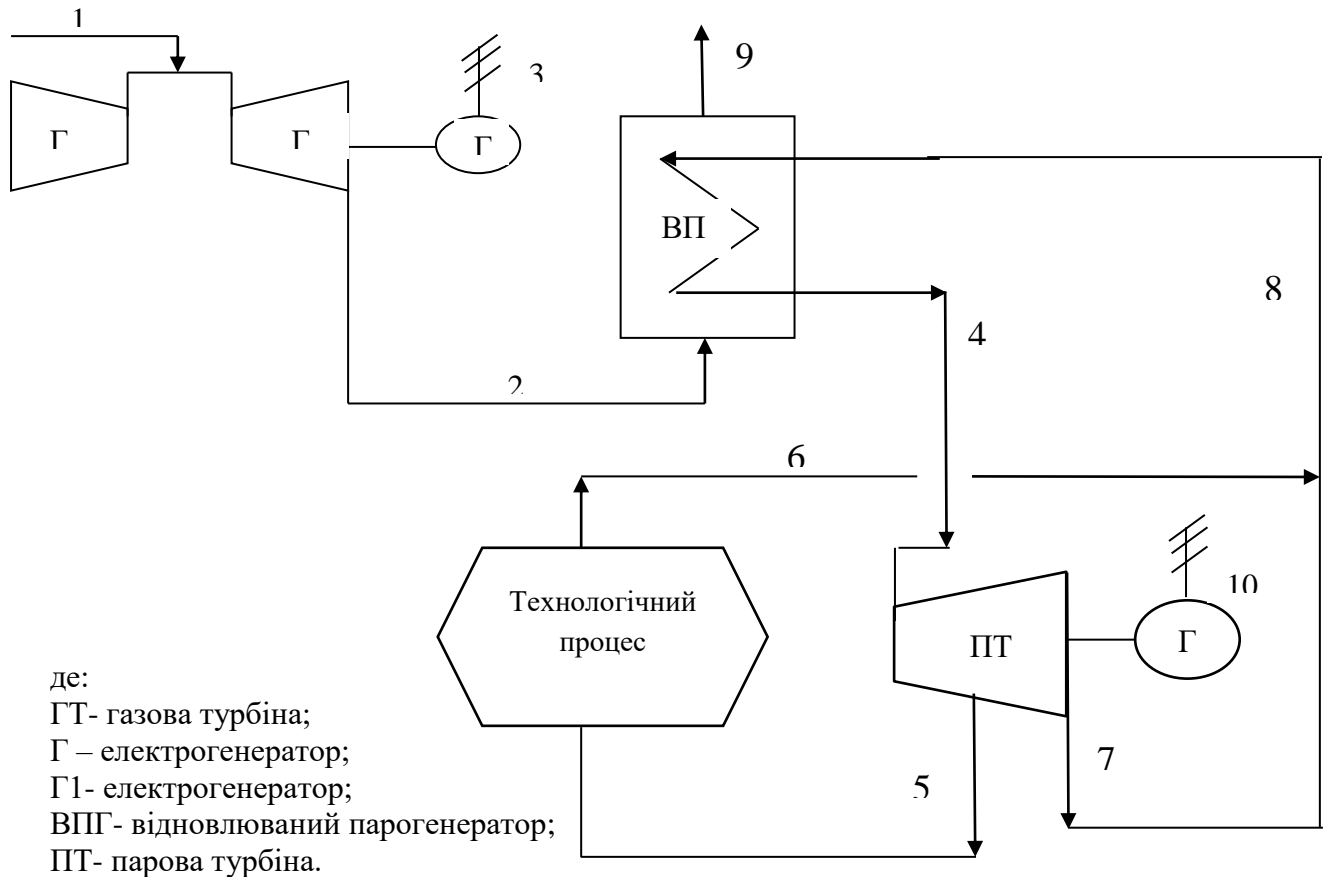


Рисунок 3 Схема газової турбіни з прибудованим котлом-утилізатором і парової турбіни з відводом і конденсацією

Визначаємо потоки енергії на вході та виході когенераційної установки

1. споживання газового палива $F = 129,03 \text{ мвт*год}$;
2. відпрацьований газ;
3. електроенергія, вироблена газовою турбіною $E_1 = 47 \text{ МВт*год}$
4. виробництво теплової енергії для парової турбіни;
5. виробництво теплової енергії для споживача в технологічному процесі $H = 22\,618,22 \text{ мкал}$;
6. тепла енергія у вигляді конденсату;
7. тепла енергія у вигляді конденсату;
8. тепла енергія у вигляді конденсату;
9. відпрацьований газ у вигляді скидної теплової енергії.
10. електроенергія, вироблена паровою турбіною $E_2 = 9,379 \text{ МВт*год}$.

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Оскільки котел –утилізатор не має подачі палива з зовнішніх джерел, по відношенню до когенераційної установки, вироблена тепла енергія є комбінованою.

Обсяг корисної теплової енергії, вироблений когенераційною установкою

$$H_{\text{ког.}} = H_{\text{заг}} = H = \frac{22\,618,22 \text{ Мкал}}{860} = 26,3 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

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

Загальний обсяг виробництва електроенергії

$$E_{\text{заг}} = E_1 + E_2 = 47 + 9,379 = 56,379 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Загальне споживання енергії палива:

$$F_{\text{заг}} = F_{\text{осн}} = 129,03 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

2. Визначення загальної ефективності когенераційної установки:

$$\eta_{\text{заг}} = \frac{E_{\text{заг.}} + H_{\text{ког.}}}{F_{\text{заг}}} = \frac{56,379 + 26,3}{129,03} = 0,641 = 64,1\%$$

$$\text{Умова } \eta_{\text{заг}} \geq \eta_0, \quad 64,1\% < 80\%$$

η_0 – порогове значення ефективності (для когенераційних установок з регульованим відбором пари згідно з пунктом 4 розділу IV), - 80%

Оскільки загальна ефективність нижче порогового значення (0,80), необхідно кількісно визначити параметри, що сприяють визначенню віртуальних частин: когенераційної частина і некогенераційна частини.

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії некогенераційної частини:

для когенераційних установок з регульованого відбору пари (згідно з пунктом 4 розділ IV):

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = \frac{E_{\text{заг.}} + \beta * H_{\text{ког.}}}{F_{\text{осн.}}} = \frac{56,379 + 0,217 * 26,3}{129,03} = 0,481 = 48,1\%$$

β – коефіцієнт втрати потужності згідно з таблицею 2 пункту 5 розділу IV, – 0,217.

4. Визначення співвідношення між електричною та тепловою енергією (для когенераційних установок з регульованим відбором пари):

$$C_{\text{ког.з конд.парі}} = \frac{\eta_{\text{неког.ел.}} - \beta * \eta_0}{\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{0,481 - 0,217 * 0,80}{0,80 - 0,481} = 0,964$$

5. Визначення обсягу електроенергії вироблених когенераційною частиною

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког.з конд.пари}} * H_{\text{ког}} = 0,964 * 26,3 = 25,353 \text{ МВт} * \text{год}$$

6. Визначення обсягу електроенергії виробленої некогенераційною частиною

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 56,379 - 25,353 = 31,026 \text{ МВт} * \text{год}$$

7. Визначення обсягу палива витрачений на електроенергію, вироблену некогенераційною частиною

$$F_{\text{неког.ел}} = \frac{E_{\text{неког.}}}{\eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{31,026}{0,481} = 64,503 \text{ МВт} * \text{год}$$

8. Визначення обсягу палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною

$$F_{\text{ког.}} = F_{\text{заг}} - F_{\text{неког.ел}} = 129,03 - 64,503 = 64,527 \text{ кВт} * \text{год}$$

Проміжні результати:

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної.

Параметри	Фактичні показники установки (кВт*год)	Показники віртуальної установки		
		Когенераційна частина (кВт*год)	Некогенераційна частина (теплова енергія) (кВт*год)	Некогенераційна частина (електроенергія) (кВт*год)
Теплова енергія (H)	26,3	26,3	-	
Електрична енергія (E)	56,379	25,353	-	31,026
Паливо (вхідна енергія) (F)	12 903	64,527	-	64,503

9. Подальший розрахунок економії первинної енергії (PES) залежить від наступних даних:

1	Місце розташування (область, місто)	Херсонська область (м. Херсон)
2	Рік введення в експлуатацію (модернізація)	2014
3	Напруга підключення	120 кВ
4	Власне споживання електроенергії	100%
5	Відпуск електроенергії в мережу	0 %
6	Вид палива	природний газ
7	Призначення теплової енергії	виробництво пари

10. Визначаємо ефективність виробництва електричної енергії для когенераційних установок:

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}} = \frac{25,353}{64,527} = 0,393 = 39,3\%$$

11. Визначаємо ефективність виробництва корисної теплової енергії:

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{26,3}{64,527} = 0,408 = 40,8\%$$

12. Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат для газового палива та витрат на власні потреби:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Ref-E}} &= (\eta_{\text{Ref-E}} + (15 - T) * 0,1) \times (E_1 * k_1 + E_2 * k_2) \\ &= (52,5 + (15 - 11) * 0,1) * (0,951 * 1 + 0,963 * 0) = 50,31\% \end{aligned}$$

де $\eta_{\text{Ref-E}}$ – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, згідно з додатком 8 до цієї Методики, – 52,5%;

T – значення середньорічної температури для регіону, в якому розміщується установка, визначається згідно з додатком 10 до цієї Методики, 11°C;

E_1 – власне споживання електроенергії – 1;

k_1 – фактор корекції для власного споживання електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, -0,951;

E_2 – відпущена електроенергія – 0;

k_2 – фактор корекції для відпущеної електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,963.

13. Визначаємо економію первинної енергії:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{\text{Ref-H}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{\text{Ref-E}}}} \right] * 100\% = \left[1 - \frac{1}{\frac{40,8}{85} + \frac{39,3}{50,31}} \right] * 100 = 20,7\%$$

де PES – економія первинної енергії когенераційною установкою, %;

$\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії – 40,8%;

$\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність комбінованого виробництва електричної енергії – 39,3 %;

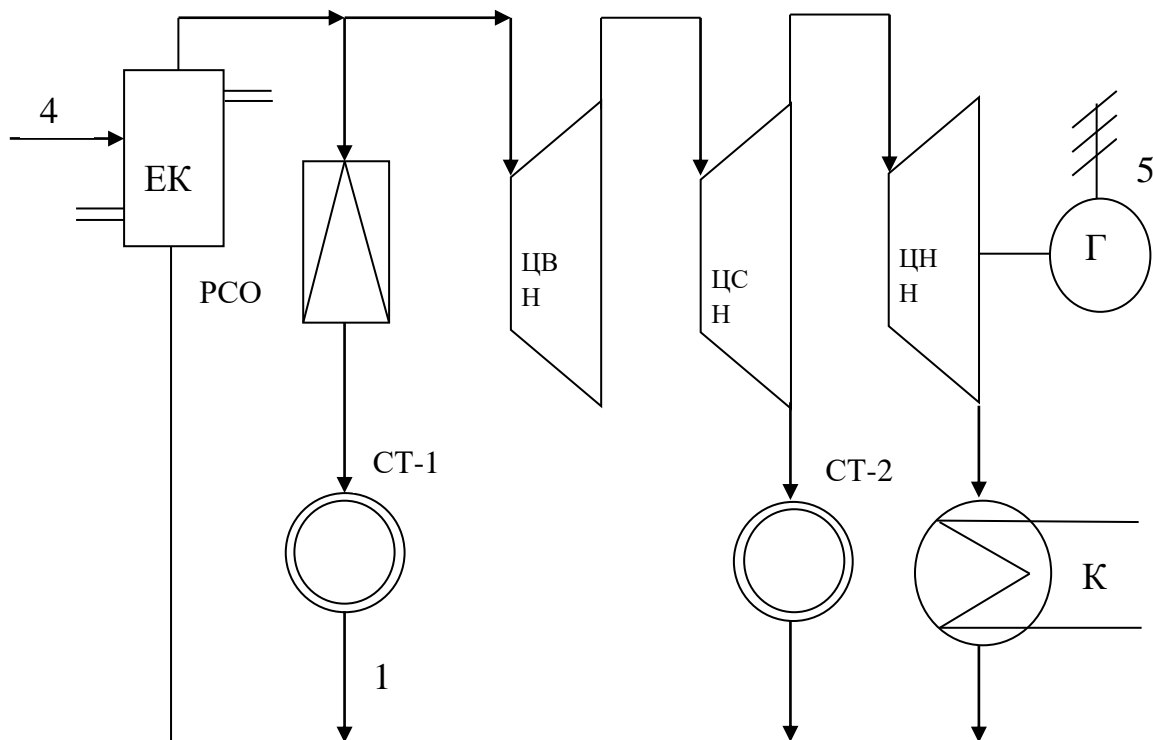
$\eta_{\text{Ref-H}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, згідно з додатком 6 до цієї Методики, – 85%;

$\eta_{\text{Ref-E}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати – 50,31%.

Висновок

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=20,7\% > 10\%$, когенераційна установка відповідає умовам високоефективної когенерації.

Приклад 4. Когенераційна установка з конденсаційною турбіною з регульованим відбором теплової енергії.



де:

- ЕК – енергетичний котел;
- СТ – споживач тепла;
- PCO – редуційна система охолодження
- ЦВН – циліндр високого тиску;
- ЦСН – циліндр середнього тиску;
- ЦНН – циліндр низького тиску;
- Г – електрогенератор;
- К – конденсатор.

Рисунок 4 Схема когенераційної установки з конденсаційною турбіною з регульованим відбором

Визначаємо потоки енергії на вході та виході когенераційної установки:

1. виробництво теплової енергії споживачу $H_1 = 100\,000$ мВт*год;
2. виробництво теплової енергії споживачу $H_2 = 150\,000$ мВт*год;
3. споживання газового палива $F_{\text{заг.}} = 920\,000$ мВт*год;
4. виробництво електроенергії складає $E_{\text{заг.}} = 210\,000$ МВт*год;

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Некомбінованою корисною тепловою енергією є енергія, що виробляється для споживача теплової енергії № 1 оскільки тепла енергія не брала участі у виробництві електроенергії (редукційний обсяг теплової енергії від котла, що не використовується в процесі когенерації, застосовується поза визначеними межами когенерації).

$$H_{\text{неког.}} = H_{\text{редукц.}} = 100\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо енергію палива для виробництва некомбінованої корисної теплової енергії

$$F_{\text{неког.теп}} = F_{\text{редукц}} = \frac{H_{\text{неког.}}}{\eta_{\text{Ref-H}}} = \frac{100\,000}{0,85} = 117\,647 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$\eta_{\text{Ref-H}}$ – контрольне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії (котел з 2013 р в експлуатації виробляє пар), що визначається згідно з додатком 6 до цієї Методики, - 85%.

Визначаємо обсяг корисної теплової енергії, вироблений когенераційною установкою

$$H_{\text{ког.}} = H_2 = 150\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо енергію палива для виробництва електроенергії та комбінованої корисної теплової енергії

$$F_{\text{осн.}} = F_{\text{заг.}} - F_{\text{неког.теп}} = 920\,000 - 117\,647 = 802\,353 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

2. Визначення загальної ефективності когенераційної установки:

$$\eta_{\text{заг}} = \frac{E_{\text{заг.}} + H_{\text{ког.}}}{F_{\text{заг.}} - F_{\text{неког.теп}}} = \frac{210\,000 + 150\,000}{920\,000 - 117\,647} = 0,448 = 44,8\%$$

$$\text{Умова } \eta_{\text{заг}} \geq \eta_0, \quad 44,8\% < 80\%$$

η_0 – порогове значення ефективності (для когенераційних установок з регульованим відбором пари згідно з пунктом 4 розділу IV), - 80%.

Оскільки загальна ефективність нижче порогового значення (0,8), необхідно кількісно визначити параметри, що сприяють визначенню віртуальних частин: когенераційної частина і некогенераційна частини.

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії некогенераційної частини:

Визначаємо коефіцієнт втрати потужності через термодинамічну ефективність:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{т}} &= 0,561 + 0,156 \cdot \log_{10} N = 0,561 + 0,156 \cdot \log_{10} 25 = \\ &= 0,561 + 0,218 = 0,779 \end{aligned}$$

де N - потужність конденсаційної парової турбіни, - 25 МВт.

Коефіцієнт втрат з одиничною термодинамічною ефективністю

$$\beta_0 = \log_{10} (A \cdot p^m) = \log_{10} (1,33 \cdot 15^{0,123}) = 0,269$$

де: значення коефіцієнтів A – 1,33 та m - 0,123 залежно від тиску конденсації в 0,1 бар, відповідно до таблиці 1 пункту 5 розділу IV:

p – тиск відбору пара, 15 бар.

Коефіцієнт втрати потужності:

$$\beta = \beta_0 \cdot \eta_T = 0,269 \cdot 0,779 = 0,209$$

Ефективності виробництва електричної енергії некогенераційної частини для когенераційних установок з регульованого відбору пари згідно з пунктом 4 розділу IV):

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = \frac{E_{\text{заг.}} + \beta \cdot H_{\text{ког.}}}{F_{\text{осн.}}} = \frac{210\,000 + 0,209 \cdot 150\,000}{802\,353} = 0,301 = 30,1\%$$

4. Визначення співвідношення між електричною та тепловою енергією
- для когенераційних установок з регульованим відбором пари:

$$C_{\text{ког.з конд.пари}} = \frac{\eta_{\text{неког.ел.}} - \beta \cdot \eta_0}{\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{0,301 - 0,209 \cdot 0,80}{0,80 - 0,301} = 0,268$$

5. Визначення обсягу електроенергії вироблених когенераційною частиною

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког.з конд.пари}} \cdot H_{\text{ког}} = 0,268 \cdot 150\,000 = 40\,200 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

6. Визначення обсягу електроенергії виробленої некогенераційною частиною

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 210\,000 - 40\,200 = 169\,800 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

7. Визначення обсягу палива витрачений на електроенергію, вироблену некогенераційною частиною

$$F_{\text{неког.ел.}} = \frac{E_{\text{неког.}}}{\eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{169\,800}{0,301} = 564\,119 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

8. Визначення обсягу палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною

$$F_{\text{ког.}} = F_{\text{осн.}} - F_{\text{неког.ел.}} = 802\,353 - 564\,119 = 238\,234 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Проміжні результати:

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної.

Параметри	Фактичні показники установки (МВт*год)	Показники віртуальної установки		
		Когенераційна частина (МВт*год)	Некогенераційна частина (теплова енергія) (МВт*год)	Некогенераційна частина (електроенергія) (МВт*год)
Теплова енергія (H)	150 000	150 000	100 000	
Електрична енергія (E)	210 000	40 200	-	169 800
Паливо (вхідна енергія) (F)	920 000	238 234	117 647	5649

9. Подальший розрахунок економії первинної енергії (PES) залежить від наступних даних:

1	Місце розташування (область, місто)	Київська область (м. Біла Церква)
2	Рік введення в експлуатацію (модернізація)	2013
3	Напруга підключення	150 кВ
4	Власне споживання електроенергії	3%
5	Відпуск електроенергії в мережу	97 %
6	Вид палива	природний газ
7	Призначення теплової енергії	виробництво гарячої води

10. Визначаємо ефективність виробництва електричної енергії для когенераційних установок:

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}} = \frac{40\,200}{238\,234} = 0,169 = 16,9\%$$

11. Визначаємо ефективність виробництва корисної теплової енергії:

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{150\,000}{238\,234} = 0,63 = 63,0\%$$

12. Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат для газового палива та витрат на власні потреби:

$$\eta_{\text{Ref-E}} = (\eta_{\text{Ref-E}} + (15 - T) * 0,1) * (E_1 * k_1 + E_2 * k_2) \\ = (52,5 + (15 - 7) * 0,1) * (0,951 * 0,03 + 0,963 * 0,97) = 51,31\%$$

де $\eta_{\text{Ref-E}}$ – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, згідно з додатком 8 до цієї Методики, 52,5%;

T – значення середньорічної температури для регіону, в якому розміщується установка, визначається згідно з додатком 10 до цієї Методики, 11°C ;

E_1 – власне споживання електроенергії – 0,03;

k_1 – фактор корекції для власного споживання електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, -0,951;

E_2 – відпущена електроенергія – 0,97;

k_2 – фактор корекції для відпущеної електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,963.

13. Визначаємо економію первинної енергії:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{\text{Ref-H}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{\text{Ref-E}}}} \right] * 100\% = \left[1 - \frac{1}{\frac{63,0}{90} + \frac{16,9}{51,31}} \right] * 100 = 3\%$$

де PES – економія первинної енергії когенераційною установкою, %;

$\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії – 63,0%;

$\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність комбінованого виробництва електричної енергії – 16,9 %;

$\eta_{\text{Ref-H}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії, згідно з Додатком 6 до цієї Методики, – 90%;

$\eta_{\text{Ref-E}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати – 51,31%.

Висновок

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=3\% < 10\%$, когенераційна установка не відповідає умовам вискоелективної когенерації.

Приклад 5. Когенераційна установка з газовою турбіною, осушувачем, парової турбіною з відведенням та конденсацією з підведенням енергії від некогенераційних джерел.

На вихлопі газової турбіни встановлено пальник (форсажну камеру), щоб довести температуру газу до 550 °С. Газ частково направляєється в сушарку, а частково у відновлюваний парогенератор для виробництва пари високого тиску, яка використовується паровою турбіною.

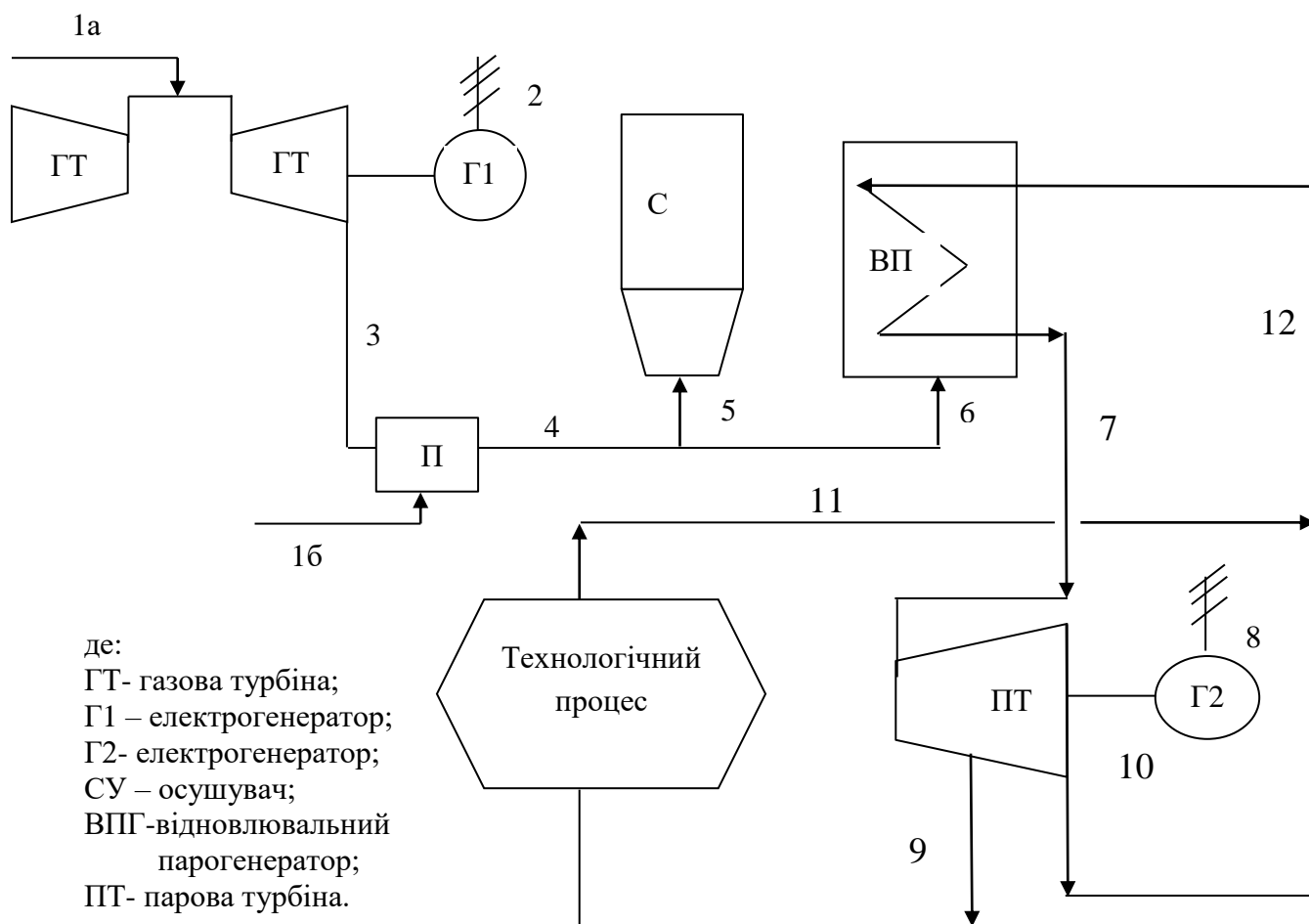


Рисунок 5 Схема когенераційної установки комбінованої з різних технологій (газова турбіни з пальником і парова турбіна з відводом і конденсацією)

Визначаємо потоки енергії на вході та виході когенераційної установки:

1а. споживання газового палива $F_{1a}=35\ 000\ \text{мвт*год}$;

1б. споживання газового палива пальником $F_{16} = F_{\text{дод}} = 20\ 000\ \text{МВт*год}$;

1. виробництво електроенергії газовою турбіною $E_2 = 8\ 000\ \text{мвт*год}$;

2. теплова енергія у вигляді відпрацьованого газу, що надходить до пальника $h_3=20\ 000\ \text{МВт*год}$;

3. теплова енергія у вигляді відпрацьованого газу, що виходить з пальника $h_4=36\,400$ МВт*год;
4. теплова енергії у вигляді відпрацьованого газу для осушувача (споживач теплової енергії), що складає 25% від виходу енергії з пальника
 $H_5=9\,100$ мвт*год;
5. теплова енергії у вигляді відпрацьованого газу для відновлюваного парогенератора, що складає 75% від виходу енергії з пальника
 $H_6=27\,300$ МВт*год;
6. теплова енергія у вигляді пари високого тиску, яка використовується паровою турбіною;
7. виробництво електроенергії паровою турбіною $E_3=4000$ мвт*год;
8. виробництво теплової енергії споживачу в технологічній процесі у вигляді гарячої води $H_7=20\,000$ МВт*год;
9. теплова енергія у вигляді конденсату;
10. теплова енергія у вигляді конденсату;
11. теплова енергія у вигляді конденсату;

Установка складається з одного блоку, але з метою розрахунку загальної продуктивності розглядаються дві секції окремо:

- секція А: газова турбіна, пальник (некогенераційне джерело) та осушувач. (Граничне значення $\eta \geq 75\%$);
- секція Б: газова турбіна, пальник та парова турбіна. (Граничне значення $\eta \geq 80\%$).

Після розрахунку загальної ефективності розрахунок економії первинної енергії (PES) необхідно виконати з урахуванням установки, що складається з одного блоку, враховуючи значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії η_{Ref-H} , як результату середньої ваги двох секцій.

Проводимо розрахунок секції А

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Оскільки осушувач має подачу палива з зовнішніх джерел, по відношенню до газової турбіни когенераційної установки, не весь обсяг виробленої теплової енергії є комбінованим.

Теплова енергії вироблена пальником відноситься до некомбінованої корисної теплової, оскільки не бере участі у виробництві електроенергії.

Визначаємо обсяг некогенераційної теплової енергії, вироблений пальником

$$H_{\text{дод}} = F_{\text{дод}} * \eta_{\text{Ref-H}} = 20\,000 * 0,82 = 16\,400 \text{ МВт} * \text{год}$$

η_{Ref-H} – контрольне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії (пряме використання відхідних газів), що визначається згідно з додатком 6 до цієї Методики, - 82%.

При цьому, до осушувача надійшло теплової енергії - 25% ($H_{A.дод} = 4\ 100$ МВт*год), а до відновлювального парогенератора – 75% ($H_{B.дод} = 12\ 300$ МВт*год)

Визначаємо обсяг корисної теплової енергії:

$$H_{A.ког.} = H_5 - H_{A.дод} = 9\ 100 - 4\ 100 = 5\ 000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Оскільки подана енергія в газову турбіну та палиник, зараховується на дві установки, обсяги виробництва електроенергії та палива визначаються пропорційно.

Загальне споживання енергії палива для роботи секцій А та Б (розподіляємо споживання палива на секції):

Споживання палива газовою турбіною в рамках секції А:

$$F_{A.1a} = F_{1a} \cdot 0,25 = 35\ 000 \cdot 0,25 = 8\ 750 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Споживання палива газовою турбіною в рамках секції Б:

$$F_{B.1a} = F_{1a} \cdot 0,75 = 35\ 000 \cdot 0,75 = 26\ 250 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Споживання палива палиником в рамках секції А:

$$F_{A.16} = F_{16} \cdot 0,25 = 20\ 000 \cdot 0,25 = 5\ 000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Споживання палива палиником в рамках секції Б:

$$F_{B.16} = F_{16} \cdot 0,75 = 20\ 000 \cdot 0,75 = 15\ 000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Загальне споживання енергії палива для роботи секцій А:

$$F_{A.заг} = F_{A.1a} + F_{A.16} = 8\ 750 + 5\ 000 = 13\ 750 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Загальне споживання енергії палива для роботи секцій Б:

$$F_{B.заг} = F_{B.1a} + F_{B.16} = 26\ 250 + 15\ 000 = 41\ 250 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Оскільки паливо пропорційно перерозподіляється по різних секціям визначаємо обсяг виробництва електроенергії газовою турбіною в рамках секції А:

$$E_{A.заг} = E_2 \cdot 0,25 = 8\ 000 \cdot 0,25 = 2\ 000 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

2. Визначення загальної ефективності секції А:

$$\eta_{A.заг} = \frac{E_{A.заг.} + H_{A.ког.}}{F_{A.заг} - F_{A.16}} = \frac{2\ 000 + 5\ 000}{13\ 750 - 5\ 000} = 0,8 = 80\%$$

Умова $\eta_{\text{заг}} \geq \eta_0$, $80\% > 75\%$

η_0 – порогове значення ефективності (для когенераційних установок без регульованого відбору пари згідно з пунктом 4 розділу IV), - 75%

Оскільки загальна ефективність вище порогового значення (0,75), то в секції А весь обсяг виробленої електричної енергії та весь обсяг корисної теплової енергії вважаються виробленими комбінованим (когенераційним) способом, і в подальшому враховуються при застосуванні методології визначення ефективності процесу когенерації *PES*.

Приймаємо в рамках секції А:

$$E_{\text{А.заг.}} = E_{\text{А.ког.}} = 2\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$H_{\text{А.ког.}} = 5\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$F_{\text{А.1а.}} = F_{\text{А.ког.}} = 8\,750 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Проводимо розрахунок секції Б

1. В роботі секції Б відсутні додаткові постачання палива та виробництво теплової енергії з некогенераційних джерел.

Визначаємо обсяг корисної теплової енергії вироблений секцією Б :

$$H_{\text{Б.ког.}} = H_7 = 20\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Визначаємо обсяг виробництва електроенергії газовою турбіною в рамках секції Б:

$$E_{\text{Б.2}} = E_2 \cdot 0,75 = 8\,000 \cdot 0,75 = 6\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Загальний обсяг виробництва електроенергії в рамках секції Б (газовою та паровою турбінами):

$$E_{\text{Б.заг.}} = E_{\text{Б.2}} + E_3 = 6\,000 + 4\,000 = 10\,000 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

Загальне споживання енергії палива для роботи секції Б:

$$F_{\text{Б.заг.}} = F_{\text{Б.1а.}} + F_{\text{Б.1б.}} = 26\,250 + 15\,000 = 41\,250 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

2. Визначення загальної ефективності секції Б:

$$\eta_{\text{Б.заг.}} = \frac{E_{\text{Б.заг.}} + H_{\text{Б.ког.}}}{F_{\text{Б.заг.}}} = \frac{10\,000 + 20\,000}{41\,250} = 0,727 = 72,7\%$$

Умова $\eta_{\text{заг}} \geq \eta_0$, $72,7\% > 80\%$

η_0 – порогове значення ефективності (для когенераційних установок з регульованим відбором пари згідно з пунктом 4 розділу IV), - 80%.

Оскільки загальна ефективність нижче порогового значення (0,8), необхідно кількісно визначити параметри, що сприяють визначенню віртуальних частин: когенераційної частина і некогогенераційна частини.

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії секцією Б некогогенераційної частини:

Визначаємо коефіцієнт втрати потужності через термодинамічну ефективність:

$$\eta_{\Gamma} = 0,561 + 0,156 \cdot \log_{10} N = 0,561 + 0,156 \cdot \log_{10} 2 = 0,561 + 0,132 = 0,693 \quad (20)$$

де N - потужність парової турбіни, - 7 МВт.

Коефіцієнт втрат з одиничною термодинамічною ефективністю

$$\beta_0 = \log_{10} (A \cdot p^m) = \log_{10} (1,44 \cdot 15^{0,115}) = 0,294$$

де: значення коефіцієнтів A – 1,44 та m - 0,115 залежно від тиску конденсації в 0,05 бар, відповідно до таблиці 1 пункту 5 розділу IV:

p – тиск відбору пара, 15 бар.

Коефіцієнт втрати потужності:

$$\beta = \beta_0 \cdot \eta_{\Gamma} = 0,294 \cdot 0,693 = 0,204$$

4. Ефективності виробництва електричної енергії секцією Б некогогенераційної частини (для когенераційних установок з регульованого відбору пари згідно з пунктом 4 розділу IV):

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = \frac{E_{\text{Б.заг.}} + \beta \cdot H_{\text{Б.ког.}}}{F_{\text{Б.заг.}}} = \frac{10\,000 + 0,204 \cdot 20\,000}{41\,250} = 0,341 = 34,1\%$$

5. Визначення співвідношення між електричною та тепловою енергією секції Б (для когенераційних установок з регульованим відбором пари):

$$C_{\text{ког.з конд.пари}} = \frac{\eta_{\text{неког.ел.}} - \beta \cdot \eta_0}{\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{0,341 - 0,204 \cdot 0,80}{0,80 - 0,341} = 0,387$$

6. Визначення обсягу електроенергії, виробленою когенераційною частиною секції Б

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког.з конд.пари}} \cdot H_{\text{ког}} = 0,387 \cdot 20\,000 = 7\,740 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

7. Визначення обсягу електроенергії, виробленої некогогенераційною частиною секції Б

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 10\,000 - 7\,740 = 2\,260 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

8. Визначення обсягу палива, витраченого секцією Б на електроенергію, вироблену некогенераційною частиною

$$F_{\text{неког.ел}} = \frac{E_{\text{неког.}}}{\eta_{\text{неког.ел.}}} = \frac{2\,260}{0,341} = 6\,628 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

9. Визначення обсягу палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною секції Б

$$F_{\text{ког.}} = F_{\text{Б.заг.}} - F_{\text{неког.ел}} = 41\,250 - 6\,628 = 34\,622 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Проміжні результати:

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної.

Параметри	Фактичні показники установки (МВт*год)	Показники віртуальної установки					
		Секція А			Секція Б		
		Когенераційна частина (МВт*год)	Некогенераційна (теплова енергія) (МВт*год)	Некогенераційна (електроенергія) (МВт*год)	Когенераційна частина (МВт*год)	Некогенераційна (теплова енергія) (МВт*год)	Некогенераційна (електроенергія) (МВт*год)
Теплова енергія (H)	29 100	5 000	4 100		20 000		
Електрична енергія (E)	12 000	2 000	-		7 740		2 260
Паливо (вхідна енергія) (F)	55 000	8 750	5 000		34 622		6 628

10. Подальший розрахунок економії первинної енергії (PES) залежить від наступних даних:

1	Місце розташування (область, місто)	Київська область (м. Біла Церква)
2	Рік введення в експлуатацію (модернізація)	2014
3	Напруга підключення	150 кВ
4	Власне споживання електроенергії	3%
5	Відпуск електроенергії в мережу	97 %
6	Вид палива	природний газ
7	Призначення теплової енергії	- відпрацьовані газ; - виробництво гарячої води.

Еталонного значення окремого виробництва теплової енергії установки, що розділена на дві секції, визначається як середньозважена величина відповідних значень ($\eta_{\text{Ref-H}}$ - 0,82 відпрацьовані газ для сушіння і 0,90 для виробництва гарячої води, згідно з Додатком 6 до цієї Методики):

$$\eta_{\text{Ref-H ср устан}} = \frac{H_{\text{А.ког}} \cdot 0,82 + H_{\text{Б.ког}} \cdot 0,9}{H_{\text{А.ког}} + H_{\text{Б.ког}}} = \frac{5000 \cdot 0,82 + 20000 \cdot 0,9}{5000 + 20000} = 88,4 \%$$

11. Визначаємо ефективність виробництва електричної енергії для когенераційної установки:

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = \frac{E_{\text{ког}}}{F_{\text{ког}}} = \frac{2\,000 + 7\,740}{8\,750 + 34\,622} = 0,225 = 22,5\%$$

12. Визначаємо ефективність виробництва корисної теплової енергії:

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = \frac{H_{\text{ког.}}}{F_{\text{ког.}}} = \frac{5\,000 + 20\,000}{8\,750 + 34\,622} = 0,576 = 57,6\%$$

13. Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат для газового палива та витрат на власні потреби:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{Ref-E}} &= (\eta_{\text{Ref-E}} + (15 - T) * 0,1) * (E_1 * k_1 + E_2 * k_2) \\ &= (52,5 + (15 - 7) * 0,1) * (0,951 * 0,03 + 0,963 * 0,97) = 51,31\% \end{aligned}$$

де $\eta_{\text{Ref-E}}$ – гармонізоване значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, згідно з додатком 8 до цієї Методики, 52,5%;

T – значення середньорічної температури для регіону, в якому розміщується установка, визначається згідно з додатком 10 до цієї Методики, 11°C;

E_1 – власне споживання електроенергії – 0,03;

k_1 – фактор корекції для власного споживання електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,951;

E_2 – відпущена електроенергія – 0,97;

k_2 – фактор корекції для відпущеної електричної енергії, згідно з додатком 9 до цієї Методики, - 0,963.

14. Визначаємо економію первинної енергії:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{\text{ког.тепл.}}}{\eta_{\text{Ref-Hср устан}}} + \frac{\eta_{\text{ког.ел.}}}{\eta_{\text{Ref-E}}}} \right] * 100\% = \left[1 - \frac{1}{\frac{57,6}{88,4} + \frac{22,5}{51,31}} \right] * 100 = 8,3\%$$

де PES – економія первинної енергії когенераційною установкою, %;

$\eta_{\text{ког.тепл.}}$ – ефективність комбінованого виробництва корисної теплової енергії – 57,6%;

$\eta_{\text{ког.ел.}}$ – ефективність комбінованого виробництва електричної енергії – 22,5 %;

$\eta_{\text{Ref-Hср устан}}$ – середньозважене еталонне значення ефективності для окремого виробництва теплової енергії – 88,4%;

$\eta_{\text{Ref-E}}$ – еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії, що враховує кліматичні та енергетичні втрати – 51,31%.

Висновок

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=8,3\% < 10\%$, когенераційна установка не відповідає умовам високоефективної когенерації.

Приклад 6. Розрахунок гармонізованого еталонного значення окремого виробництва теплової енергії у випадку використання декількох видів палива та за різними способами використання корисної теплової енергії.

Когенераційна установка спожила у звітному періоді палива в обсязі 1400 МВт*год, з них: природного газу – 1000 МВт*год та біогазу - 400 МВт*год.

Було вироблено 520 МВт*год корисного тепла, з них: призначеного для виробництво пари – 150 МВт*год, гарячої води – 200 МВт*год та для безпосереднього використання відхідних газів – 170 МВт*год.

Вид палива	Обсяг споживання палива, F_i (МВт*год)	Виробництво пари		Виробництво гарячої води		Пряме використання відхідних газів	
		Обсяг, МВт*год	еталонні значення (η_{Ref-H}), %	Обсяг, МВт*год	еталонні значення (η_{Ref-H}), %	Обсяг, МВт*год	еталонні значення (η_{Ref-H}), %
Природний газ	1000	-	90	-	85	-	82
Біогаз	400	-	70	-	65	-	62
Загалом	1400	150		200		170	

Інформація про внески кожного виду палива в кожен із способів використання корисного тепла в зоні споживання відсутня. Необхідно використовувати загальні значення корисного тепла, що відповідають різним способам використання корисної теплової енергії

Розрахунок середньозваженого еталонного значення окремого виробництва теплової енергії за різними способами використання корисної теплової енергії з використання природного газу

$$\eta_{Ref-H \text{ ф.сп природ.газ}} = \frac{90 * 150 + 85 * 200 + 82 * 170}{150 + 200 + 170} = 85,46 \%$$

Розрахунок середньозваженого еталонного значення окремого виробництва теплової енергії за різними способами використання корисної теплової енергії з використання біогазу

$$\eta_{Ref-H \text{ ф.сп біогаз}} = \frac{70 * 150 + 65 * 200 + 62 * 170}{150 + 200 + 170} = 65,46 \%$$

Розрахунок середньозваженого еталонного значення окремого виробництва теплової енергії установки.

$$\eta_{Ref-H \text{ ср устан}} = \frac{85,46 * 1000 + 65,46 * 400}{1000 + 400} = 79,75 \%$$