Кулик М.П.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ЗАХИСТ АТМОСФЕРНОГО ПОВІТРЯ ПРИ СПАЛЮВАННІ ОРГАНІЧНОГО ПАЛИВА НИЗЬКОЇ ЯКОСТІ

Об'єкти теплової енергетики належать до найбільших забруднювачів атмосферного повітря через зношеність основного технологічного обладнання. Вугільні блоки при спалюванні палива низької якості є джерелами утворення оксидів вуглецю, сірки та азоту. Найкращими методами зменшення шкідливих речовин є екологічно безпечні технологічні процеси, зокрема процес спалювання помеленого вугілля.

Проведений порівняльний аналіз парового та газового способу генерації електроенергії. Паровий спосіб генерації включає чотири етапи перетворення енергії палива (спалювання, формування робочого тіла, його розширення та отримання електроенергії при обертанні ротора генератора). Газовий спосіб включає тільки етапи перетворення (спалювання турбінного палива з отриманням робочого тіла, його розширення та генерацію електроенергії за допомогою окремого генератора).

Ефективність спалювання палива оцінювалася за рівнянням зворотнього теплового балансу. Загальний коефіцієнт корисної дії парового способу (добуток чотирьох величин) дещо менший за коефіцієнт корисної дії газового методу (добуток трьох величин). Показано, що при поєднанні в одній енергетичній установці парового та газового способу генерації електроенергії можна підвищити ефективність генерації в межах 5-10%. Цього можна досягти навіть тоді, коли газова її частина працює на органічному паливі, а перерозподіл потоків первинної сировини здійснюється по схемі 50%/50%.

Спалювання палива в атмосферному повітрі, збагаченому киснем, призводить до зменшення обсягу димових газів і зниження концентрації оксидів азоту. Сучасні методи передачі теплового потоку із топки (а ще краще із передтопка) котельного агрегату в цикл газової генерації сприяють також підвищенню маневровості комбінованої енергетичної установки.

Ключові слова: паровий і газовий способи генерації електроенергії, зворотній тепловий баланс, комбінована парогазова енергетична установка, скорочення викидів, маневровість теплових станцій.

Постановка проблеми. Захист довкілля, зокрема атмосферного повітря, є однією із найгостріших проблем сучасного промислового виробництва, яке тісно пов'язане з енергетичною галуззю. Об'єкти великої теплової енергетики України, які здебільшого базуються на вугільних блоках, належать до найбільших забруднювачів атмосферного повітря. До переліку шкідливих речовин, які утворюються в ключовому технологічному процесі теплової енергетики – спалюванні органічного палива (дрібно помеленого кам'яного вугілля, мазуту, природного газу чи горючих газових відходів різноманітних технологічних процесів) входять оксиди вуглецю, сірки та азоту. Крім того, в структурі потужностей об'єднаної енергетичної системи України спостерігається дефіцит маневрових потужностей [1, 2, с. 32; 3, с. 49].

Спроба використання вугільних блоків теплоелектростанцій, більшість яких побудовані в 60-70 роках минулого століття, для покриття пікових навантажень не може бути ефективною. Адже часті їх пуски та зупинки підвищують ризики виникнення аварійних ситуацій, а робота техно-

логічного обладнання, яке вичерпало свій ресурс, у перехідних непроектованих режимах погіршує техніко-економічні та екологічні показники.

Створення додаткових маневрових потужностей у необхідних обсягах традиційними способом, тобто будівництвом гідроакумуючих електростанцій або використанням існуючих гідроелектростанцій у насосному режимі роботи, є економічно не вигідним. Тому необхідно терміново віднайти нестандартні способи вирішення вказаної проблеми [4, с. 2; 5, с. 25]. В критичних умовах, в яких знаходиться енергетична галузь, її технічне переобладнання за прикладом розвинених країн Європи і найближчих сусідів слід проводити на базі газотурбінних технологій.

Аналіз досліджень і публікацій. У роботі [2, с. 34] проведений порівняльний аналіз ефективності вугільної паротурбінної генерації, коефіцієнт корисної дії (далі – ККД) якої лежить в межах 40-42%. В той же час діючі теплові електростанції мають ККД на рівні дещо нижчому за 40%, а коефіцієнт корисної дії сучасних парогазових установок становить 50-60%. Вартість

встановленої потужності для традиційної генерації складає 1000-1400 дол./кВт, а для газової генерації – 400-600 дол./кВт. Такий же показник для гідроакмулюючих електростанцій перевищує 2500 дол./кВт.

В Україні наявна деяка інфраструктура у сфері газотурбінних технологій (проектування, випуск, налагоджувальні роботи), але через відсутність у достатній кількості дорогого газотурбінного палива (рідкого чи газоподібного) ця технологія в тепловій енергетиці широко не використовується. Сучасні підходи в традиційній тепловій енергетиці полягають у поєднанні в одній енергетичній установці парової та газової генерації, при цьому обидві турбоустановки [6, с. 109] можуть працювати на паливі, яке найбільш доступне в конкретному промисловому регіоні.

Постановка завдання. Прообразом такого підходу до енергетичних установок слід вважати технічне рішення німецьких інженерів (патент ФРГ № 839290 «Парогазова теплосилова установка», 1944 рік). У вказаному патенті німецькі винахідники запропонували частину неохолоджених димових газів після очищення від твердих включень скеровувати до газової турбіни, яка за допомогою окремого електрогенератора виробляє тиме додаткову кількість електричної енергії.

Мета статті – оцінити вплив поєднання парового та газового способів генерації електроенергії на ефективність техніко-екологічних показників процесу виробництва електричної енергії, зокрема коефіцієнт корисної комбінованої парогазової установки, обсяг димових газів і концентрацію шкідливих речовин.

Виклад основного матеріалу дослідження. Для підтвердження викладених припущень проведемо оцінку ефективності парового і газового методу генерації електричної енергії. Спрощена блок-схема парового способу генерації електроенергії наведена на Рис. 1.

Традиційна схема парової генерації електроенергії на теплових електростанціях має певні послідовно з'єднані етапи перетворення енергії різного виду: спалювання палива в топці (коефіцієнт корисної дії топкової камери – η_1); нагрів кот-

лової води з отриманням пари необхідного тиску та температури (коефіцієнт корисної дії парогенератора – η_2), необхідних для роботи парової турбіни (ККД парової турбіни – η_3), яка в подальшому обертає електрогенератор (ККД електрогенератора – η_4).

Загальний коефіцієнт корисної дії послідовного з'єднання чотирьох блоків, які відображають етапи перетворення різного виду енергії в електричну, визначається за схемою:

$$\eta_{заг} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4, \quad (1)$$

Аналіз ефективності роботи окремих блоків, які ілюструють паровий спосіб генерації електроенергії (Рис. 1), відрізняється від загальноприйнятих у теплотехніці тим, що котельний агрегат розглядається як послідовне з'єднання паливної топки та парогенератора. Коефіцієнт корисної дії окремих компонентів такого поєднання, а саме топки, в сфері теплової енергетики не використовується. Це може бути пов'язано з тим, що такий коефіцієнт дещо занижений. В той же час у практиці використовуються котельні агрегати, в яких, крім радіаційних поверхонь нагріву, встановлені напіврадіаційні та конвективні поверхні. Це дає змогу ефективно використати температуру димових газів за топкою (для пиловугільних парогенераторів – 900-1200°C), знизивши її до рівня 110-130°C за повітропідігрівниками (на виході з котла).

Суто методично для аналітичних досліджень коефіцієнт корисної дії топки вугільних, мазутних котлів чи інших топко (паливень) можна визначити, знайшовши та оцінивши величину теплових втрат, які мають місце в досліджуваній топці. Ефективність використання палива в котельному агрегаті, а конкретніше в топці, визначається здебільшого двома факторами: повнотою згорання палива і глибиною охолодження продуктів згорання (димових газів, золи).

В роботі [7, с. 42–44] зазначено, що переважна кількість тепла, яке вноситься в котельний агрегат, сприймається поверхнями нагріву та переда-

Рис. 1. Блок-схема технологічного процесу виробництва електроенергії по паровому способу генерації

ється робочому тілу, яке формується при підігріванні води до кипіння, випаровування та перегріву водяної пари до необхідних по технологічному регламенту тиску та температури. На ці потреби йде тепло, яке вважається корисним. Решта теплоти, яка в сучасних потужних котельних складає приблизно 8-12%, не використовується для отримання перегрітої пари. Це має місце внаслідок різного виду втрат тепла, що характеризує різні аспекти (режимні, конструктивні) роботи котельного агрегату.

Загальний розподіл тепла на частини, які корисно використовуються, і окремі втрати можна отримати із теплового балансу:

$$Q_n^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (2)$$

де Q_n^p – кількість тепла, яка міститься в одиниці маси твердого (рідкого) палива чи в одиничному об'ємі газоподібного палива, ккал/кг (ккал/м³);

Q_1 – корисне тепло, ккал/кг (ккал/м³);

Q_2 – втрата тепла з відхідними газами, ккал/кг (ккал/м³);

Q_3 – втрати тепла через хімічну неповноту спалювання палива, ккал/кг (ккал/м³);

Q_4 – втрати тепла через механічну неповноту спалювання палива, ккал/кг (ккал/м³);

Q_5 – втрати тепла на зовнішнє охолодження котельного агрегату (з поверхні котла), ккал/кг (ккал/м³);

Q_6 – втрата з фізичним теплом жужелю, ккал/кг (ккал/м³).

Наведене рівняння теплового балансу (2) може бути записане у відносних величинах до кількості скритої кількості теплоти в паливі, яке використовується для роботи енергоблоку.

$$\sum_{i=1}^{i=6} q_i = 1, \quad (3)$$

де $q_i = Q_i / Q_n^p$ – відносне значення.

Рівняння (2) називають прямим, а рівняння (3) – зворотнім тепловим балансом котельного агрегату. Якщо корисним теплом Q_n^p для таких досліджень вважати кількість теплоти, яка міститься в газах спалювання для нагрівання котлової води, то коефіцієнт корисної дії топкової камери за зворотнім балансом можна записати у відносних величинах так:

$$\eta_{т.к.} = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (4)$$

Враховуючи, що всі значення відносних втрат тепла, які входять до виразу (4), значно відрізняються для різних конструкцій топковий котельного агрегату, виду та якості палива, експлуатаційного

стану топки, а також потужності енергоблоку, то для наближених розрахунків необхідно взяти середні значення для діапазону їх зміни для втрат тепла із відхідними газами q_2 , втрат від хімічної неповноти спалювання q_3 , втрат від механічного недопалу q_4 , втрат тепла через зовнішнє охолодження q_5 , а також втрат з фізичним теплом золи q_6 .

В різних розділах роботи [7, с. 48] для згаданих вище коефіцієнтів питомих втрат наведені орієнтовні їх значення і можливий діапазон їхньої зміни. Так, найбільша частка втрат тепла пропадає з відхідними газами, що складає 50-70% всіх перерахованих втрат. Відсоткова величина втрат тепла з відхідними газами складає 4-8% від кількості тепла, яке міститься в паливі та отримується при його спалюванні, тобто $q_2 = 0.04 - 0.08$.

Для оціночних розрахунків приймемо його значення не посередині можливого діапазону змін, а будемо орієнтуватися на найгірші умови, отже нехай $q_2 = 0.08$. Слід зауважити, що на думку авторів [7] збільшення об'єму димових газів призводить до підвищення втрат тепла, і ці втрати зменшуються при зменшенні такого об'єму. Що стосується втрат тепла від хімічної неповноти згоряння, то згадані автори вважають, що для камерних топковий вони не перевищують 0.5%, тобто $q_3 = 0.005$. По аналогії із попереднім каналом втрат обираємо найгірший випадок.

Наступна втрата тепла q_4 тими ж авторами оцінюється величиною, яка лежить у діапазоні від 0.5 до 5%, а середина діапазону для втрат від механічної неповноти згоряння $q_4 = 0.025$. Втрати від зовнішнього охолодження залежать від геометричних розмірів котельного агрегату і від температури його зовнішньої поверхні. При робочому навантаженні, яке близьке до номінального значення, q_5 за оцінками тих же авторів лежить у діапазоні від 0.176% до 0.31%. Для найгіршого випадку для втрат q_5 автор приймає значення 0.003.

Остання втрата корисного тепла із фізичним теплом жужелю (із золою чи шлаком) q_6 авторами [7, с. 49] оцінюється величиною в 0.2% для палива із приведеною зольністю, яка передбачалася проектною документацією на момент побудови діючих ТЕС, а це 60-70-ті роки минулого століття. Якість палива, яке використовується на вугільних блоках, значно погіршилася, зокрема його зольність зросла вдвічі-втричі, а q_6 може прийняти значення теж у гіршому випадку на рівні 0.006 у не відсотковому вираженні. Після підставлення значень, згаданих у попередньому абзаці, в вираз (4) отримаємо: $\eta_{т.к.} = 1 - 0.08 - 0.005 - 0.025 - 0.003 - 0.006 = 0.88$.

Реальний коефіцієнт корисної дії топкової камери з урахуванням експлуатаційного зношування основних палинкових пристроїв може бути дещо нижчим за розраховане і вказане вище значення для новітніх котельних агрегатів вугільних блоків (на діючих ТЕС України такі блоки ще не встановлені). У зв'язку з цим для приблизних концептуальних розрахунків чисто умовно автор прийняв його значення на рівні 0.8.

Коефіцієнт корисної дії котла значно вищий від ККД топки насамперед тому, що температура відхідних газів за ним у 8-9 разів менша, ніж за топкою (900-1300°C – за топкою і 110-130°C – за котлом), тому і втрати значно менші. Інші втрати аналогічні, хоча мають деяку тенденцію до збільшення. Втрати з відхідними газами за парогенератором коливаються в дещо вужчому діапазоні і складають 8-10%. Необхідно чітко враховувати ККД котлів, в яких спалюють паливо різного типу (тверде, рідке чи газоподібне). Такий коефіцієнт лежить в межах 84-92%. Для подальших приблизних розрахунків автор приймає його значення теж на рівні 0.8.

Коефіцієнт корисної дії котла значно вищий від ККД топки насамперед тому, що температура відхідних газів за ним у 8-9 разів менша, ніж за топкою (900-1300°C – за топкою і 110-130°C – за котлом), тому і втрати значно менші. Інші втрати аналогічні, хоча мають деяку тенденцію до збільшення. Втрати з відхідними газами за парогенератором коливаються в дещо вужчому діапазоні і складають 8-10%. Необхідно чітко враховувати ККД котлів, в яких спалюють паливо різного типу (тверде, рідке чи газоподібне). Такий коефіцієнт лежить в межах 84-92%. Для подальших приблизних розрахунків автор приймає його значення теж на рівні 0.8.

Коефіцієнт корисної дії парової турбіни може лежати в межах 80-90%, в середньому для приблизних розрахунках було прийнято 80%. Такий же параметр електричного генератора на сучасному технічному рівні конструктивної реалізації значно вищий залежно від технічної досконалості та умов роботи електричної мережі і складає

97-99%. Використання виробленої електроенергії, яка спрямовується ще й на власні потреби, може призвести до умовного зниження ефективності електрогенератора до рівня 0.9. Після підстановки у вираз (1) всіх складників отримаємо загальний коефіцієнт роботи електричної станції по стандартній схемі парової генерації: $\eta_{\text{заг}} = 0.8 \cdot 0.8 \cdot 0.8 \cdot 0.9 = 0.4608$, що відповідає ефективності сучасних теплових електростанцій. Ефективність українських ТЕС значно нижча і в найгіршому випадку знаходилася на рівні приблизно 33-35%.

Значно простішою схемою генерації електричної енергії, яку в тепловій енергетиці досить часто використовують на ТЕЦ, є газотурбінна установка, яка розкручується високотемпературним газовим потоком, що отримується в камері згорання при спалюванні газотурбінного палива. Блок-схема такого технологічного процесу генерації електричної енергії наведена на Рис. 2.

Камера згорання газотурбінної установки теж може мати коефіцієнт корисної дії на рівні 80% (також у найгіршому або найкращому випадках). Враховуючи згадані значення ККД електричного генератора (90%), ККД газової турбіни приймемо на рівні парової (80%). Слід зауважити, що у виразі (1) для блок-схеми, зображеної на Рис. 2, матимуть місце лише три множники. Для виявлення позитивного ефекту переваги газової генерації електричної енергії перед її традиційним способом прийняті оцінки ефективності перетворення енергії в блоках ГТУ такі ж як і для парової генерації у виразі (1). Загальний коефіцієнт корисної дії процесу виробництва електричної енергії по схемі з використанням ГТУ буде виглядати так: $\eta_{\text{заг}} = 0.8 \cdot 0.8 \cdot 0.9 = 0.576$.

Порівняння ефективності роботи комбінованої парогазової енергетичної установки (паралельне поєднання парового і газового способів генерації електроенергії) показує, що за умови розподілу первинного енергетичного ресурсу, кам'яного вугілля (чи іншого органічного палива) по схемі 50%/50% загальний коефіцієнт корисної дії може зрости в гіршому випадку як мінімум на 5%. Слід зауважити, що для забезпечення роботи газової

Рис. 2. Блок-схема виробництва електроенергії з використанням газової турбіни

частини комбінованої частини енергетичної установи може не використовуватися дороговартісне газотурбінне паливо.

Паралельне поєднання двох віток (парової та газової генерації електроенергії) у комбінованій парогазовій енергетичній установці дозволяє підвищити маневровість теплової енергетики, яка забезпечує енергетичну безпеку держави [8, с. 9–10]. Аналіз перспектив застосування таких установок в енергетиці України, а також оцінка існуючого стану і напрямів розвитку таких технологій в Україні проведений у роботах [9, с. 236; 10, с. 227]. З цього аналізу вбачається, що в зарубіжних країнах, включаючи Росію, таким проблемам приділяють серйозну увагу.

Висновки. Оновлена діюча енергетична стратегія України на період до 2030 року (Енергостратегія-2030), а також нова енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (НЕС-2035) передбачають зниження імпортозалежності завдяки збільшенню видобутку власних енергоносіїв, підвищення енергоефективності та розвитку поновлювальних джерел енергії.

Збалансований підхід до оновлення джерел генерації електроенергії та побудови нових дже-

рел енергії в рамках проекту 2025 року передбачає ввід 2.8 ГВт поновлювальних джерел, включаючи гідрогенерацію. В той же час на об'єктах теплової енергетики передбачається продовження терміну експлуатації 3–6 ГВт, а також будівництво нових потужностей приблизно на 0.6 ГВт. Такими темпами частка маневрових потужностей у встановленій потужності до 2035 року порівняно з 2015 роком має зрости майже вдвічі з 8.6% до 18%, що ще не зовсім відповідає науково обгрунтованому безпечному значенню.

За рахунок поєднання парового та газового способів генерації в одній енергетичній установці при різних схемах їх роботи, описаних у [9], вирішується три незалежних завдання:

- підвищення ефективності технологічного процесу генерації, що супроводжується підвищенням потужності при тій же кількості палива чи навіть при меншій його кількості,
- зменшується об'єм димових газів і концентрація деяких шкідливих інгредієнтів, внаслідок чого суттєво знижуються питомі валові викиди,
- підвищується маневровість теплових електростанцій завдяки різним поєднанням парової та газової генерації електроенергії.

Список літератури:

1. Воронцов С. Про відповідність Енергетичної стратегії України на період до 2030 року сучасним викликам і загрозам у сфері енергетичної безпеки // Національний інститут стратегічних досліджень. Електронний ресурс: <http://www.niss.gov.ua/articles/470/>.
2. Запорожець Ю.М. Теплові електростанції України перед дилемою: або закриття, або інтенсивне відновлення. Наукові праці. Серія: «Техногенна безпека». Вид. ЧДУ ім. П. Могили, 2013, Вип. 198, том 210. С. 31–39.
3. Мацевитый Ю.М. Научно-техническое обеспечение долгосрочных планов развития энергетики Украины / Ю.М. Мацевитый, Б.С. Стогний, А.К. Шидловский // Энергетика та електрифікація, 2013, № 1. С. 48–52.
4. Шеберстов О.М. Стан теплових електростанцій України, перспективи їх оновлення та модернізації // Энергетика і електрифікація, 2004. № 2. С. 1–6.
5. Ковецкий В.М., Ковецкая Ю.Ю. Газотурбинные двигатели в энергетике: достижения, особенности, возможности // Проблемы загальної енергетики, 2008. № 17. С. 24–30.
6. Кулик М.П. Підвищення ефективності комбінованих парогазотурбінних енергетичних установок і зменшення екологічного забруднення навколишнього середовища // Вісник Вінницького політехнічного інституту, № 5, 2008. С. 107–111.
7. Стырикович М.А. Парогенераторы электростанций / М.А. Стырикович, К.Я. Катковская, Е.П. Серов // М.-Л. : Энергия, 1966. 384 с.
8. Праховник А.В. Развитие маневренной генерации ОЭС Украины как фактор повышения энергетической безопасности государства // А.В. Праховник, В.А. Попов, В.Ф. Находов, А.Г. Баталов, К.Б. Денисевич. Энергетика та електрифікація, 2008. № 7. С. 9–12.
9. Здановський В.Г. Перспективи застосування парогазових установок з врахуванням особливостей енергетики України / Теплова енергетика – нові виклики часу // Під загальною редакцією П. Омеляновського, Й. Мисака. Львів : НВФ «Українські технології», 2009. С. 235–242.
10. Халатов А.А. Парогазові установи в електроенергетиці: сучасний стан та перспективи розвитку в Україні / Теплова енергетика – нові виклики часу // Під загальною редакцією П. Омеляновського, Й. Мисака. Львів : НВФ «Українські технології», 2009. С. 226–234.

Kulyk M.P. ATMOSPHERIC AIR PROTECTION DURING LOW-QUALITY ORGANIC FUEL BURNING

It is noted that thermal power facilities are among the largest air pollutants due to the deterioration of the main technological equipment. Coal blocks, if burning fuel is of low quality which will only deteriorate in the future, are sources of carbon, sulfur and nitrogen oxides. The best methods of reducing harmful substances are environmentally friendly technological processes, in particular a process of burning ground coal.

The comparative analysis of the steam and gas methods of electricity generation is carried out. The steam generation method involves four stages of fuel energy conversion (burning, formation the working fluid, its expansion and power generation when a generator rotor is rotated). The gas method involves only conversion stages (combustion of turbine fuel to obtain working fluid, its expansion and power generation by a separate generator). The efficiency of fuel combustion was evaluated by the inverse heat balance equation. The overall efficiency of steam method (which is the product of four values) is slightly less than efficiency of gas method (product of three values).

It is shown, that a combination of steam and gas power generation methods in a single power plant, increases generation efficiency within 5-10%. This can be achieved even when its gas section is powered by organic fuel and redistribution of primary raw material flows is carried out according to 50%/50% scheme. Fuel combustion with oxygen-enriched atmospheric air reduces flue gas volume and decreases concentration of nitrogen oxides. Modern methods of transferring heat flow from a furnace (or even better from a pre-furnace) of the boiler unit to the gas generation cycle also help to increase maneuverability of the combined power plant.

Key words: *steam and gas power generation method, inverse heat balance, combined steam and gas power plant, emission reductions, maneuverability of thermal power plants.*