

11 Бандура В.В. Дослідження вібростану глибинно-насосних штангових установок // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Сер.: Методи і засоби технічної діагностики. – 1999. – Вип. 36 (т. 8). – С.301-310.

12 Мынцов А.А. Методика проведения измерений и диагностирования оборудования роторного типа // www.promservis.ru

13 Журавлёв Г.А. Ошибочность физических основ зацепления Новикова как причина ограниченности его применения // Редукторы и приводы. – 2006. – №1 (04). – С.38-45.

14 А.П.Попов. Передачи Новикова: вымыслы и реальность // Редукторы и приводы. – 2006. – №1(04). – С.48-53.

15 Короткин В.И. Об одной попытке пересмотра основ зацепления Новикова // Редукторы и приводы. – 2006. – № 2,3 (05). – С.59-63.

16 Парубец В.И. Давайте поможем В.И.Короткину уточнить М.Л.Новикова и определиться с рациональной сферой применения его зацепления // Редукторы и приводы. – 2007. – № 1, 2 (08). – С. 65-73. (www.reductor-news.ru)

УДК 621.311

ЕКОЛОГІЧНІ ТА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ ПАРОГАЗОТУРБІННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

¹Я.М. Семчук, ²М.П.Кулик

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42196
e-mail: public@nimg.edu.ua

² Івано-Франківський інститут менеджменту та економіки "ГАЛИЦЬКА АКАДЕМІЯ"
76006, м. Івано-Франківськ, вул. Вовчинецька, 225

Рассматривается проблема совместной работы паротурбинной и газотурбинной энергетических установок большой мощности. Предлагается использовать для работы газотурбиной части рабочее тело, нагретое до необходимой температуры в дополнительной топке газами сжигания низкосортного твердого топлива.

The following article deals with joint work of big power steam and gas-turbine energetic mountings. It was suggested to use the gas-turbine part as a functioning object heated to the necessary temperature with the help of burning gases of some hard fuel.

Постановка проблеми. Досягнення суттєвого техніко-економічного, а також екологічного ефекту в процесі роботи енергетичних установок, які можуть працювати для забезпечення електричною енергією на низькоякісному твердому, рідкому чи газоподібному паливі без новітніх ресурсозберігаючих технологій в тепловій енергетиці неможливо. Позитивний ефект може бути досягнутий тільки у разі спільної роботи паротурбінних і газотурбінних установок, які базуються на сучасних технічних рішеннях у сфері теплотехніки та теплопередачі.

Аналіз досліджень та публікацій Виробництво електроенергії за традиційною схемою на теплових електростанціях, теплоцентралях та інших малих об'єктах енергетики полягає у спалюванні палива в топці котельного агрегату, нагріванні котлової води, отриманні пари необхідних параметрів (тиску та температури), а також перегріванні пари у високотемпературному пароперегрівнику до параметрів, необхідних для роботи парової турбіни, яка потім розкручує електрогенератор.

Блок-схема технологічного процесу виробництва електроенергії зображена на рис. 1

Аналіз ефективності роботи окремих блоків паротурбінної установки (рис.1), яка відрізняється від загальноприйнятих у теплотехніці

тим, що котельний агрегат не розглядається як послідовне з'єднання топки та парогенератора, свідчить про потенційні можливості підвищення загального коефіцієнта корисної дії (ККД).



Рисунок 1 — Блок-схема технологічного процесу виробництва електроенергії на теплових станціях

Коефіцієнт корисної дії окремого блока, а саме топки, в галузі теплової енергетики не використовується. Це може бути пов'язано з тим, що такий коефіцієнт надзвичайно низький. Водночас на практиці використовуються котельні агрегати разом із парогенераторами, в яких окрім радіаційних поверхонь нагрівання встановлено напіврадіаційні та конвективні поверхні нагрівання. Це дає змогу використовувати температуру за топкою (для пиловугільних парогенераторів – 900-1200⁰С) порядку 110-130⁰С за повітропідігачами (на виході парогенератора).

Суто методично (для досліджень) можна визначити коефіцієнт корисної дії топки вугільних, мазутних чи інших парогенераторів, знайшовши величину втрат, які мають місце в досліджуваній топці. Згідно з [1] основними втратами в топці котельного агрегату є:

q_2 – втрати з відхідними газами (будуть для топки найбільшими), які вираховуються за формулою

$$q_2 = \frac{(I_{в.г} - I)(1 - \frac{q_4}{100})}{Q_n^p}, \quad (1)$$

де: $I_{в.г}$ – ентальпія відхідних газів;

I – ентальпія холодного повітря;

Q_n^p – нижня теплота згоряння робочого палива (конкретного виду вугілля). Нижня теплота згоряння енергетичного вугілля знаходиться на рівні 3500-5500 ккал/кг.

Виходячи з того, що всі величини, які входять до формули (1), значно відрізняються для різних конструкцій топок котельного агрегату, залежать від виду та якості палива, а також експлуатаційного стану топки, то величина q_2 буде коливатися в значних межах і складатиме 50-70%. Для розрахунку приймаємо $q_2=60\%$;

q_3 – втрата від хімічної неповноти згоряння палива. Теоретично майже рівна 0.6, але для обчислень приймаємо значення 0.5%.

q_4 – втрата від механічного недопалу. Як вже зазначалося, вона може знаходитись в межах 1-10%. Для обчислень приймаємо всередньому 5%.

q_5 – втрата з фізичним теплом шлаку. Вона залежить від конкретного виду (сухе чи рідке) шлаковидалення парогенератора. Під час розрахунків для сухого шлаковидалення q_5 приймається на рівні 0.3%, а для топок типу плавильних камер цей показник може сягати 3% і більше. Оскільки кількість утвореного рідкого шлаку і його температура досить високі, таку втрату приймаємо на рівні 1.5%.

q_6 – втрати в навколишнє середовище від нестационарних режимів роботи. Для котельних агрегатів із щільним обмуруванням (топка обшита листовим металом), які працюють в стаціонарному режимі, ця втрата становить не більше як 0.5%. Для менш досконалих котель-

них агрегатів, які працюють з частими пусками та зупинками, ця втрата може сягати 3-4%. В середньому прийmemo: $q_6=2\%$.

Виходячи із наведеного вище, теоретичний коефіцієнт корисної дії (ККД) можна визначити за формулою:

$$ККД = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (2)$$

Після підстановки значень у формулу (2) отримуємо орієнтовне значення ККД:

$$ККД = 1 - 0.6 - 0.005 - 0.05 - 0.015 - 0.002 \approx 0.35$$

Отже приймаємо теоретичний ККД на рівні 35%, (реально його значення може коливатися в межах від 20 до 40%).

Коефіцієнт корисної дії парогенератора значно вищий від ККД топки перш за все тому, що температура відхідних газів за парогенератором у 8-9 разів менша, ніж за топкою (порівняємо 900-1300⁰С і 110-130⁰С), тому і втрати значно менші. Інші втрати - аналогічні, хоча мають деяку тенденцію до збільшення. Втрати з відхідними газами за парогенератором коливаються значно менше і складають 8-10%. Можна чітко розділити ККД парогенераторів, в котельних агрегатах яких спалюють паливо різного типу (тверде, рідке чи газоподібне). Такий коефіцієнт перебуває в межах 84-92%.

Коефіцієнт корисної дії парової турбіни приймає значення в межах 60-80%. В середньому для приблизних розрахунків прийmemo його рівним 70%. Такий же параметр електричного генератора на сучасному технічному рівні конструктивної реалізації значно вищий і залежно від технічної досконалості та умов роботи електричної мережі складає 97-99%.

Загальний коефіцієнт корисної дії послідовно з'єднаних чотирьох блоків $\eta_{заг}$ визначається за формулою:

$$\eta_{заг} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \quad (3)$$

Після підстановки у вираз (3) всіх складових отримуємо загальний коефіцієнт роботи електричної станції за стандартною схемою на рівні приблизно 25% (це в найгіршому випадку).

У тепловій енергетиці дуже часто використовують значно простішу схему генерації електричної енергії з використанням газової турбіни, що розкручується високотемпературним газовим потоком, який отримують в камері згоряння під час спалювання газотурбінного палива. Блок-схема такого технологічного процесу зображена на рис.2.

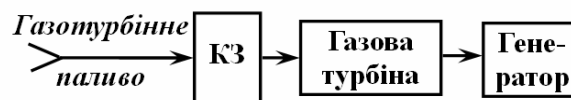


Рисунок 2 – Блок-схема виробництва електроенергії на основі газової турбіни

У виразі (3) для блок-схеми, яка зображена на рис. 2, матимуть місце лише три множники: ККД камери згоряння газотурбінної установки – на рівні 60% (в найгіршому випадку), значення ККД електричного генератора, як згадува-

лося раніше – 98%, а ККД газової турбіни, який прийнятно на рівні ККД парової – 70%. Загальний коефіцієнт корисної дії процесу виробництва електроенергії за спрощеною схемою газотурбінної установки (ГТУ) буде складати $\eta_{заг} = 0,6 \cdot 0,7 \cdot 0,98 = 0,41$. Як бачимо, приріст ККД у випадку використання цієї схеми становить 16%.

Виділення невіршеної задачі. Нетрадиційні підходи в традиційній енергетиці полягають у поєднанні в одній енергетичній установці парової та газової турбін, причому газова турбіна повинна працювати не на газотурбінному паливі, а на паливі, яке найбільш доступне в сфері теплової енергетики, тобто використовувати вугілля, мазут чи природний газ, або використовувати для нагрівання робочого тіла газової турбіни тепло згоряння традиційного палива. Часткове вирішення таких задач запропоновано в роботах [2-4]. Однак в них немає комплексного підходу до розрахунку співвідношення часток парової та газової компоненти.

Шляхи вирішення задачі. Вся гама пропозицій та технічних рішень, в яких реалізовані різноманітні способи підвищення економічності та екологічності теплоенергетичних установок, можна розбити на такі три групи:

- з передачею тепла від котельного агрегату в контур газотурбінної установки за допомогою теплових трубок,

- з газифікацією низькосортного твердого палива в киплячому шарі та частковим передаванням тепла в контур газової турбіни,

- застосування мембранних розділювачів повітря для зменшення вмісту окислів азоту в повітрі, яке подається на згоряння палива. А також використання азотної фракції як проміжного тіла після нагрівання в спеціальній топці для приведення в рух газової турбіни.

Запропоновані схеми теплоенергетичних установок можна в укрупненому вигляді представити блок-схемою, яка зображена на рис. 3.

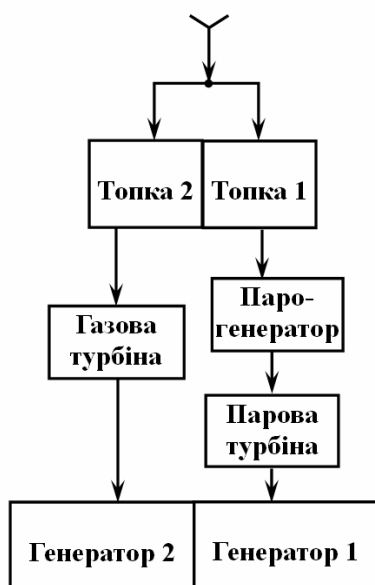


Рисунок 3 – Блок-схема виробництва електроенергії на базі ПГТУ

Паливо, здебільшого низькоякісне, розбивається на два потоки. Одна його частина спалюється за звичайною схемою, інша – поступає в модифіковану топку, де частина тепла передається, наприклад, азотній фракції, яка після стиснення може працювати в газовій турбіні.

Зауважимо, що коефіцієнт корисної дії нижньої ланки вже за рахунок відсутності одного блока (етапу перетворення) буде значно вищим за ККД верхньої ланки. Також слід зауважити, що передача тепла від газів згоряння в модифікованій топці (топка 2) також буде більшою. Тобто, ККД нижньої ланки зростає ще більше.

У кожній із наведених груп є схеми теплоенергетичних установок, які мають змогу перетворювати теплову енергію в електричну з максимальним тепловим ККД та з виділенням мінімального обсягу шкідливих речовин, які потім викидаються в навколишнє середовище.

За схемою, яка зображена на рис. 3, верхня вітка має традиційний для теплових станцій загальний коефіцієнт корисної дії, а нижня - дає можливість отримати електричну енергію із значно вищим коефіцієнтом перетворення. Поєднання таких підходів у комбінованій енергетичній установці за рахунок усунення одного зайвого етапу перетворення теплової енергії, а також використання для роботи газової турбіни нагрітої та стиснутої азотної фракції атмосферного повітря, яка потім подається на спалювання традиційного палива, є дуже перспективним, як з екологічної, так із техніко-економічної точки зору. При цьому, модифікована топка має значно вищий коефіцієнт корисної дії, що також позитивно впливає на загальний ККД.

Токсичні гази із модифікованої топки, після нагрівання робочого тіла для газової турбіни спрямовуються одночасно із газами згоряння основної топки в основний парогенератор, а частина їх використовується на підігрівання повітря, яке подається на спалювання низькосортного твердого або рідкого палива.

Висновок

Із врахуванням того, що загальна кількість вугілля, яке подається в основну і додаткову (модифіковану) топку, не змінюється, а лише розділяється (в кращому випадку у співвідношенні 50:50), а також того, що за рахунок збільшення коефіцієнта корисної дії нижньої вітки, в якій можуть реалізовуватися згадані способи, зростає загальний коефіцієнт всієї схеми, технологічний процес перетворення теплової енергії в електричну буде значно ефективнішим. Крім того, за рахунок збільшення кількості виробленої електричної енергії за фіксованої кількості спаленого вугілля в окремому енергоблоці значно скоротяться питомі валові викиди шкідливих речовин (окис вуглецю, окисли азоту, двоокис сірки, зола або сажа) в атмосферне повітря. Таким чином, в процесі розв'язання чисто технологічних проблем щодо підвищення ефективності процесу перетворення теплової енергії в електричну, можна досягнути суттєвого екологічного здобутку на об'єктах теплової енергетики, які на сьогоднішній день є

величезною проблемою з точки зору екологічної безпеки.

Література

1 Стырикович М.А., Катковская К.Я., Серов Е.П., Парогенераторы электростанций. – М.: Энергия, 1966. – 288 с.

2 Мейклер М.В. Современные котельные агрегаты. – М.: Энергия, 1978. – 304 с.

3 Костюк А.Г., Фролов В.В. Паровые и газовые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 367 с.

4 Усов С.В. Электрическая часть электростанций. – Л.: Энергия, 1977. – 324 с.

5 Андрущенко А.И., Лаптев В.И. Парогазовые установки электростанций. – Л.: Энергия, 1965.

6 Андрущенко А.И. Основы термодинамических установок циклов теплоэнергетических установок – М.: Высшая школа, 1980. – 366 с.

7 Кулик М.П. Підвищення ефективної роботи комбінованих парогазотрубинних енергетичних установок та зменшення екологічного забруднення навколишнього середовища // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2006. – № 5. – С.53-59.

УДК [622.673.1: 681.514.54]

НАДІЙНІСТЬ МОБІЛЬНИХ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНИХ СИСТЕМ СШНУ ТА ШАХТНИХ ПІДЙОМНИХ КОМПЛЕКСІВ

Б.В.Копей, В.В.Лопатін, І.Б.Копей

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166
e-mail: koreyb@nuing.edu.ua

² ІГТМ НАН України, 49005, м. Дніпропетровськ, вул. Сімферопольська, 2а

Изложен практический опыт поиска и устранения неисправностей в мобильных информационно-измерительных системах шахтных подъемных комплексов и СШНУ на основе опыта ИФНТУНГ и ИГТМ НАН Украины.

The the practical repairs in operation in a mobile informational - measuring system of pumping units and mine elevating complexes is explained on the basis of expertise of IFNTUOG and IGTM NAS of Ukraine.

Пошук несправностей в мобільних інформаційно-вимірювальних системних комплексах (МІВСК) свердловинних штангових насосних установок (СШНУ) та шахтних підйомальних установок можна визначити як логічну техніку виявлення і усунення причини порушення працездатності електронних схем. Значні витрати часу на пошук несправностей (до 90% часу відновлення) пред'являють достатньо жорсткі вимоги до глибини, достовірності і оперативності діагностики. Відомо, що термін «розробка діагностичного забезпечення» включає два взаємно доповнюючі поняття [1]. Перше розглядає діагностичне забезпечення як процес і передбачає розроблення алгоритмів пошуку несправностей за наявності і відсутності засобів діагностування, а друге – як результат вимірювання і припускає створення засобів діагностики, які в сукупності з МІВСК і людиною-оператором за наявності відповідних алгоритмів утворюють систему технічної діагностики (згідно з ГОСТ 20911-85).

Алгоритм пошуку несправностей є оптимальною послідовністю перевірок. Оптимальність алгоритму забезпечується розробленням його за комбінованими критеріями інформативного, вартісного, часового і надійнісного характеру.

Зауважимо, що важливість питання пошуку несправностей наочно характеризує той факт, що приблизно третина бюджету Відділу оборонної електроніки НАТО асигнована на обслуговування апаратури [2].

Особливо вразливим місцем МІВСК (з погляду пошкоджень) є сполучення між бортовим комп'ютером і давачами. Можливостей для пошкодження тут існує дуже багато: під час руху верстата-гойдалки чи підйомальної судини в шахті може бути обірвано фідер або лінію зв'язку вимірювального каналу, під час монтажу в незручному місці помилково може бути неправильно підключений фідер або прилад і т.п. Ізоляційна оболонка кабеля МІВСК піддається значним знакозмінним механічним навантаженням під час монтажу, демонтажу і в процесі вимірювання. Під час роботи на апаратуру МІВСК, встановлену на СШНУ чи підйомальній судині, діє агресивна пластова мінералізована вода з шахти чи свердловини, пара, вогкість, атмосферні опади та повітря [3]. Цьому сприяє природний перепад тиску і температури. Дія агресивного свердловинного чи шахтного середовища (особливо високомінералізованих) і вологої атмосфери промисла чи шахти (рис.1) настільки істотна, що через 3-4 роки навіть конверсійні роз'єми типу ОС2РМДТ (розробле-