

ЕНЕРГООЩАДНІ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ МАЛОЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

L.O.KESOVA, V.O.KHODAKIVSKIY

THE METHODS BEING TRANSFERRED TO THE BOILER MINI - CHP AND INCREASING CAPACITY OF THERMAL POWER PLANTS USING LOW-COST TECHNOLOGY MODERNIZATION OF THERMAL POWER PLANTS, THE USE OF NEW TECHNOLOGIES, EXPANDER - GENERATOR UNITS AND HEAT PUMPS

Анотація. Розглянуті методи переведення котельні у міні - ТЕЦ і підвищення економічних і екологічних показників промислових ТЕЦ в умовах ринкових відносин за рахунок маловитратних енергозберігальних технологій. Розглянуто нові способи модернізації ТЕЦ шляхом встановлення турбін з протитиском, газотурбінних установок, турбодетандерів, теплових pomp, які набули використання у багатьох країнах світу та можуть бути реалізовані у тепловій енергетиці України.

Ключові слова: Котел, турбіна, турбодетандер, помпа, потужність, тиск, протитиск, теплота, газ, електроенергія, технологія.

Анотация. Рассмотрены методы перевода котельных в мини - ТЭЦ и повышение экономических и экологических показателей промышленных ТЭЦ в условиях рыночных отношений за счет малозатратных энергосберегающих технологий. Рассмотрены новые способы модернизации ТЭЦ путем использования турбин с противодавлением, газотурбинных установок, турбодетандеров, тепловых насосов, которые получили применение во многих странах мира и могут быть реализованы в тепловой энергетике Украины.

Ключевые слова: Котел, турбина, турбодетандер, насос, мощность, давление, противодавление, теплота, газ, электроэнергия, технология.

Annotation. The methods being transferred to the boiler mini - CHP and increasing capacity of thermal power plants using low-cost technology modernization of thermal power plants, the use of new technologies, expander - generator units and heat pumps.

Key words: The boiler, turbine, CHP, turbine expander, pump, power, temperature, pressure, enthalpy, counterpressure, heat, gas.

В Україні працює близько 250 ТЕЦ, понад 200 з них – дрібні відомчі промислові установки, які забезпечують 23% від загального виробництва тепла. ТЕЦ працюють з використанням природного газу – 76...80%; мазуту – 15...18%, вугілля – 5...6%. Обладнання ТЕЦ застаріле, не відповідає сучасним екологічним вимогам, потребує реконструкції, модернізації або повної заміни. У тепловому господарстві діє також понад 100 тис. котельні різного призначення (промислові, опалювальні), які виробляють понад 60% від загального виробництва тепла. Основним паливом котельні є природний газ – 52...58%, частка рідкого палива становить 12...15%, вугілля – 27...36%. Стан котельні незадовільний, більшість з них потребує реконструкції із заміною основного устаткування. Значний обсяг теплоти виробляють індивідуальні (поквартирні) генератори (газові, рідинні, твердопаливні котли; побутові печі, тощо) [1]. Таким чином, мала енергетика України потребує невідкладної уваги з метою її вдосконалення.

В цей час, з метою підвищення економічних і екологічних показників котельні та промислових ТЕЦ, які працюють в умовах ринкових відносин, є можливість використання маловитратних технологій, наприклад, переведення їх в міні-ТЕЦ з установкою турбін з протитиском, що забезпечують виробіток як теплової, так і електричної енергії.

Застосування міні-ТЕЦ має ряд переваг [2-4]:

1. Питомі витрати умовного палива на виробіток електроенергії при використанні турбін із протитиском незначні – 0,16...0,17 кг/кВтгод, що сприяє покращенню екологічних показників.
2. Кількість обслуговуючого персоналу мінімальна (як для звичайної котельні).
3. Порівняно з потужними ТЕЦ скорочуються строки монтажу обладнання, окупності будівництва, введення в експлуатацію.
4. У газових котельнях можуть бути встановлені паротурбінні (ПТУ) та газотурбінні установки (ГТУ) з використанням теплоти вихідних газів для теплопостачання.

В основі вибору оптимального варіанта міні-ТЕЦ лежать наступні принципи [3-7]:

- експлуатація турбіни протягом усього року ведеться за комбінованим циклом;
- застосовуються парові турбіни з протитиском, що мають максимальний ККД використання теплоти палива і більш низьку вартість порівняно з конденсаційними турбінами;
- знижуються витрати на технічне водопостачання, власні потреби;
- малі габарити турбін спрощують їх установку в діючих котельнях;
- для підвищення надійності експлуатації на міні-ТЕЦ доцільно встановлювати не менш 2-х турбін; число котлів повинне дорівнювати числу турбін (або на одиницю більше);
- вибір початкових і кінцевих параметрів пари турбінної установки повинен визначатися максимальним виробітком електроенергії і відпуском теплоти заданих параметрів;
- при надбудові котельні газовими турбінами і використанні водогрійних котлів як котлів-утилізаторів необхідно, щоб ГТУ і водогрійні котли становили єдиний енергоблок при повному використанні теплоти вихідних газів протягом усього сезону;
- водогрійні котли типів КВГМ-100 і КВГМ-180 доцільно комплектувати ГТУ потужністю відповідно 16 та 25 МВт виробничого об'єднання «Зоря»-«Машпроект» (Україна);
- оскільки витрата вихідних газів при автономній роботі водогрійного котла визначається його тепловою продуктивністю, вибір типу ГТУ і теплопродуктивність котла є сполученими параметрами.

Останніми роками використовують стаціонарні ГТУ малої потужності і підвищеної економічності на базі авіаційних двигунів з досить високими початковими параметрами і ККД (в автономному режимі до 35% і вище). Такі ГТУ пропонує АТ «Мотор Січ» (Україна), а на світовому ринку – фірми «Альстом», «Хітачі», «Дженерал електрик», «АВВ», «Сіменс», «Міцубісі», «Роллс-Ройс» та ін. Розрахунки показують, що установка у котельні електрогенеруючого устаткування, яке працює за комбінованим циклом, дає істотну річну економію палива в енергосистемі, яка при однаковому виробництві теплоти прямо пропорційно залежить від виробництва електроенергії на тепловому споживанні [8].

Для вибору оптимального варіанта надбудови котельні ПТУ чи ГТУ (за тепловою економічністю) необхідно провести техніко-економічні розрахунки з урахуванням всіх факторів. Наприклад, термін служби ГТУ становить порядку 100 тис. год, ГТУ на базі авіадвигунів – 40 тис. год, а ПТУ ($p_0 < 3,5$ МПа, $t_0 < 440^\circ\text{C}$) – більш 300 тис. год. Установка парових турбін у котельнях для виробітку електричної енергії на навантаженні гарячого водопостачання дозволяє одержати економію умовного палива порядку 17 млн. т/рік, газових турбін – 34 млн. т/рік, при комбінації ПТУ і ГТУ – 36 млн. т/рік. Фактором, що дозволяє підвищити ефективність використання міні-ТЕЦ на базі ГТУ і ПТУ із протитиском, є також зниження втрат електроенергії в електричних мережах [3-6].

При комбінованому виробництві теплової і електричної енергії за теплофікаційним циклом скорочуються валові викиди токсичних речовин (при спалюванні 1 кг умовного палива утворюється в середньому близько $10,5 \text{ м}^3$ вихлопних газів), що можна оцінити за наступним виразом [3]:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \cdot S_{\text{вг}} \cdot B_{\text{ек}} \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

де M_{NO_x} – зменшення валових викидів оксидів азоту, т/рік;

m_{NO_x} , $S_{\text{вг}}$ – питомий вміст NO_x , мг/м³ та середня питома витрата вихлопних газів, м³/кг, відповідно;

$B_{\text{ек}}$ – сумарна економія умовного палива при заміщенні опалювальних котельні міні-ТЕЦ, т у. п./рік.

В даний час спад виробництва енергоємних підприємств призвів до зниження споживання технологічної пари з промислового відбору турбін ТЕЦ і до недовиробітку електричної і теплової енергії. Однак багато енергосистем, включаючих ТЕЦ, відчувають дефіцит електричної потужності, тому змушені збільшувати виробіток електроенергії в неекономічному конденсаційному режимі. Саме тому, враховуючи зношеність механізмів і відсутність коштів на переустаткування енергетичного обладнання, важливі маловитратні технології підвищення потужності і економічності промислових ТЕЦ. До таких технологій модернізації ТЕЦ відносяться варіанти з мінімальними капіталовкладеннями, позитивним економічним ефектом та поверненням

коштів менш ніж за 1 рік [7]:

- 1) перерозподіл пари промислового відбору між турбінами ТЕЦ;
- 2) покриття внутрішніх теплових потреб за рахунок промислового відбору;
- 3) застосування часткового перегріву пари;
- 4) використання циклонів-сепараторів котла для підвищення потужності ТЕЦ;
- 5) застосування турбопривода живильного насоса;
- 6) нагрівання мережної води в схемі регенерації турбін;
- 7) установка турбін низького тиску на параметри промислового відбору;
- 8) застосування випарників, пароперетворювачів;
- 9) нагрівання мережної води у пікових мережних підігрівниках.

Економічні показники, які можуть бути отримані за рахунок впровадження варіантів модернізації ТЕЦ, наведені у таблиці 1.

Викликає інтерес ескізний проект каталітичної електростанції – КТЕС тепловою потужністю 2 МВт (4 МПа, 440°C; розробка МЕІ та ЕНІН), який дозволяє підвищити екологічний ефект від застосування малих ТЕЦ. При роботі КТЕС на природному газі викиди шкідливих речовин в атмосферу відсутні, оскільки в котлі відбувається безполум'яне каталітичне окиснення газу при температурі не вище 800°C. У проекті прийнятий котел з киплячим шаром, роль якого виконує каталізатор – γ -оксид алюмінію. Каталітичне безполум'яне окиснення палива в котлах з киплячим шаром пройшло промислово апробацію на водогрійних котлах потужністю 0,2 МВт, що працюють з 1999 р. в Іркутській області РФ. Замість ПТУ використано двоступінчастий турбоекспандер – обернений гвинтовий насос (при електричній потужності менше 400 кВт його виконання простіше ніж турбіни). Абсолютний електричний ККД установки в розрахунковому режимі становить 16%, а питомий комбінований виробіток електроенергії на тепловому споживанні – 54 кВтгод/Гдж. Проект КТЕС можна сполучити з електростанціями на воднево-паливних елементах з розплавленим електролітом (США, Росія). Так, японська фірма ТЕРСО створила в Токіо демонстраційний зразок паливної воднево-елементної електростанції потужністю 11 МВт із фосфорно-кислотним електролітом; американська компанія МІСІ «Пауер» запропонувала розробку для Москви паливної воднево-елементної електростанції нового типу потужністю 1 МВт із розплавленим карбонатним електролітом. Однак у цих проектах проблема зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферу не вирішена. Застосування в енерготехнології КТЕС низькотемпературного каталітичного процесу теплогенерації дозволить виключити екологічний недолік з підвищенням теплофікаційної потужності. Принципова схема КТЕС-2 наведена на рис. 1 [4-7].

Останнім часом у США, Західній Європі, Південно-Східній Азії набули поширення детандер-генераторні агрегати – ДГА (рис. 2). Зниження тиску газу, як правило, здійснюється дроселюванням у два ступені: на газорозподільних станціях (ГРС) від тиску в магістральному трубопроводі (1,0...1,5 МПа) і в газорегуляторних пунктах (ГРП) – до 0,1...0,3 МПа. Використання детандер-генераторних агрегатів замість редуційних пристроїв можливо як у ГРС, так і у ГРП. У детандер-генераторному агрегаті енергія природного газу перетворюється в механічну енергію в детандері (зі зниженням температури і тиску), а в електричну – у генераторі.

Таблиця 1
Показники, отримані при впровадженні варіантів модернізації ТЕЦ [6-8]

Варіанти модернізації ТЕЦ з застосуванням:	Збільшення потужності N , МВт	Додаткові капітальні вкладення ΔK , тис. грн.	Річний економічний ефект ΔE , тис. грн.	Термін повернення $T_{\text{п}}$, років
виносних циклонів	8.11	84.89	731.82	0.116
економайзера котла для проміжного перегріву пари	8.375	87.27	869.82	0.10
ПНТ для нагрівання мережної води	6.22	99.82	831.45	0.12
промислового відбору пари для вироблення	59.72	172.44	3592.36	0.048
повітряного проміжного перегріву пари	8.37	227.64	734.55	0.31
турбоприводу живильних насосів	7.4	457.09	1455.82	0.314

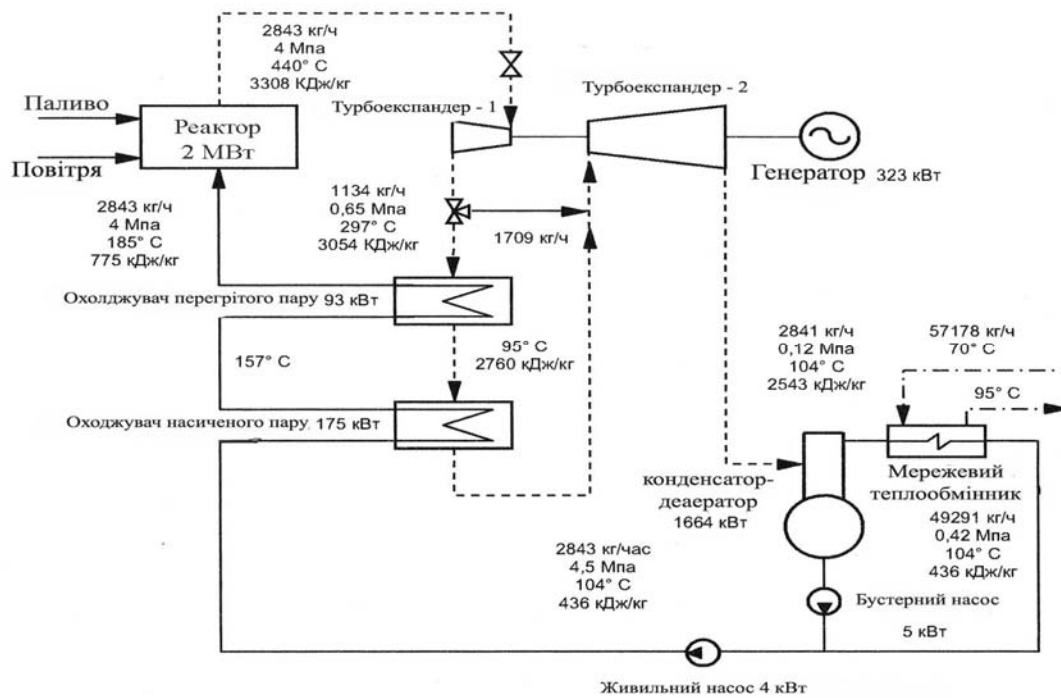


Рис. 1. Принципова схема КТЕС-2

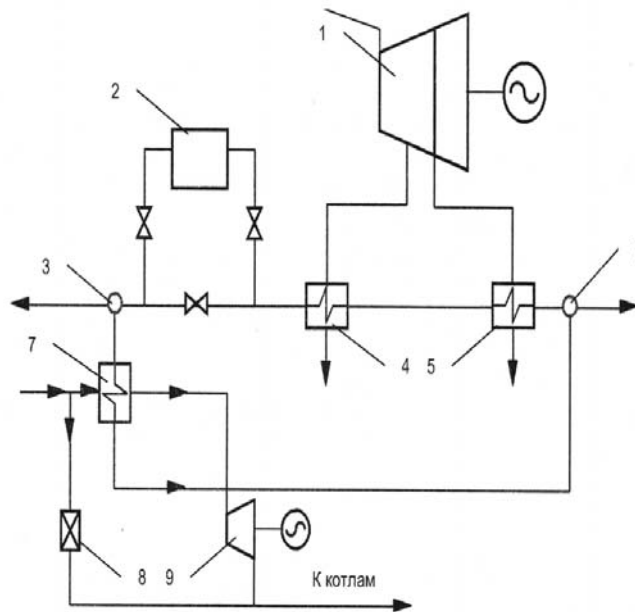


Рис. 2. Принципова схема включення ДГА в теплову схему ТЕЦ [3]:

- 1 – турбіна; 2- виковий ВК (ПВК); 3 – колектор прямої мережевої води;
 4 – підігрівник мережевої води (горизонтальний) ПМГ-2; 5 – ПМГ-1;
 6 – колектор зворотної мережевої води; 7 – теплообмінник; 8 – ГРП; 9 – ДГА.

При дроселюванні ентальпія потоку газу не змінюється, при зниженні ж тиску за допомогою ДГА ентальпія газового потоку знижується за рахунок перетворення частини його енергії в механічну роботу. Відомі різні варіанти організації цього процесу [9]:

- розширення газу в детандері без попереднього підігріву (технологічні обмеження по температурі газу обмежують практичне використання цього варіанта);
- розширення газу в детандері з попереднім підігрівом (газ підігрівається перед детандером за рахунок теплоти високого потенціалу і ентальпія його після детандера стає рівною ентальпії після дроселювання (або газ підігрівається так, щоб ентальпія його на виході з

детандера була вище, ніж при дроселюванні). У цьому випадку одна частина підведеної до газу теплоти витрачається на виробіток механічної роботи, друга – (при установці ДГА в ГРП) корисно використовується в топці котла. Існують схеми з підігрівом газу перед детандером і наступним його проміжним підігрівом. Оцінка ефективності застосування ДГА можлива по ефективному ККД – відношенню корисної роботи до підведеної енергії. При визначенні ефективності роботи ДГА слід враховувати його вплив на показники роботи основного устаткування ТЕС, хімічної промисловості, кольорової і чорної металургії, опалювальних і промислових котелень.

Використання ДГА на ТЕС дозволяє збільшити їх встановлену потужність і виробництво електроенергії або, залишаючи загальний виробіток ТЕС незмінним, одержувати частину електроенергії на ДГА з більш високою ефективністю, ніж на ПТУ. Розрахунки показали, що збільшення ККД ТЕЦ по виробітку електроенергії при включенні ДГА в теплову схему ПТУ залежить від графіка роботи (теплого або електричного) і може складати 0,5...0,8%. Для підігріву газу перед ДГА може бути використана тепла помпа, схема установки якої за наявності тільки низькопотенційного джерела теплоти наведена на рис. 3.

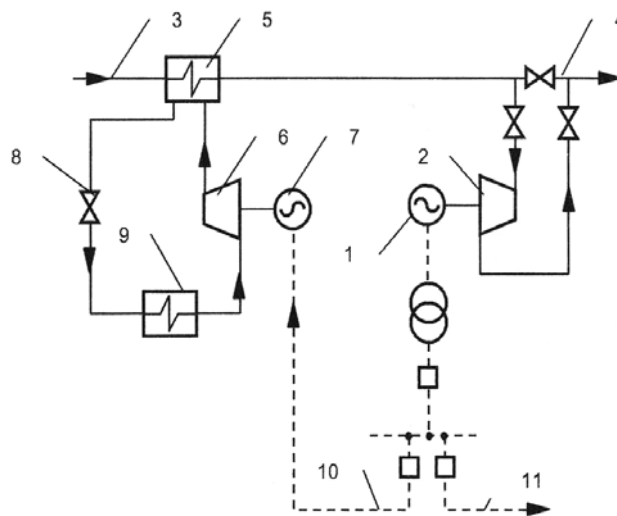


Рис. 3. Схема установки з ДГА і ТП [3]:

- 1 – електрогенератор; 2 – детандер; 3 – газопровід високого тиску; 4 – газопровід низького тиску;
- 5 – теплообмінник; 6 – компресор; 7 – електродвигун компресора; 8 – дросельний вентиль;
- 9 – випарник; 10 – електропровід до компресора; 11 – електропровід для зовнішніх споживачів

Використання теплових pomp (ТП) для опалення і гарячого водопостачання є одним з ефективних напрямків економії енергоресурсів. Теплова помпа, як і звичайний холодильник, працює за зворотним термодинамічним циклом. Залежно від температури відведення і підведення теплоти, типу і конструкції ТП величина опалювального коефіцієнта (відношення *теплоти, що витрачається на опалення*, до електричної потужності) дорівнює 2,5...4,5. Крім того, використання ТП дає можливість скоротити емісію CO_2 в атмосферу. Якби 50% будинків обігрівались за допомогою теплових pomp, глобальну емісію CO_2 можна було б скоротити більш ніж на 6% [10].

Сьогодні у світі працюють понад 20 мільйонів теплових pomp загальною тепловою потужністю, за мінімальною оцінкою, 250 ГВт; річне виробництво теплоти – 4,19 млрд. ГДж, що відповідає 80 млн. т у.п. Термін служби ТП класу "повітря-повітря" становить 15 років, класу "вода-повітря" – 19 років. За прогнозами МІРЕК, до 2020 року частка теплових pomp у теплопостачанні, незважаючи на високу вартість, становитиме до 75% при менших експлуатаційних витратах, ніж для традиційних систем опалення [10].

Використання децентралізованих систем теплопостачання на базі ТП у регіонах, де немає теплових мереж або в нових житлових районах, дає змогу позбутися багатьох технологічних, економічних і екологічних недоліків систем централізованого теплопостачання. Так, застосування теплових акумуляторів і ТП з потужністю приводу компресора 6,5 кВт для модернізації індивідуального теплового пункту дає змогу забезпечити потреби системи гарячого водопостачання з розрахунковою піковою потужністю до 180 кВт. Схеми з тепловими pompami,

що застосовані в адміністративних будівлях з інтенсивною вентиляцією, дають можливість на підігріві припливного повітря заощаджувати до 65% тепла. В умовах експлуатації збільшення теплофікаційної потужності ТЕЦ здійснюється за рахунок «пікових» водогрійних котлів, але це завдання можливо розв'язати шляхом застосування теплових pomp без збільшення витрати палива. На рис. 4 наведена схема включення абсорбційних теплових pomp (АБТП) у склад ТЕЦ, яка дозволяє без зміни балансів і параметрів пари турбін забезпечити підвищення теплофікаційної потужності електростанції.

Собівартість додатково виробленої теплоти на ТЕЦ при існуючих цінах на АБТП становить 50...80 грн/ГДж, а строк окупності капітальних вкладень не перевищує 1-2 роки. З огляду на вплив на навколишнє середовище і безпеку АБТП мають явну перевагу перед іншими типами теплових pomp [10].

Таким чином, мала енергетика України має широкі можливості щодо вдосконалення за рахунок використання маловитратних ефективних технологій, що апробовані в енергетиці багатьох країн світу.

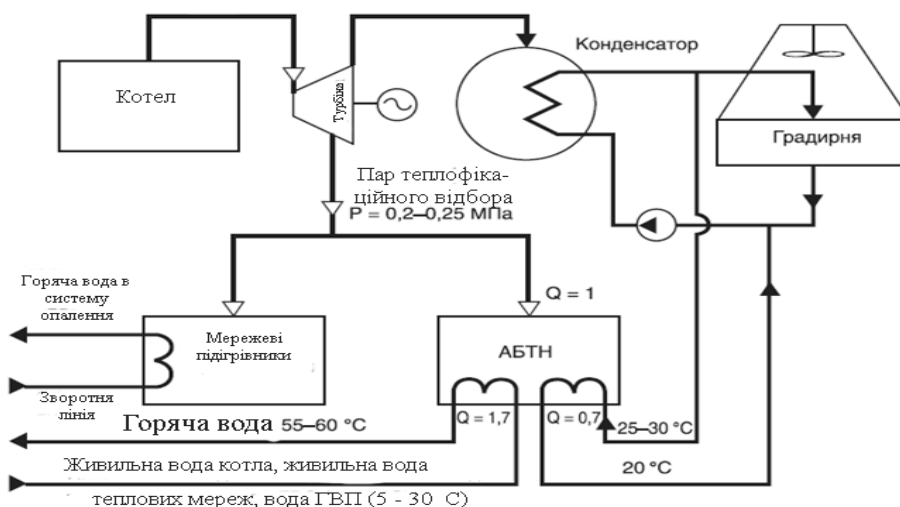


Рис. 4. Схема застосування АБТП в складі ТЕЦ

Висновки

1. Заміщення опалювальних котелень на міні-ТЕЦ дозволяє одержати економію палива, підвищити надійність тепло- і електропостачання та скоротити викиди шкідливих речовин.
2. Маловитратні технології вдосконалення промислових ТЕЦ в умовах ринкових відносин (зниження або відсутність споживання технологічної пари промислового відбору у зв'язку із спадом виробництва) дає можливість провести модернізацію зі строком окупності менше одного року.
3. Позитивним ефектом для технічного переоснащення малих ТЕЦ може стати використання в їхніх схемах турбодетандерів і теплових pomp.

Література

1. Паливно-енергетичний комплекс України//загальноукраїнський проект. Випуск другий.- К.:2008.- 208 с.
2. Соболев И. Д. ТЭЦ малой мощности на базе котельных предприятий. Изд-во «Майстерня», 1996 г., 56 с.
3. Малая энергетика в системе обеспечения экономической безопасности государства/ Под общ. ред. Г. К. Вороновского, И. В. Недина. – К.: Знання України, 2006. -364 с.
4. Экология энергетики: Учебное пособие/ Под общ. ред. В. Я. Путилова.-М.: Изд-во МЭИ, 2003.-716 с.
5. Михайлов А. К. Энергетическая безопасность и малая энергетика. XXI век.- ЭбиМЭ-2002: Сб. докл. Всероссийской науч.-техн. конф. 3-5 декабря 2002 г. – С.9-23.
6. Филиппов С. П. Малая энергетика в России// Теплоэнергетика № 8. – 2009. С. 38-44.
7. Хлебалин Ю. М., Повышение маневренности ТЭЦ с использованием малозатратных технологий // «Промышленная энергетика».- 2000 г.- № 1.

8. А.М. Маманов., Критерии использования мини-ТЭЦ // Главный энергетик. - № 10.- 2009.- С.82-89.
9. Агабабов С. С. Определение экономии топлива на конденсационных электростанциях в тепловых схемах детендерно-генераторного агрегата// Известия вузов. Проблемы энергетики.- 1993, № 12. – С. 3-8.
10. Попов А. В., Анализ эффективности различных типов тепловых насосов//Главный энергетик.- 2009, №9.-С. 43-47.