

УДК 621.17

М. Н. Чепурной, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н.; Е. С. Корженко, к. т. н., доц.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКОЙ ТУРБИНЫ ПР-6-35/5/1,2 ДЛЯ ТЕПЛОФИКАЦИИ

Проведен анализ и определены основные показатели эффективности работы турбогенератора с паровой турбиной ПР-6-35/5/1,2 при различных паровых и электрических нагрузках.

Ключевые слова: парогенератор, паровая турбина, электрогенератор, условное топливо, удельный расход.

Введение

Эффективность производства энергии является важной характеристикой топливоиспользующих установок. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на теплоцентралях (ТЭЦ) является прогрессивной технологией, которая в значительной мере позволяет решать задачи энергосбережения. Именно поэтому она была признана одним из основных направлений развития энергетики Украины и отображена на законодательном уровне [1]. Несмотря на значительный прогресс в развитии ТЭЦ на Украине, централизованное теплоснабжение осуществляется не от ТЭЦ, а от котельных.

Вполне понятно, что нормальная работа ТЭЦ может быть обеспечена при наличии постоянных тепловых нагрузок. Однако теперь сложилась ситуация, когда вследствие спада производства и уменьшения потребления технологического пара, на промышленных ТЭЦ невозможно вырабатывать проектные электрические мощности. В состав значительного количества промышленных предприятий входят ТЭЦ, оснащённые противоаварийными турбинами. Такие паротурбинные установки (ПТУ) с промежуточным либо без промежуточного отбора пара не рассчитаны на автономный режим работы, поскольку выработка электроэнергии в них осуществляется на базе отпуска тепловой энергии. На сегодняшний день большинство промышленных ТЭЦ работают с недогруженными противоаварийными турбинами, что приводит как к уменьшению производства электроэнергии, так и к неэффективному использованию топлива, поскольку с уменьшением нагрузки уменьшается коэффициент полезного действия (КПД) основного и дополнительного оборудования ПТУ. Отметим также, что уменьшение выработки электроэнергии на ТЭЦ обуславливает увеличение дефицита маневренных мощностей в энергосистеме и усложняет ее работу в пиковых режимах. Оценка эффективности работы ПТУ с противоаварийными турбинами без промежуточного отбора пара в условиях переменных нагрузок приведена в [2]. К сожалению, такая оценка для ПТУ с противоаварийными турбинами, имеющими промежуточный отбор пара, отсутствует.

Учитывая вышеизложенное, мы ставили задачу дать количественную оценку эффективности работы ПТУ с более сложной противоаварийной турбиной, которая имеет промежуточный отбор пара и работает для нужд теплофикации.

Основные результаты

Схема применения турбины ПР-6-35/5/1, 2 для покрытия теплофикационных нагрузок показана на рис. 1. Турбина имеет регулируемый отбор пара, из которого запитаны так называемый «верхний» подогреватель сетевой воды 4 и подогреватель питательной воды 19. «Нижний» подогреватель сетевой воды 6 и деаэратор атмосферного давления 14 запитаны из противоаварийного давления турбины. Дополнительная (подпиточная) вода нагревается в подогревателях 9, 10 и 17 конденсатами пара из отбора и противоаварийного давления. В отопительный период работают оба подогревателя сетевой воды и подогреватель питательной воды. В неопи-

тельный период, когда работает только система горячего водоснабжения, не работают подогреватели 4 и 19.

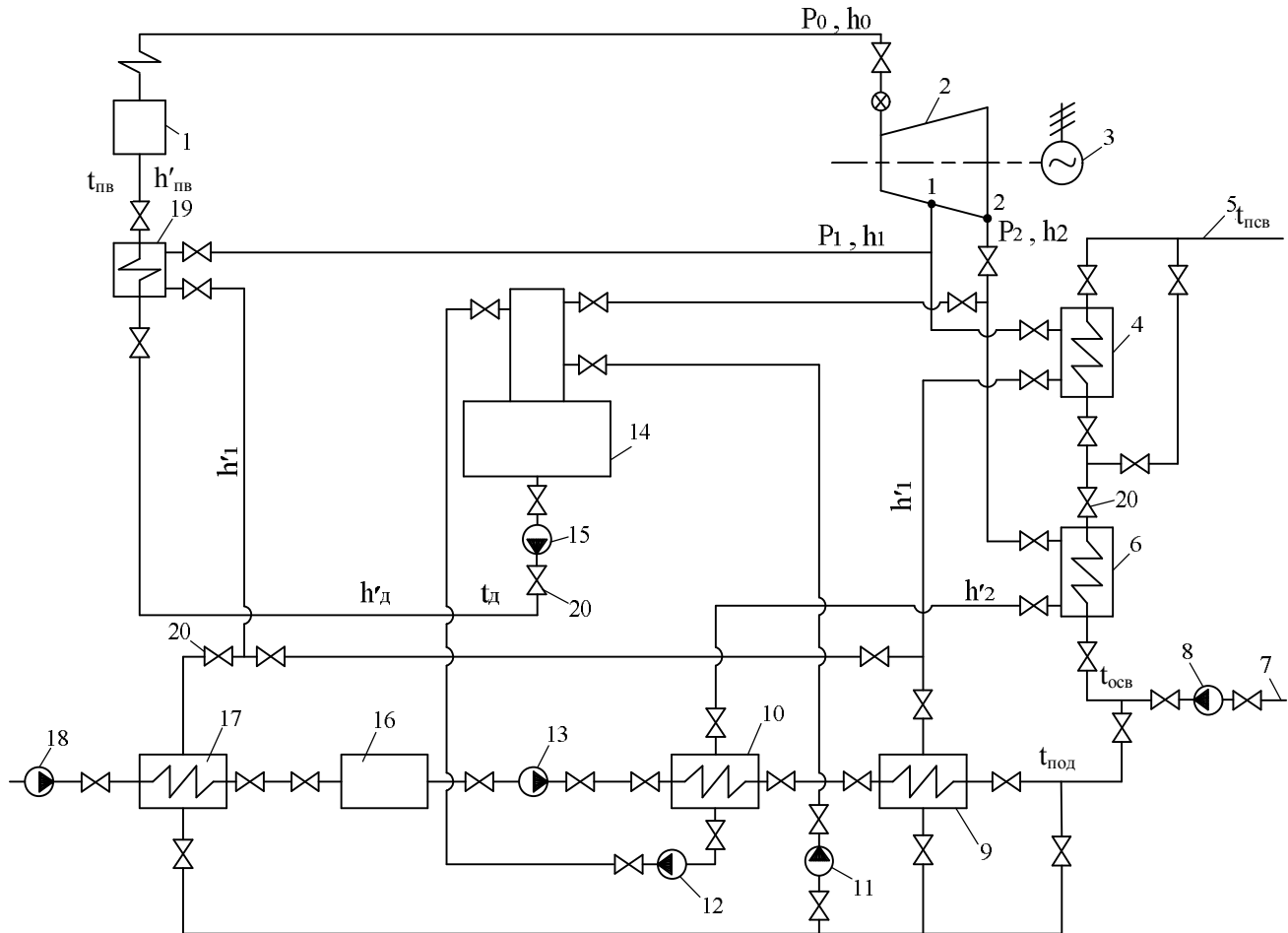


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема паровой турбины ПР-6-35/5/1,2:

1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 и 6 – подогреватель сетевой воды большего и меньшего давления соответственно; 5 и 7 – магистраль прямой и обратной сетевой воды соответственно; 8 – насос сетевой воды; 9 и 10 – подогреватели подпиточной воды; 11 и 12 – дренажные насосы; 13 – насос химически очищенной воды; 14 – деаэрактор атмосферного давления; 15 – питательный насос; 16 – химводоочистка; 17 – подогреватель сетевой воды; 18 – насос сырой воды; 19 – подогреватель питательной воды; 20 – арматура

По данным [3 – 5], определены технические характеристики турбины ПР-6-35/5/1,2: номинальная электрическая мощность – $N = 6$ МВт, давление и температура пара перед турбиной – $P_0 = 3,43$ МПа и $t_0 = 435$ °С соответственно; параметры пара в регулируемом отборе – $P_1 = 0,49$ МПа, $t_1 = 237$ °С; параметры пара за турбиной (в противодавлении) – $P_2 = 0,12$ МПа, $t_2 = 132$ °С; номинальный расход пара без отбора – $D_0 = 41,5$ т/час (11,527 кг/с), с отбором пара – $D_0' = 54,7$ т/час (15,194 кг/с), соответственно.

В результате построения рабочего процесса пара в турбине на h - S диаграмме определяем энтальпии в характерных точках, кДж/кг:

$$h_0 = 3305; h_1 = 2935; h_2 = 2740.$$

Теплоперепады в турбине, кДж/кг:

до отбора

$$H_1 = h_0 - h_1 = 3305 - 2935 = 370; \quad (1)$$

до противодавления (рабочий)

$$H_2 = H_p = h_0 - h_2 = 3305 - 2740 = 565. \quad (2)$$

Электромеханический КПД турбогенератора определяем при условии, что расход пара из регулируемого отбора отсутствует:

$$\eta_{эм} = \frac{N}{D_0 \cdot H_p} = \frac{6000}{11,257 \cdot 565} = 0,921. \quad (3)$$

Расход пара в регулируемый отбор для номинальной нагрузки определяем из уравнения электрической мощности турбогенератора, кг/с

$$N_H = [D_1 \cdot H_1 + (D'_0 - D_1)H_p] \cdot \eta_{эм}, \text{ т. е}$$

$$6000 = [D_1 \cdot 370 + (15,194 - D_1)565] \cdot 0,921. \quad (4)$$

Откуда $D_1 = 10,6$ кг/с; $D_2 = 4,59$ кг/с, где D_1 и D_2 – расход пара из отбора и противодавления соответственно.

Как отмечалось, различают два принципиально разных режима работы ПТУ в отопительный и неотопительный периоды. В отопительный период переменные режимы работы ПТУ возникают вследствие изменения расхода пара из регулируемого отбора при условии постоянного расхода пара из противодавления. При этом температура питательной воды составляет 145 °С. В неотопительный период работы ПТУ нет расхода пара из отбора, а сменные режимы обусловлены изменением расхода пара из противодавления турбины. При этом температура питательной воды равна температуре воды в деаэраторе ($t_d = 104$ °С). Минимальной нагрузкой ПТУ выбрана допустимая нагрузка парогенератора, которая равна 30% от номинальной паропроизводительности. При этом учитывают изменение КПД котла и электромеханического КПД ПТУ в пределах 30 – 100% их загрузки [7, 8]. Расчеты тепловой схемы ПТУ осуществляют по известным методам [6, 7]. Рассчитывают основные показатели, характеризующие эффективность производства тепловой и электрической энергии на ПТУ без учета затрат энергии на собственные нужды. Результаты вариантных расчетов приводят в графической интерпретации.

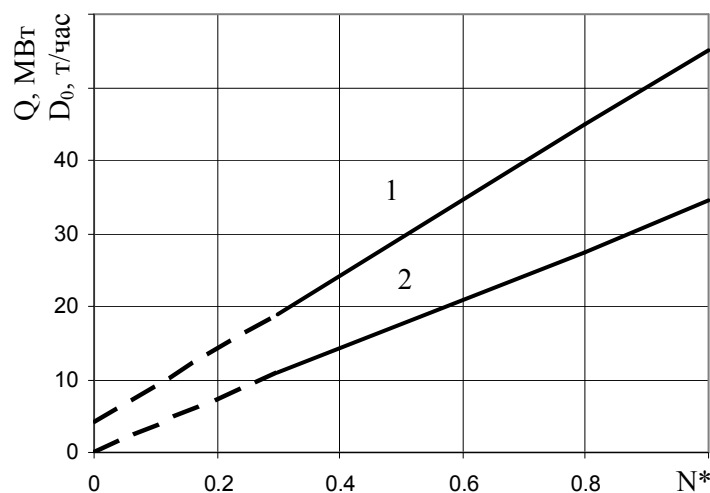


Рис. 2. Диаграммы изменения расхода пара на турбину и произведенной тепловой мощности в зависимости от доли загрузки электрогенератора: 1 – $D = f(N^*)$; 2 – $Q = f(N^*)$

На рис. 2 приведены зависимости изменения расхода пара и выработанной тепловой мощности при условии изменения расхода пара в регулируемом отборе. Эти зависимости имеют линейный характер и аппроксимируются формулами:

$$D_0 = 4 + 50,7 \cdot N^*; \quad (5)$$

$$Q = 33,415 \cdot N^*, \quad (6)$$

где $N^* = N_i / N_n$; N_i , N_n – текущая и номинальная мощности электрогенератора соответственно.

Первое слагаемое в (5) характеризует расход пара на холостой ход турбогенератора.

В [9] показано, что эффективность работы ПТУ однозначно определяют при помощи удельного расхода условного топлива, который равен, кг/ГДж

$$b = B \cdot 10^3 / (N + Q), \quad (7)$$

где B – расход условного топлива, сжигаемого в парогенераторе, кг/с.

Величина b связана с величиной коэффициента использования теплоты топлива соотношением

$$K_{ВТП} = \frac{10^3}{b \cdot Q_{ny}^p}, \quad (8)$$

где $Q_{ny}^p = 29,3$ МДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

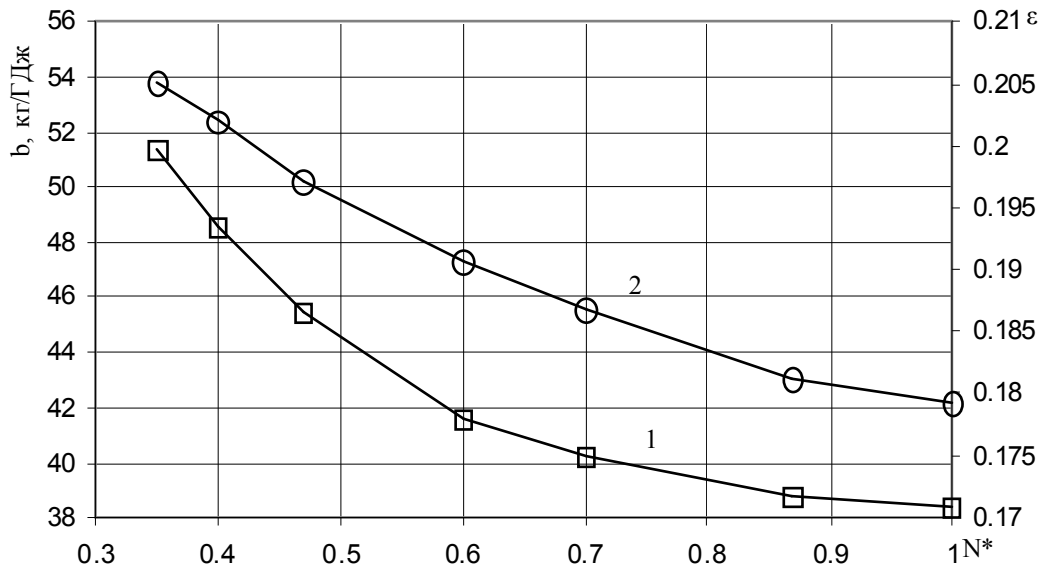
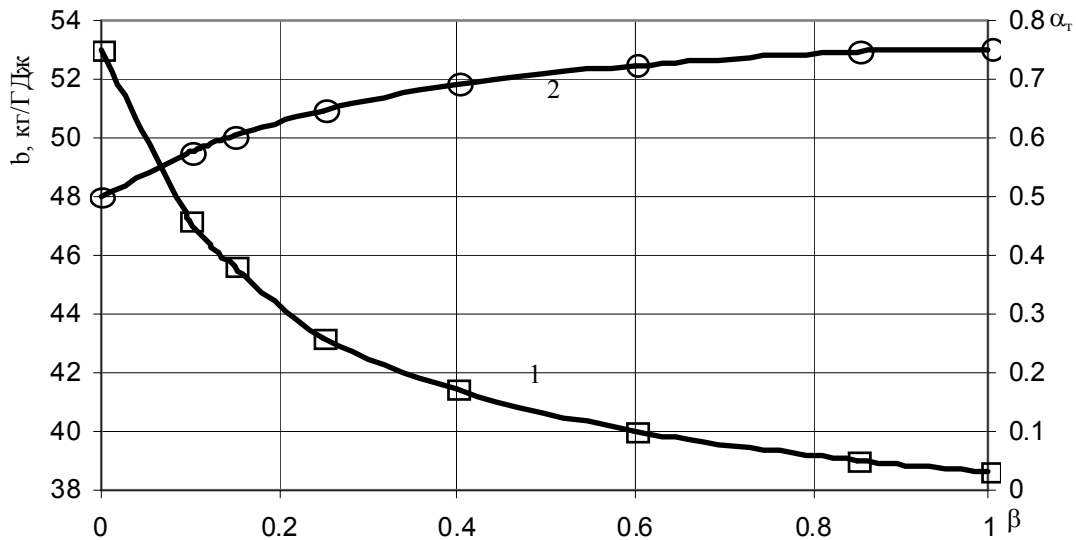


Рис. 3. Текущие значения удельного расхода условного топлива (линия 1) и коэффициента выработки электроэнергии на тепловом снабжении (линия 2)

Считалось [7, 8], что эффективность работы ПТУ характеризует коэффициент производства электроэнергии на тепловом снабжении $\varepsilon = N/Q$, с увеличением которого эффективность работы ПТУ возрастает. Зависимости изменения величин b и ε показаны на рис. 3. Из рис. 3 наглядно видно, что эффективность работы ПТУ резко ухудшается при разгрузке турбоагрегата за счет уменьшения расхода пара из регулируемого отбора турбины. При этом более неэффективным режимам работы соответствуют большие значения ε . Последнее подтверждает выводы [9] о том, что величина ε не может однозначно характеризовать эффективность работы противодавленческих турбин. Увеличение удельного расхода условного топлива в процессе разгрузки турбогенератора объясняется значительным уменьшением электромеханического КПД турбогенератора и КПД парогенератора.

Рис. 4. Зависимости: 1 – $b = f(\beta)$; 2 – $\alpha_T = f_1(\beta)$

В [9] определено, что эффективность работы противоавтоматических турбин характеризует также доля теплоты топлива α_T , израсходованная на выработку теплоты в ПТУ, т. е. $\alpha_T = Q/(B \cdot Q_{н\gamma}^p)$. На рис. 4 приведены текущие значения b и α_T в зависимости от доли расхода пара из регулируемого отбора турбины β , которая характеризует отношение текущего расхода пара к номинальному, т. е. $\beta = D_{li}/D_{ln}$. Из рис. 4 видно, что более низким значениям b соответствуют более высокие значения α_T . Это доказывает, что значения α_T характеризуют эффективность работы ПТУ. Как и на рис. 3, разгрузка ПТУ за счет уменьшения расходов пара из отбора существенно уменьшает эффективность работы ПТУ и приводит к перерасходу топлива.

В неотапливаемый период работа паротурбинной установки характеризуется нулевым расходом пара из отбора турбины. В этом случае расход пара из противоавтоматического может быть увеличен до достижения номинальной электрической мощности электрогенератора. В этих условиях загрузку ПТУ будем определять мощностью тепловых потребителей, а регулирование режимов работы ПТУ будем осуществлять путем изменения расхода пара из противоавтоматического турбины. Расходная и тепловая характеристики ПТУ с отключенным отбором пара приведены на рис. 5.

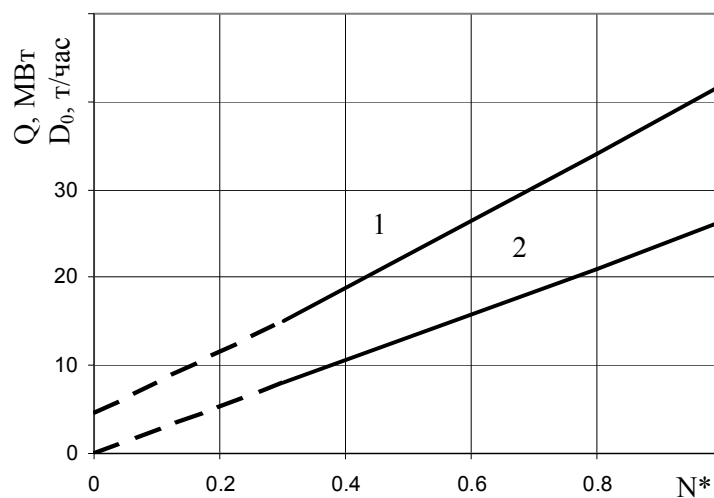


Рис. 5. Зависимость часового расхода пара на турбину и производимой тепловой мощности от части загрузки электрогенератора (обозначение см. на рис. 2)

Зависимости на рис. 5. качественно согласуются с аналитическими зависимостями, приведенными на рис. 2, аппроксимируются формулами:

$$D_0 = 4 + 37,5 \cdot N^*; \quad (9)$$

$$Q = 26 \cdot N^*. \quad (10)$$

Понятно, что с отключенным отбором пара общий расход пара на турбину и тепловая мощность выработанной теплоты уменьшаются. Показатели эффективности работы ПТУ для различных электрических нагрузок показаны на рис. 6.

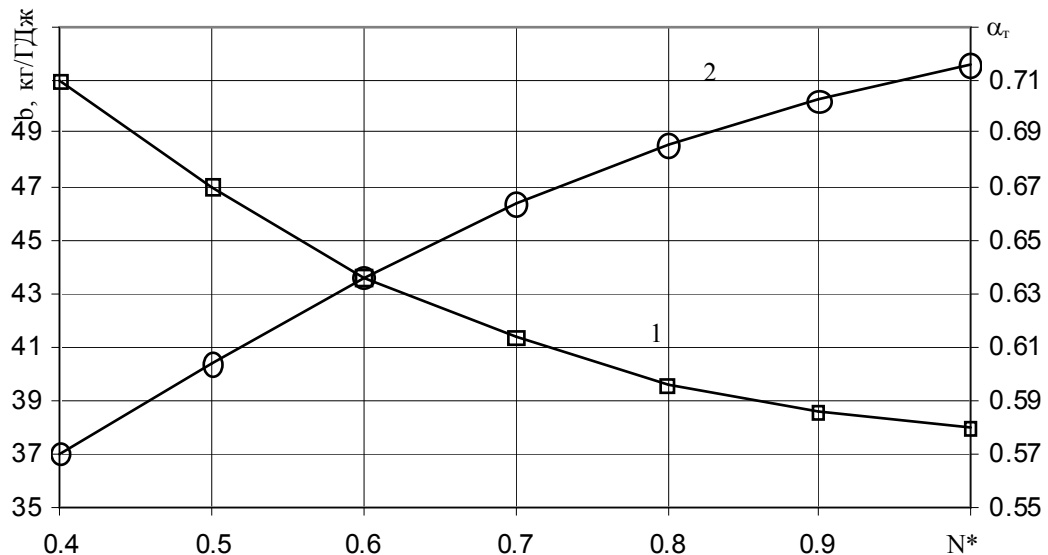


Рис. 6. Характер изменения удельных расходов условного топлива и коэффициентов α_t (обозначения см. на рис. 4)

Сравнивая эти зависимости с зависимостями, приведенными на рис. 3 и 4, можно обнаружить их идентичный характер. Однако значения удельного расхода условного топлива при условии работы турбины с отключенным отбором пара несколько выше, чем при условии работы ПТУ с отбором пара. Это означает, что работа ПТУ с отбором пара при условии одинаковой загрузки турбогенератора более эффективна и требует меньшего расхода топлива. И в этом варианте работа ПТУ более эффективна и характеризуется более высокими значениями доли теплоты топлива, затраченной на производство теплоты.

Выводы

1. Топливная эффективность работы паротурбинных установок однозначно характеризуется удельным расходом условного топлива на совместное производство тепловой и электрической энергии.
2. Недогрузка противодавленческой турбины с отбором пара при любых режимах работы приводит к существенному ухудшению эффективности работы ПТУ.
3. Индикатором эффективности работы ПТУ с противодавленческими турбинами не может быть коэффициент производства электроэнергии на тепловом снабжении. Таким индикатором является доля теплоты топлива, затраченного на выработку тепловой энергии.
4. Противодавленческие турбины с отбором пара при условии их номинальной загрузки работают более эффективно, чем отопительные котлы и могут быть рекомендованы для покрытия теплофикационных нагрузок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон України про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного потенціалу // Відомості Верховної Ради, – 2005 – № 20. – С. 275 – 285.
2. Чепурний М. М. Аналіз роботи протитискових турбін на теплоелектроцентралях / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко // Вісник Вінницького політехнічного інституту, – 2010 – № 1. – С. 52 – 54.
3. Турбины паровые стационарные для приводов турбогенераторов : ГОСТ 3618-82. – [Чинний від 1983-01-01]. М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
4. Номенклатурный каталог. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики / [ред. В. Бутина]. – М.: ЦНИИТЭИ – Тяжмаш, 1997, ч. 3. – 154 с.
5. Кирюхин В. И. Паровые турбины малой мощности КТЗ / В. И. Кирюхин, Н. М. Тараненко, Б. П. Огурцова. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 216 с.
6. Чепурний М. М. Розрахунки теплових схем когенераційних установок / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, В. В. Бужинський. – Вінниця: ВНТУ, 2003 – 103 с.
7. Промышленные тепловые электростанции / [под ред. Е. Я. Соколова]. – М.: Энергия, 1979. – 299 с.
8. Горшков А. С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанции / А. С. Горшков. – М.: Энергия, 1975 – 239 с.
9. Показники ефективності роботи енергетичних установок для сумісного виробництва теплової та електричної енергії [Електронний ресурс] / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, Н. В. Пішеніна // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – № 1. – 2010. Режим доступу до журн.: http://archive.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2010_1/2010-1.files/uk/10mmcaee_ua.pdf.

Чепурной Марк Николаевич – к. т. н., доцент, профессор кафедры теплоэнергетики.

Резидент Наталия Владимировна – к. т. н., старший преподаватель кафедры теплоэнергетики.

Корженко Евгений Семенович – к. т. н., доцент кафедры теплоэнергетики.
Винницкий национальный технический университет .