

УДК 621.165

А.Л. ШУБЕНКО, чл.-корр. НАНУ; ИПМаш НАНУ, г. Харьков
Н.В. ЛЫХВАР, канд. техн. наук; ИПМаш НАНУ, г. Харьков
А.В. СЕНЕЦКИЙ, аспирант ИПМаш НАНУ, г. Харьков

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛЫХ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭЦ ЗА СЧЕТ ИХ РАСШИРЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫМИ НАДСТРОЙКАМИ

Розглядаються можливості підвищення ефективності паротурбінних ТЕЦ промислових підприємств за рахунок їх розширення газотурбінними надбудовами. Виконано оцінку ефективності скиду вихлопних газів ГТУ в енергетичний паровий котел (ЕПК) та додаткового спалювання в них палива. Дослідження виконано за допомогою розробленого в ИПМаш НАНУ програмного комплексу, який дозволяє проводити розрахункові дослідження енергоустановок не тільки в залежності від виду палива, але і від його складу та з урахуванням усіх зовнішніх та внутрішніх факторів. Наведено, яким чином змінюються показники ПГУ при наявності додаткового спалювання палива в ЕПК.

Possibility of increase of efficiency of steam-turbines HEC of industrial factories due to their expansion by gas-turbines buildings is examined. Estimation of expedience of add of exhausting gases of GTU in a power steam-boiler with the use of additional incineration of fuel. Researches are conducted with the bundled software developed in IPMash NANU. Bundled software allows to conduct calculations not only depending on the type of fuel, but also from his composition. This bundled software takes into account great number of external and internal influencing factors. The results of calculations showing changes the indexes of SGU at presence of additional incineration of fuel in PSB.

Введение. Повышение стоимости тепловой и электрической энергии, а также снижение надежности электротеплоснабжения приводят к увеличению удельных затрат на единицу выпускаемой промышленной продукции, а, следовательно, к снижению ее конкурентоспособности [1]. Причина этого – применение малоэффективных энергозатратных технологий, как при производстве энергоносителей, так и при их потреблении, в частности, в теплоэнергетике. Во всем мире прогресс в теплоэнергетике связывают с решением задач по повышению эффективности, экологичности, снижению материалоемкости, повышению надежности и эксплуатационных свойств энергетических установок тепловых электростанций. Одним из наиболее актуальных направлений повышения эффективности энергопроизводства являются исследование режимов и оптимизация работы энергоустановок с применением математических моделей. В ИПМаш НАНУ построены математические модели энергоустановки (ММЭ) которые позволяют проводить исследования режимов энергоустановок, в том числе парогазовых (ПГУ) с учетом фактической тепловой схемы, состояния оборудования и условий его эксплуатации [2, 3].

1. Повышение эффективности за счет расширения малых паротурбинных ТЭЦ газотурбінними надстройками. Объединение паротурбинной и газотурбинной установок общим технологическим циклом является, одним из наиболее эффективных средств значительного повышения экономичности электростанций на органическом топливе. Применение ПГУ положительно сказывается на экономичности работы установки, КПД (брутто) лучших ПГУ составляет 58–60 %. Применение схем ПГУ актуально на предприятиях химической, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной, угольной промышленности [4].

В настоящей работе рассматривается возможность повышения эффективности производства тепловой и электрической энергии паротурбинной ТЭЦ, на которой

установлены паровые котлы ГМ-50-1 и паровые турбины мощностью 6 МВт, путем надстройки их ГТУ мощностью 6 МВт со сбросом выхлопных газов в ЭПК.

1.1 Краткое описание существующего оборудования. Рассматривается котлоагрегат ГМ-50-1 паропроизводительностью 50 т/ч, с номинальными параметрами: давление 40 кг/см², температура 440 °С [5].

Турбины с теплофикационным отбором пара (Т) широко применяются на промышленных предприятиях, где наряду с производством электрической энергии требуется подача пара определенных параметров для производственных и теплофикационных нужд. На рассматриваемом предприятии установлена турбина АТ-6 (Т-6-35), номинальной мощностью 6 МВт [6].

Существующая структура теплоэнергетического оборудования не позволяет производить электроэнергию в неотапливаемый период по конкурентной стоимости. Удельный расход теплоты на производство электроэнергии на турбоустановке АТ-6 при проектных значениях параметров и технического состояния составляет 3019 ккал/(кВт·ч). При проектном значении КПД котла 91,42 % и теплотворной способности сжигаемого газа 8034 ккал/м³ удельный расход природного газа на производство электроэнергии составляет 0,408 м³/(кВт·ч) [5].

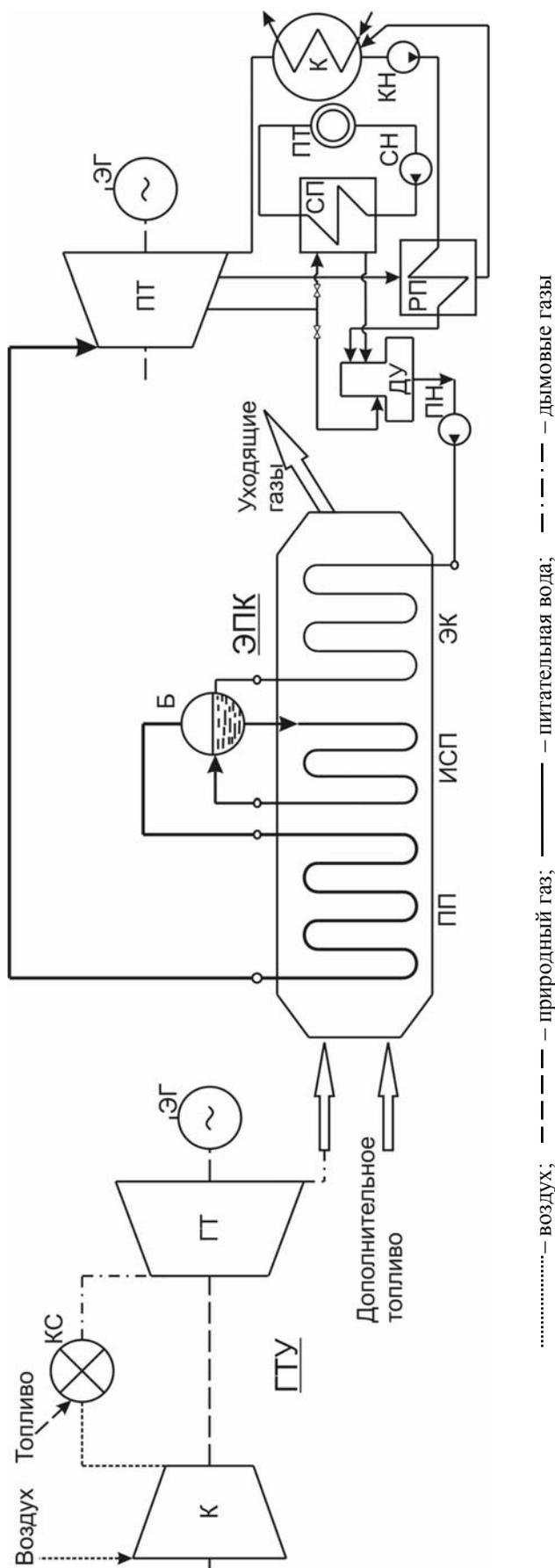
1.2 Предлагаемое техническое решение. Из возможных вариантов реализации комбинированного цикла с использованием имеющегося на ТЭЦ оборудования наиболее эффективным представляется реализация сбросной схемы парогазовой установки, при которой выхлопные газы ГТУ сбрасываются в ЭПК. Для реализации парогазового цикла была выбрана газотурбинная установка ГТЭ-6 (производства ГП НПК «Зоря-Машпроект», г. Николаев), мощностью 6 МВт со сбросом выхлопных газов в паровой котел ГМ-50-1, установленный на ТЭЦ. Выбор ГТУ данной мощности обусловлен близостью расходов выхлопных газов ГТУ и воздуха в топке ЭПК на номинальных режимах. При этом отпадает необходимость в воздухоподогревателе котла, т.к. выхлопные газы ГТУ имеют высокую температуру. Следовательно, появляется возможность увеличения поверхности нагрева экономайзера за счет удаления воздухоподогревателя. Дымовые газы после ГТУ сбрасываются в котел ГМ-50-1 и утилизируются с добавлением топлива или без.

Рассматривается вариант выработки дополнительной электроэнергии путем реконструкции ТЭЦ с установкой одной ГТУ мощностью 6 МВт, работающей на природном газе со сбросом дымовых газов в существующий ЭПК.

Часто ПГУ со сбросом выхлопных газов ГТУ в энергетический котел называют кратко «сбросными»; принципиальная тепловая схема представлена на рис. 1 [6].

Преимущество сбросных ПГУ – возможность использования двух видов топлива: высококачественного в газовом контуре и низкокачественного в паровом контуре. Управление ПГУ сбросного типа организовано так, что уменьшение мощности осуществляется за счет парового контура при неизменном режиме работы газового контура [7]. Наиболее экономичным при эксплуатации ЭПК, считается режим совместно с газовой турбиной. При помощи разработанного в ИПМаш НАНУ комплекса программ покажем, каким образом изменяются показатели ПГУ при наличии дополнительного сброса топлива в ЭПК [3].

2. Исследование режимов работы ПГУ. В ИПМаш НАНУ разработана ММЭ и соответствующий программный комплекс (ПК), обеспечивающий расчет характеристик энергоустановок с высокой (на уровне проектных расчетов турбостроительных заводов) точностью. Использование при разработке ММ специальных принципов организации элементов ТСЭ и ТЭС в целом, обеспечивающих достаточно простую



..... — воздух; - - - - - природный газ; ————— — питательная вода; - · - · - · — дымовые газы
 К — компрессор; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; ПТ — сетевой подогреватель; СП — сетевой подогреватель;
 ПН — питательный насос; К — конденсатор; КН — конденсационный насос;
 РП — регенеративный подогреватель; СП — сетевой подогреватель; СН — сетевой насос;
 ПТ — потребитель теплоты; ДУ — деаэрационная установка; ПП — паровая турбина;
 ЭПК — энергетический паровой котел; ЭГ — электрический генератор; ЭК — экономайзер;
 Б — барабан; ИСП — испаритель; ПП — пароперегреватель

Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ со сбросом выхлопных газов ГТУ в горелки ЭПК

настройку ПК на условия моделирования конкретной энергоустановки и хорошую управляемость ее внутренней структуры, характеризует разработанную модель, как универсальную и хорошо адаптируемую, другими словами определяет ее как «гибкую» ММЭ. Такая математическая модель позволяет учитывать множество внешних и внутренних факторов, влияющих на показатели энергоустановок (изменение конструктивных и термодинамических характеристик теплообменных аппаратов, проточных частей паровых и газовых турбин и др.) [2, 7–9].

В процессе эксплуатации энергоустановки, ее производительность, как по тепловой, так и по электрической мощности может изменяться в пределах, определяемых режимом работы потребителей. Могут меняться также температура питательной воды и свежего пара, газовый режим топки и камеры сгорания, и другие показатели, характеризующие эффективность работы установки. Каждому режиму работы соответствуют определенные значения параметров теплоносителей по водопаровому и газовому трактам, тепловых потерь и КПД.

Исследования проводились при условии сжигания природного газа в камере сгорания газовой турбины и в энергетическом котле.

Решается задача поиска рационального расхода топлива в энергетический котел парогазовой установки для обеспечения максимальной экономии топлива и минимального расхода удельной теплоты на производство электрической энергии. В качестве критерия эффективности использовался удельный расход теплоты на энергоустановку. Поиск наилучшего решения осуществлялся с использованием метода покоординатного спуска [10]. Расход топлива в ЭПК ограничен избытком воздуха в выхлопных газах ГТУ; ограничением также служит мощность турбины. Расход пара на паровую турбину зависит от расхода выхлопных газов ГТУ и количества дополнительного топлива сжигаемого в котле. ГТУ работает в номинальном режиме при различных режимах ПТУ. Расчет показателей энергетической установки начинается с величины добавочного топлива в ЭПК 200 кг/ч, т. к. при меньшем расходе не обеспечиваются номинальные параметры пара перед паровой турбиной. Рассмотрим работу ПТУ на теплофикационном режиме; результаты исследований представлены в табл. 1 и на рис. 2.

Из табл. 1 и графиков (рис. 2) видно, что добавка топлива в ЭПК требуется для увеличения доли отбираемого пара из проточной части турбины на догревание сетевой воды до необходимой температуры (согласно температурного графика теплосети). Сжигание дополнительного топлива в котле влияет на показатели энергетической установки и величину выработки электрической энергии. При сжигании дополнительного топлива экономичность установки увеличивается за счет обеспечения номинальных параметров пара на входе в паровую турбину и повышения КПД ЭПК, но скорость роста экономичности снижается при увеличении впрыска охлаждающего конденсата в пар для не допущения увеличения температуры пара выше номинальной.

На работу энергоустановки оказывает существенное влияние величина поверхности нагрева экономайзера ЭПК. Рассмотрим далее вариант увеличения поверхности нагрева экономайзера при постоянной величине добавочного топлива, проведем анализ изменения вносимых конструктивных изменений на показатели энергоустановки (конденсационный режим работы ПТУ), результаты сведем в табл. 2.

По результатам расчетов представленных в табл. 2 построены графики (рис. 3). Таким образом, увеличение поверхности нагрева экономайзера ЭПК, позволяет повысить мощность паровой турбины и энергоустановки в целом. При этом температура уходящих газов снижается за счет увеличения поверхности нагрева

Таблица 1

Показатели ПГУ при сжигании дополнительного топлива в ЭПК

Характеристики	Показатели			
	200	300	400	500
Величина добавочного топлива $G_{доб}$, кг/ч	200	300	400	500
Поверхность нагрева экономайзера $F_{ЭК}$, м ²	978			
Расход топлива в ГТУ $G_{ГТУ}$, кг/ч	1613	1613	1613	1613
Расход выхлопных газов ГТУ $G_{ВЫХ}$, кг/с	30	30	30	30
Температура выхлопных газов ГТУ $t_{ВЫХ}$, °С	420	420	420	420
Температура газов в ЭПК $t_{ЭПК}$, °С	491	528	560	596
Суммарное количество пара на паровую турбину D_0 , т/ч	16,49	19,07	21,39	24,0
Давление водяного пара на входе в паровую турбину P_0 , МПа	3,43	3,43	3,43	3,43
Температура водяного пара на входе в паровую турбину t_0 , °С	426	435	435	435
Давление отработавшего пара в турбине $P_{отр}$, МПа	0,005	0,005	0,005	0,005
Величина впрыска для охлаждения пара $D_{впр}$, т/ч	0	0,6	1,2	2,2
Расход сетевой воды на теплофикацию $D_{сн}$, т/ч	10	10	10	10
Требуемый температурный график сетевой воды $t_{ВХ}^{сн} / t_{ВЫХ}^{сн}$, °С	45/70	45/70	45/70	45/70
Фактический температурный график сетевой воды $t_{ВХ}^{сн} / t_{ВЫХ}^{сн}$, °С	45/66	45/69,3	45/70	45/70
Эффективный КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$, %	31,5	31,5	31,5	31,5
Эффективный КПД ПТУ $\eta_{ПТУ}$, %	28,01	28,58	29,06	29,41
Температура уходящих газов $t_{УХ}$, °С	177	164	153	140
Мощность газовой турбины $N_{ГТУ}$, кВт	6 000	6 000	6 000	6 000
Мощность паровой турбины $N_{ПТУ}$, кВт	3 670	4 370	4 980	5 680
Суммарная мощность двух турбин $N_{сум}$, кВт	9 670	10 370	10 980	11 680
Теплотворная способность используемого топлива $Q_{сн}$, ккал/кг	10 670			
Подведенная теплота в ЭПК $Q_{ЭПК}$, Гкал	2134	3201	4268	5335
Подведенная теплота в КС $Q_{КС}$, Гкал	17210,71			
Удельный расход теплоты на производство электроэнергии q , Гкал/(кВт·ч)	2,0	1,968	1,956	1,930

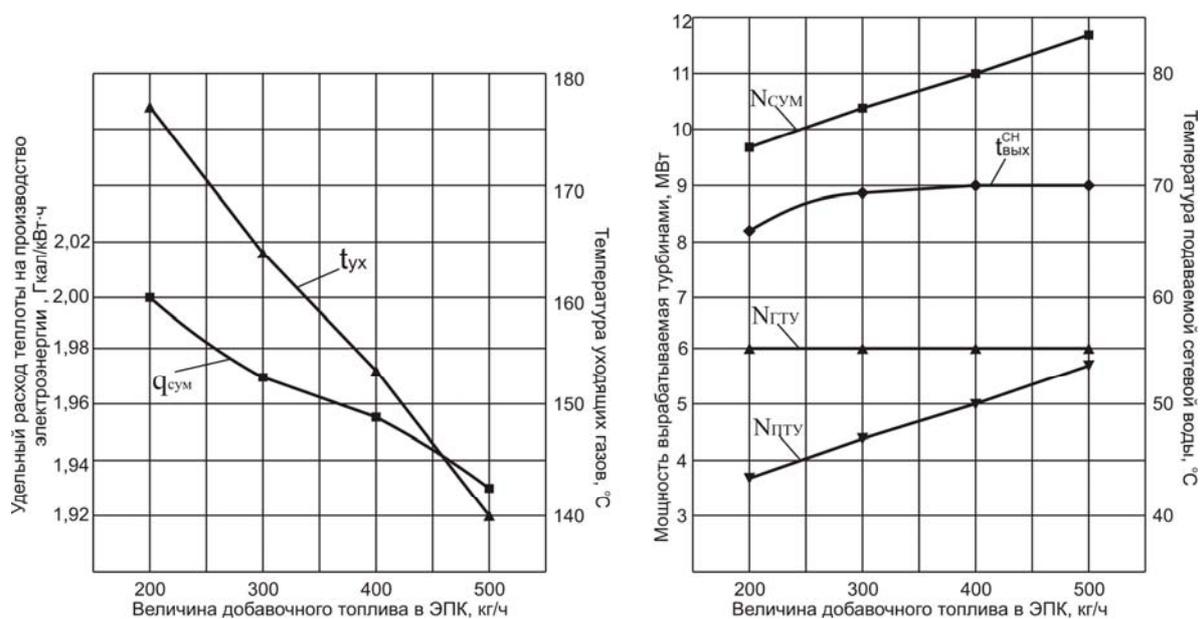


Рис. 2. Влияние сжигания дополнительного топлива в ЭПК на показатели ПГУ

Таблица 2

Показатели ПГУ при изменении поверхности нагрева экономайзера ЭПК

Характеристики	Показатели			
Поверхность нагрева экономайзера $F_{эк}$, м ²	521	673	826	978
Величина добавочного топлива $G_{доб}$, кг/ч	500	500	500	500
Расход выхлопных газов ГТУ $G_{вых}$, кг/с	30	30	30	30
Температура выхлопных газов ГТУ $t_{вых}$, °С	420	420	420	420
Температура газов в ЭПК $t_{ЭПК}$, °С	596	596	596	596
Суммарное количество пара на паровую турбину D_0 , т/ч	18,69	20,13	21,0	21,66
Давление водяного пара на входе в паровую турбину P_0 , МПа	3,43	3,43	3,43	3,43
Температура водяного пара на входе в паровую турбину t_0 , °С	435	435	435	435
Давление отработавшего пара в турбине $P_{отр}$, МПа	0,0039	0,0041	0,0042	0,0042
Величина впрыска для охлаждения пара $D_{впр}$, т/ч	2,6	2,77	2,85	2,92
Эффективный КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$, %	31,5	31,5	31,5	31,5
Эффективный КПД ПГУ $\eta_{ПГУ}$, %	28,99	29,14	29,21	29,28
Температура уходящих газов $t_{ух}$, °С	237	213	198	187
Мощность газовой турбины $N_{ГТУ}$, кВт	6 000	6 000	6 000	6 000
Мощность паровой турбины $N_{ПТУ}$, кВт	4 420	4 790	5 010	5 180
Суммарная мощность двух турбин $N_{сум}$, кВт	10 420	10 790	11 010	11 180
Теплотворная способность используемого топлива $Q_{сн}$, ккал/кг	10 670			
Подведенная теплота в ЭПК $Q_{ЭПК}$, Гкал	5335			
Подведенная теплота в КС $Q_{КС}$, Гкал	17210,71			
Удельный расход теплоты на производство электроэнергии q , Гкал/(кВт·ч)	2,164	2,09	2,048	2,017
Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии ГТУ $b_y^{ГТУ}$, кг.у.т/(кВт·ч)	0,390	0,390	0,390	0,390
Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии ПТУ $b_y^{ПТУ}$, кг.у.т/(кВт·ч)	0,424	0,422	0,421	0,420
Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии ПГУ $b_y^{ПГУ}$, кг.у.т/(кВт·ч)	0,2033	0,2028	0,2026	0,2024

экономайзера, что свидетельствует о более полном использовании тепла уходящих газов. Также снижается удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии ПТУ.

Отметим, что представленные расчеты являются лишь примерами к анализу вариантов выбора элементов и режимов работы ПГУ. Исследования также были проведены и для других вариантов эксплуатации энергетической установки с учетом различных воздействующих факторов и компоновки оборудования, которые оказывают существенное влияние на экономическую целесообразность определения режима работы энергетической установки.

Выводы. Проведенные исследования показали возможность повышения эффективности паротурбинной ТЭЦ путем установки газотурбинной надстройки со сбросом выхлопных газов ГТУ в ЭПК.

Расчеты показали снижение удельных расходов теплоты на производство электроэнергии ПГУ с 2,0 до 1,93 Гкал/(кВт·ч), при увеличении расхода дополнительного топлива от 200 до 500 кг/ч в ЭПК.

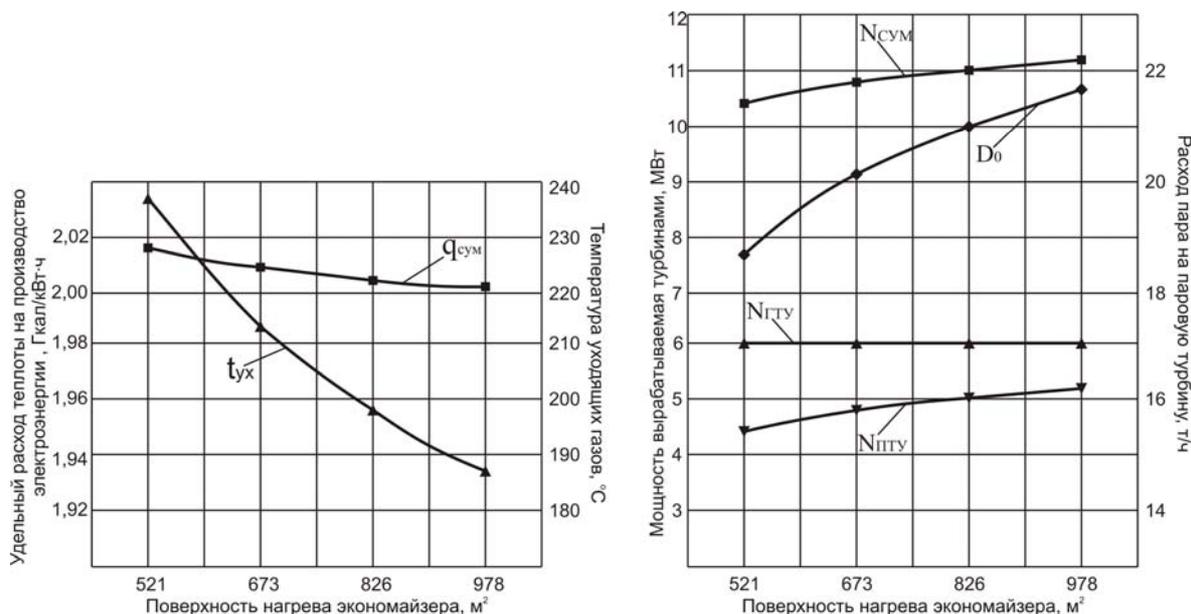


Рис. 3. Влияние изменения поверхности нагрева экономайзера ЭПК на показатели ПГУ

Увеличение поверхности нагрева экономайзера с 521 до 978 м² дает прирост мощности на величину 0,76 МВт и снижение удельного расхода топлива по выработке электроэнергии ПГУ с 0,2033 до 0,2024 кг.у.т/(кВт·ч), но скорость снижения расхода условного топлива уменьшается, это говорит о необходимости выбора экономически рациональной величины поверхности нагрева.

На основании расчетных исследований, на примере энергоузла сложной структуры и разнотипными турбинными установками показано, что увеличение расхода сжигаемого дополнительного топлива в ЭПК на 100 кг/ч дает экономию топливных ресурсов в среднем на 1,0 %.

Список литературы: 1. Долинский А.А. Собственные энергоресурсы для энергетики Украины / А.А. Долинский, Ю.И. Воловик // Пром. теплотехника. – 1996. – № 3. – С. 62-80. 2. Лыхвар Н.В. Структуры данных и язык системы машинного проектирования и исследований тепловых схем паротурбинных установок // Математическое обеспечение систем автоматизированного проектирования объектов машиностроения. – Харьков. – 1981. – С. 45-62. 3. Лыхвар Н.В. Диагностирование состояния оборудования турбоустановок ТЭС и АЭС по термодинамическим параметрам на основе математического моделирования // Авиац. косм. техника и технология: Сб. науч. тр. – Вып. 5 (тематический). – Харьков: Харьк. авиац. ин-т. – 1998. – С. 362-365. 4. Манушин Э.А. Комбинированные энергетические установки с паровыми и газовыми турбинами // Итоги науки и техники. ВИНТИ. Сер. Турбостроение. – 1990. – 4. – С. 135-146. 5. Александров В.Г. Паровые котлы малой и средней мощности. Изд. 2-е, перераб. и доп. – Л.: Энергия. – 1972. – 200 с. 6. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / под ред. В.Я. Гиршфельда. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 309 с. 7. Лыхвар Н.В. Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики / Н.В. Лыхвар, Ю.Н. Говоруценко, В.А. Яковлев // Пробл. Машиностроения. – 2003. – № 1. – С. 30-41. 8. Лыхвар Н.В. Гибкие математические модели энергоустановок для оптимизации режимов ТЭЦ // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: Сб. научн. трудов – Харьков: Ин-т проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины, 2003. – Т. 2. – С. 413-419. 9. Лыхвар Н.В. Математическое моделирование и оптимальное проектирование паротурбинной установки / Н.В. Лыхвар, Ю.Ф. Косяк // Теплоэнергетика. – 1986. – № 2. – С. 69-72. 10. Карманов В.Г. Математическое программирование. – М.: Наука, 1980. – 256 с.

© Шубенко А.Л., Лыхвар Н.В., Сенцкий А.В., 2010
Поступила в редколлегию 17.02.10