

**ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ ДЕЯКИХ СХЕМ ГТУ ТА ПГУ
ЗА ДОПОМОГОЮ СУЧАСНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Актуальність та постановка задачі. Перспективний напрям розвитку енергетики пов'язаний з газотурбінними (ГТУ) та парогазовими (ПГУ) енергетичними установками теплових електричних станцій [1].

Такі установки мають ряд переваг у порівнянні з іншими тепловими двигунами для виробництва електричної і теплової енергії. ГТУ характеризуються високим рівнем маневреності, що є важливою характеристикою для пікових електрогенеруючих установок, такі двигуни займають відносно невеликі розміри і мають відносно низькі питомі капіталовкладення. Сучасні ПГУ характеризуються низьким рівнем шкідливих викидів в атмосферу, відносно нижчими у порівнянні з ПТУ питомими витратами охолоджуючої води, нижчим рівнем теплового забруднення тощо [1].

Шляхи підвищення ефективності таких установок, а особливо ПГУ, загалом до кінця ще не досліджені і представляють собою складну багатопараметричну проблему [2, 3, 4], яку в багатьох випадках можна вирішити за допомогою математичного моделювання.

Завдяки широкому впровадженню потужних ПЕОМ та зручних для використання програмних пакетів (Mathcad, Matlab, Mathematica, Maple і ін.), моделювання складних процесів, що відбуваються на об'єктах теплоенергетики, стає дедалі поширеним і можливим для широкого кола спеціалістів.

Авторитетне в області інформаційних технологій (ІТ) видання PC World (www.pcworld.com) опублікувало список 10 «ІТ-переворотів» – подій, які серйозно змінять життя користувачів комп'ютерів протягом найближчого часу. На першому місці стоїть розвиток так званих «хмарних обчислень» («cloud computing») – надання видалених обчислювальних потужностей, дискового простору і каналів зв'язку замовнику. На використання «хмарних обчислень» користувачів підштовхне, крім іншого, висока вартість ліцензій програм на окремі робочі станції, оренди приміщень, електроенергії та боротьба з комп'ютерним піратством. Під «хмарами» розуміються обчислювальні центри, які є на порядок потужнішими за серйозні інфраструктури досвідчених в ІТ організацій. Замість фізичних серверів замовникам виділяються віртуальні сервери, що будуть розгорнуті на розподіленій мережі комп'ютерів промислової потужності. Приклади «хмар»: Amazon Web Services, McAfee Cloud Security.

Фахівцями Московського енергетичного інституту за участю науковців інших організацій створені «хмарні розрахункові сервери», на які можна вийти за адресами: <http://twf.mpei.ac.ru/ochkov/WSPHB> та <http://twf.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html>, що будуть корисні усім тим, кому необхідні властивості робочих тіл і теплоносіїв енергетики, а також розрахунки і візуалізація процесів і циклів теплоенергетичних установок.

Результати досліджень та аналіз різних схем ГТУ та ПГУ можна знайти у спеціалізованій літературі (монографії, дисертації, посібники, статті тощо), яка не завжди є доступною, і яка, враховуючи багатofакторний вплив різних параметрів на роботу таких установок, дає не завжди повну картину про залежність показників їх роботи від впливаючих факторів.

Мета дослідження. Отже, дана робота стосується дослідженню та аналізу схем деяких ГТУ та ПГУ в інтерактивному режимі за допомогою сайту <http://twf.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html> на основі інформаційних технологій.

Для прикладу розглянемо результати розрахунків простої ГТУ відкритого типу, що працює за циклом Брайтона. З метою порівняння отриманих результатів розрахунку з іншими джерелами візьмемо ГТУ типу V64.2 (Siemens). Методика підготовки розрахунку для публікації його на сайті <http://twf.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.htm> в даній статті не розглядається. Вкажемо лише, що цей розрахунок створюється за технологією Mathcad Calculation Server [5, 6, 7].

Розрахунок ведеться без врахування охолодження газової турбіни, хоча, враховуючи сьогоденну тенденцію підвищення температури газів перед газовою турбіною, це необхідно враховувати. Розрахунки процесу розширення газів у турбіні з охолодженням її деталей представляє собою окрему складну задачу. Робота над створенням розрахунків ГТУ з врахуванням охолодження газової турбіни зараз ведеться.

Початкові дані з розрахунку вибраної для прикладу ГТУ наведені на рис. 1. Бачимо, що загалом кількість вихідних даних містить дев'ятнадцять одиниць, числові дані яких знаходяться у спеціальних комірках (технологія Mathcad Calculation Server), і значення яких можна змінювати в залежності від потреб користувача. Внизу розміщена «жива» клавіша Recalculate, яка натискається для виконання перерахунку у відповідності з новими вихідними даними.

Безпосередньо сам розрахунок ведеться із використання рекомендації, формул та рівнянь, які наведені в [2].

Для визначення термодинамічних параметрів робочих тіл використовується сертифікована програма WaterSteamPro (www.wsp.ru), яка розроблена фахівцями Московського енергетичного інституту.

Расчет ГТУ типа V64.2 (Siemens)

Исходные данные

Массовый расход входящего воздуха $G_{вх}$, kg/sec Температура входящего воздуха $t_{вх}$, °C

Относительная влажность входящего воздуха $\phi_{вх}$, % Вн. относительный КПД компрессора $\eta_{oi_к}$, %

Давление входящего воздуха $p_{вх}$, МПа Внутренний относительный КПД газ. турбины $\eta_{oi_т}$, %

Повышение давления в компрессоре π_k Температура на входе в газовую турбину t_3 , °C

Низшая теплота сгор. топл. $Q_{н_р}$, МДж/кг Состав топл. X_{CH4} , %

Температура вход. топл. t_r , °C Давление вход. топл. p_r , МПа

Температура определения низшей теплоты сгор. топл. $t_{Qн_р}$, °C

Избыточное давл. топлива перед камерой сгор. $\Delta p_{т_к_с}$, МПа

Вн. относител. КПД топл. компрессора $\eta_{oi_тк}$, % Потери давл. в камере сгор. $\delta p_{к_с}$, %

Коэффициент использования теплоты камеры сгорания $\eta_{к_с}$, % Потери давл. уходящих газов за ГТ $\delta p_{т}$, %

Механический КПД $\eta_{м}$, %

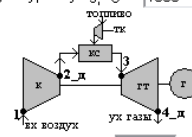


Рисунок 1 – Блок вихідних даних, підготовлених за технологією Mathcad Calculation Server, для розрахунку ГТУ

Результати розрахунку взятої для прикладу ГТУ наведені у таблиці 1. У таблиці 1 наведені параметри цієї ж ГТУ взяті з [2]. Бачимо, що похибка між параметрами, отриманими авторами статті та наведеними в [2] в більшості випадків не перевищує 0,50 %. В деяких випадках ця похибка сягає 2,00 %.

Отже, можна зробити висновок, що розрахунок даної ГТУ за допомогою серверу <http://twf.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.htm>, є досить точним.

Таблиця 1 – Порівняння літературних даних [2] ГТУ типу V64.2 (Siemens) з даними, отриманими розрахунком авторів статті

| Показник | | Перед компресором | Перед камерою згорання | Перед газовою турбіною | На виході із газової турбіни |
|--|---------------|-------------------|------------------------|------------------------|------------------------------|
| Тиск, МПа | Згідно [2] | 0,1013 | 1,0686 | 1,042 | 0,1043 |
| | Автори статті | 0,1013 | 1,0686 | 1,042 | 0,1043 |
| | Похибка, % | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Температура, °C | Згідно [2] | 15 | 323,6 | 1050 | 551,8 |
| | Автори статті | 15 | 321,98 | 1050 | 551,98 |
| | Похибка, % | 0,00 | 0,50 | 0,00 | 0,03 |
| Надлишок повітря | Згідно [2] | – | – | 3,21 | 3,21 |
| | Автори статті | – | – | 3,22 | 3,22 |
| | Похибка, % | – | – | 0,30 | 0,30 |
| Масова витрата робочого тіла, кг/с | Згідно [2] | 1 | 1 | 1,01793 | 1,01793 |
| | Автори статті | 1 | 1 | 1,01793 | 1,01793 |
| | Похибка, % | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Потужність осьового компресора, кВт | Згідно [2] | 317,545 | | | |
| | Автори статті | 315,798 | | | |
| | Похибка, % | 0,55 | | | |
| Потужність газової турбіни, кВт | Згідно [2] | 615,094 | | | |
| | Автори статті | 615,396 | | | |
| | Похибка, % | 0,05 | | | |
| Потужність електрогенератора ГТУ, кВт | Згідно [2] | 294,547 | | | |
| | Автори статті | 299,598 | | | |
| | Похибка, % | 1,70 | | | |
| Теплота, що підводиться у камері згорання, кВт | Згідно [2] | 897,328 | | | |
| | Автори статті | 894,624 | | | |
| | Похибка, % | 0,30 | | | |
| ККД виробництва електроенергії, % | Згідно [2] | 32,827 | | | |
| | Автори статті | 33,489 | | | |
| | Похибка, % | 2,00 | | | |

Маючи доступ до Інтернет, в залежності від своїх потреб, користувач, ввівши свої вхідні дані (рис. 1), може за допомогою сайту <http://twf.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html> виконати в інтерактивному режимі розрахунок та дослідження типової простої ГТУ відкритого типу. В цьому, зокрема, визначається цінність розрахунків такого роду (розрахунків за допомогою мережі Інтернет).

Зробимо дослідження деяких факторів, що можуть впливати на підвищення ефективності бінарної ПГУ.

Збільшення ККД бінарної ПГУ можна досягти, зокрема, шляхом багатоступеневого підводу теплоти у газовому циклі (проміжного перегріву газів), стисненням повітря у компресорі до максимально можливих тисків та використанням зверхкритичного початкового тиску пари [3].

Для прикладу візьмемо ПГУ з одноконтурним котлом-утилізатором (КУ). Дослідимо і проаналізуємо вплив проміжного перегріву газів у ГТУ на ККД ПГУ. Розглянемо три схеми ПГУ: ПГУ з одноконтурним КУ без проміжного перегріву газів; ПГУ з одноконтурним КУ та проміжним перегрівом газів; ПГУ з одноконтурним КУ та проміжним перегрівом газів і пари. Схеми таких установок наведені на рис. 2...4. В склад ПГУ входить ГТУ типу V64.2 (Siemens). Для можливості порівняння різних варіантів ПГУ вихідні дані приймалися однаковими у трьох схемах. Блок вихідних даних, підготовлений за технологією Mathcad Calculation Server, наведений на рис. 2. Вихідні дані містять понад 30 величин. Критичні температурні напори в КУ приймалися у всіх схемах однаковими і рівними 10 °С, недогрів води до кипіння – приймався рівним 8 °С. У схемах з проміжним перегрівом газів у ГТУ приймався степінь розширення газів у першій секції газової турбіни рівним 2,8. Тиск та температура пари на виході із проміжного пароперегрівника у третій схемі (рис. 4) приймалися відповідно 3,24 МПа та 525 °С.

Расчет ПГУ с одноконтурным котлом-утилизатором

Данные для расчета ГТУ

Массовый расход входящего воздуха $G_{вх}$, kg/sec Температура входящего воздуха $t_{вх}$, °C

Относительная влажность входящего воздуха $\phi_{вх}$, % Вн. относительный КПД компрессора $\eta_{oi_к}$, %

Давление входящего воздуха $p_{вх}$, МПа Внутренний относительный КПД газ. турбины $\eta_{oi_гт}$, %

Повышение давления в компрессоре π_k Температура на входе в газовую турбину $t_{згту}$, °C

Низшая теплота сгор. топл. $Q_{н_р}$, МДж/кг Состав топл. X_{CH4} , % Температура вход. топл. t_t , °C

Температура определения низшей теплоты сгор. топл. $t_{Qн_р}$, °C Давление вход. топл. p_t , МПа

Избыточное давл. топлива перед камерой сгор. $\Delta p_{т_к_с}$, МПа Потери давл. в камере сгор. $\delta p_{к_с}$, %

Вн. относител. КПД топл. компрессора $\eta_{oi_тк}$, % Коэф. использования теплоты камеры сгорания $\eta_{к_с}$, %

Потери давл. уходящих газов в КУ $\delta p_{ку}$, % Механический КПД ГТУ $\eta_{м_гту}$, %

Данные для расчета ПГУ

Давление пара на выходе из КУ, $p_{ку_вых}$, МПа

Температура пара на выходе из КУ, $t_{ку_вых}$, °C

Давление пара в отборе на деаэрактор, p_d , МПа

Давление в конденсаторе, $p_{2пту}$, кПа

Потери давления пара между КУ и ПТ, δp_p , %

Температурный напор на входе газов в экономайзер КУ, $\delta t_{зк_вх}$, °C

Температура конденсата на входе в ГПК, $t_{гпк_вх}$, °C

Вн. относит. КПД пит. насоса, $\eta_{oi_н}$, %

КПД электрогенератора ПТУ $\eta_{г_пту}$, %

Механический КПД ПТУ $\eta_{м_пту}$, %

Вн. относит. КПД ЧВД ПТ, $\eta_{oi_чвд}$, %

Вн. относит. КПД ЧНД ПТ, $\eta_{oi_чнд}$, %

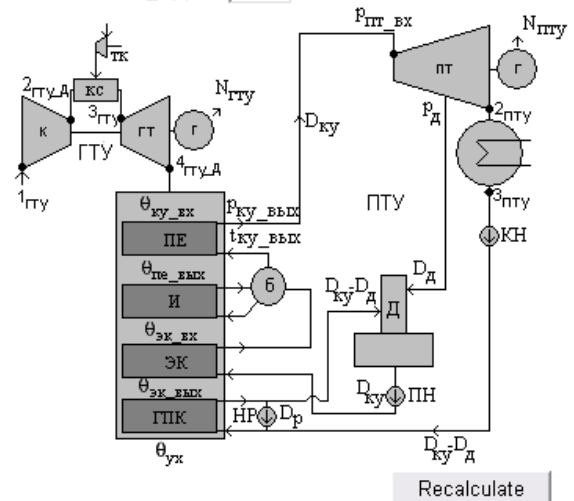


Рисунок 2 – Принципова схема та блок вихідних даних для розрахунку ПГУ з одноконтурним КУ без проміжного перегріву газів

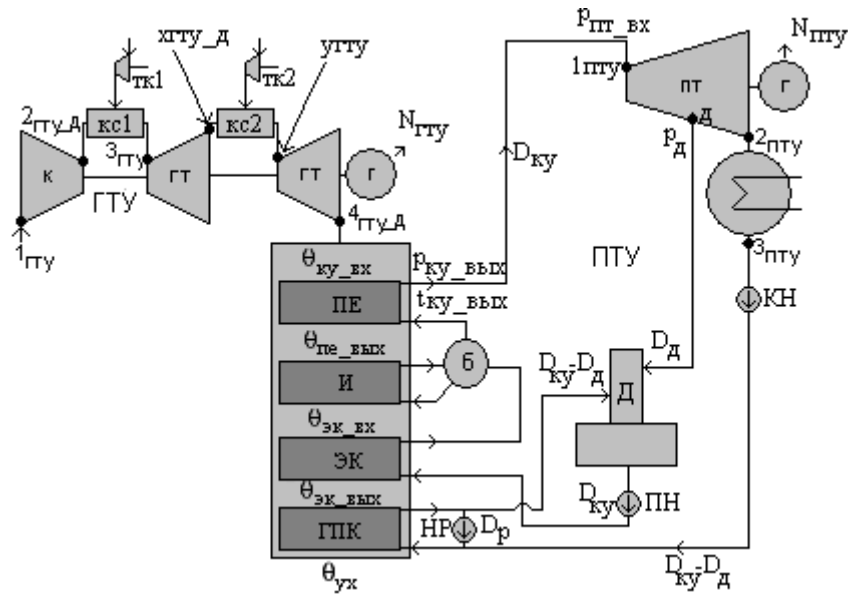


Рисунок 3 – Принципова схема ПГУ з одноконтурним КУ та проміжним перегрівом газів

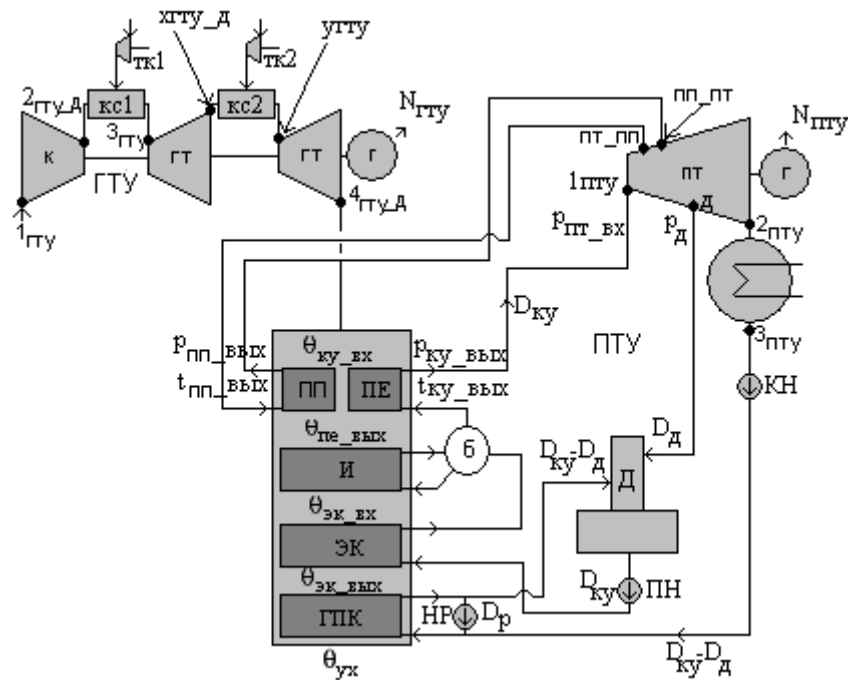


Рисунок 4 – Принципова схема ПГУ з одноконтурним КУ та проміжним перегрівом газів і пари

Результати визначення ККД ПГУ з виробництва електричної енергії для трьох схем наведені на рис. 5, з якого можна зробити висновок, що для вихідних даних, які наведені на рис. 2, та при значенні ступеня розширення газів у першій секції газової турбіни рівному 2,8, проміжний перегрів газів у ГТУ дозволяє підвищити ККД ПГУ з одноконтурним КУ майже на 4 % (в абсолютних одиницях) у порівнянні з ПГУ без проміжного перегріву газів. На основі цього можна стверджувати про доцільність подальшого дослідження влаштування багатоступеневого підводу теплоти у ГТУ як складової ПГУ. При влаштуванні у ПГУ з проміжним перегрівом газів додатково перегріву пари має місце подальше підвищення ККД (хоча і незначне), а також підвищення ступеня сухості – до 0,945, що значно покращує експлуатаційні характеристики парової турбіни. Варто зауважити, що у трьох схемах внутрішні відносні ККД парової турбіни як високого тиску так і низького тиску приймалися постійними, хоча враховуючи відносно високу

вологість пари ($1-0,876=0,124$) за останніми лопатками парової турбіни у схемах 1 та 2 (рис. 2 та 3), можна стверджувати, що ККД цих схем будуть іще нижчими ніж ті, які наведена рис. 5.

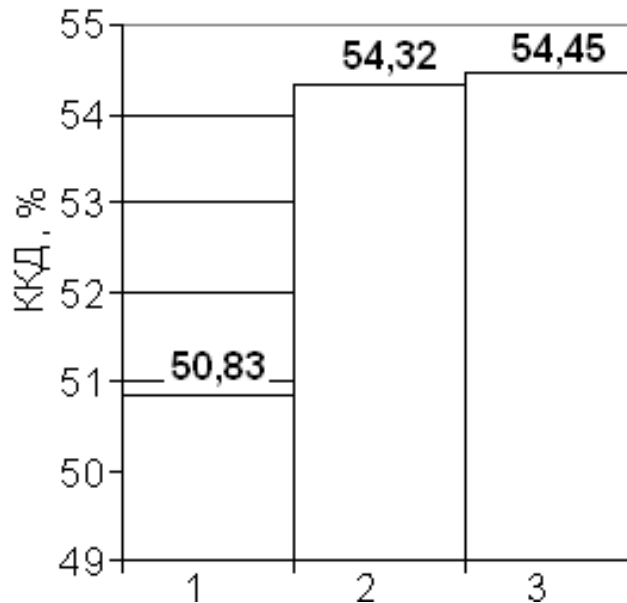


Рисунок 5 – Вплив проміжного перегріву газів у газовій турбіні на ККД ПГУ з виробництва електричної енергії:

1 – схема на рис. 2, степінь сухості на виході із парової турбіни $x = 0,876$; 2 – схема на рис. 3, $x = 0,876$;
3 – схема на рис. 4, $x = 0,945$

Необхідно зазначити, що хід самого розрахунку розглянутих схем ГТУ та ПГУ користувач може прослідкувати безпосередньо на сайті <http://twt.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html>. Розрахунок виконаний у програмі Mathcad, яка є досить зрозумілою, оскільки використовує позначення та символи математики. В залежності від потреб, до розрахунку можна додати графічну ілюстрацію. Для прикладу на рис. 6 наведена теплова діаграма КУ в області випарника, економайзера та газового підігрівника конденсату (схема ПГУ зображена на рис. 4), а на рис. 7 – процес розширення пари у паровій турбіні, а також перегрів пари у проміжному пароперегрівнику (схема ПГУ зображена на рис. 4), які автоматично будуються на сайті <http://twt.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html> у відповідності з введеними вихідними даними.

Виходячи з вищенаведеного можна зробити такі висновки:

1. Використання математичного пакету Mathcad, мережним публікатором якого є Mathcad Calculation Server, дозволяє проводити достатньо просто детальні розрахунки циклів теплових двигунів, не вдаючись до допомоги сторонніх програмістів.

2. Апробація розрахунків та дослідження типових теплових двигунів в залежності від вихідних даних користувача за допомогою створеного таким чином сайту <http://twt.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html> показує досить високу точність та відповідність іншим джерелам.

3. Виконане за допомогою сайту <http://twt.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html> дослідження впливу проміжного перегріву газів у ГТУ на ККД типової ПГУ з одноконтурним КУ показало, що двоступеневий підвід теплоти у ГТУ дозволяє підвищити ККД такої ПГУ майже на 4 % (в абсолютних одиницях) у порівнянні з ПГУ без проміжного перегріву газів. Причому додаткове влаштування проміжного перегріву пари у паровій турбіні такої ПГУ дозволяє забезпечити допустимі значення вологості пари за останніми лопатками парової турбіни.

4. Сайт <http://twt.mpei.ac.ru/ТТНВ/2/ThermCycleMCS.html> поступово розширюється, розрахунки коректуються та створюються нові.

Проверка минимального температурного напора в области экономайзера
 $\Delta_{\min} = \text{if}(\Delta_{\min} \geq 10\text{K}, \Delta_{\min}, \text{"Температурный напор в ЭК меньше за 10K"}) = 10.295\text{K}$

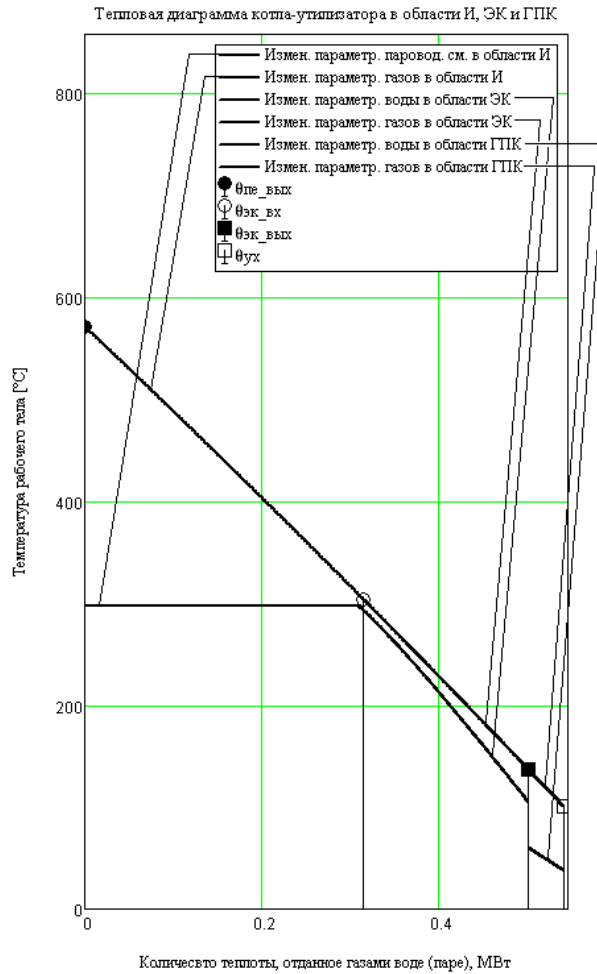


Рисунок 6 – Теплова діаграма КУ в області випарника, економайзера та газового підігрівника конденсату (схема ПГУ зображена на рис. 4)

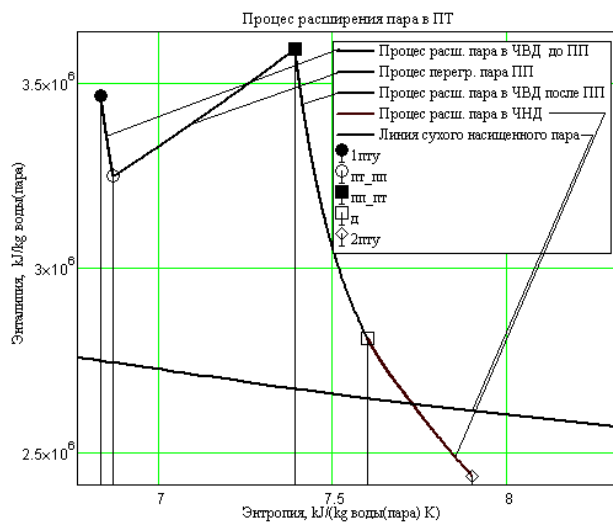


Рисунок 7 – Процес розширення пари у паровій діаграмі а також перегрів пари у проміжному пароперегрівнику (схема ПГУ зображена на рис. 4)

Література

1. Лейзерович А.Ш. Одновальные парогазовые установки // Теплоэнергетика, №12, 2000, с. 69–73.
2. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – 2-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 584 с.:ил.
3. Андрющенко А.И. Основы термодинамики циклов теплоэнергетических установок. – М.: Высшая школа, 1985. – 320 с.
4. Березинец А.П., Васильев М.К., Костин Ю.А. Анализ схем бинарных ПГУ на базе перспективной ГТУ // Теплоэнергетика, №5, 2001, с. 18–30.
5. Очков В.Ф., Александров А.А., Орлов К.А., Волощук В.А., Очков А.В. "Сетевые расчеты процессов и циклов теплоэнергетических установок" // Новое в российской электроэнергетике. №10. 2008. с. 5–27.
6. Очков В.Ф. Сетевые расчеты и диаграммы теплоэнергетических процессов // Промышленная энергетика, № 12 2008 г. с. 37–43
7. Очков В.Ф., Александров А.А., Волощук В.А., Дорохов Е.В., Орлов К.А. Интернет-расчеты термодинамических циклов // Теплоэнергетика, № 1, 2009 г. с. 77–80.

УДК 621.43.018.4

Волощук В.А., Очков В.Ф.

**ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ НЕКОТОРЫХ СХЕМ ГТУ И ПГУ
С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

В статье приведена информация про сайт в Интернете, где можно вести расчет и исследование циклов тепловых двигателей в интерактивном режиме. На основе расчетов с помощью данного сайта показано, что устройство двухступенного подвода теплоты в ГТУ, позволяет повысить КПД ПГУ с одно-контурным котлом-утилизатором.

Voloshchuk V.A., Ochkov V.F.

**THE STUDY AND ANALYSIS OF SOME GTU AND SGU WITH USE
OF MODERN INFORMATIC TECHNOLOGIES**

The article gives information about website where calculations and investigation of heat engines cycles can be carried out in an interactive mode. On the base of the calculations with the help of the given website it is shown that two-stage heat addition in Brayton Cycle Plant as a part of Gas-Steam Combined Cycle Plant allows to increase efficiency of Gas-Steam Combined Cycle Plant with single pressure heat recovery steam generator.