

приемосдаточные модельные испытания для одного из зарубежных заказов, обеспечив все требования контракта и условия, предусмотренные стандартом МЭК 60193 [2].

Выводы

После проведения большого объема работ по форсированию параметров стендов, созданию установки для градуировки расходомеров и разработке современного измерительно-вычислительного комплекса гидродинамические стенды ИПМаш НАН Украины соответствуют требованиям МЭК 60193, что позволяет использовать их для проведения исследовательских комплексных энергокавитационных и приемосдаточных испытаний моделей гидромашин.

Литература

1. Совершенствование гидродинамических стендов лаборатории гидромашин ИПМаш НАН Украины / И. С. Веремеенко, В. Н. Дедков, Е. С. Агибалов, Ю. Б. Мосцевенко // Пробл. машиностроения. – 2006. – Т. 9, № 1. – С. 24–31.
2. МЭК 60193. Модельные приемосдаточные испытания гидравлических турбин насосов, гидроаккумулирующих станций и насос-турбин. – 1999. – 567 с.
3. Рекомендация МЭК. Первое дополнение к публикации № 193. – 1974. – 21 с.
4. Веремеенко И. С. Установка УГ-1 для градуировки расходомеров энергокавитационных стендов / И. С. Веремеенко, С. В. Гладышев, В. Н. Дедков и др. // Метрологія та прилади. – 2010. – № 2. – С. 42–47.

Поступила в редакцию
27.04.10

УДК 621.165

Д. А. Переверзев, д-р техн. наук

А. Г. Лебедев, канд. техн. наук

Ж. А. Шелехина

Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины
(г. Харьков, E-mail: shuben @ kharkov.ua)

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЪЕДИНЕННЫХ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОТУРБИННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Развиты методы и выполнен большой объем исследований экономичности совместной работы газотурбинного и паротурбинного энергоблоков в виде энергокомплекса: высокотемпературная газотурбинная надстройка (ГТН) – паротурбинный энергоблок со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара (ГТН-ПТУ). Результаты показали, что при паротурбинном энергоблоке с электрической мощностью 300 МВт и более, с начальными параметрами пара 24–25 МПа и 540–550 °С, с ГТН мощностью 450–500 МВт при начальной температуре газа 1300 °С – КПД-нетто энергокомплекса достигает 52–53%. При повышении начальной температуры газа в ПТУ до 1500 °С КПД увеличивается еще на 2%. При этой ГТН и суперкритических начальных параметрах пара 30 МПа и 650 °С в ПТУ КПД-нетто энергокомплекса может достигать 56%, а при повышении их до 40 МПа и 750 °С – 58% и более. Путем дальнейшего совершенствования энергокомплексов их КПД-нетто в перспективе при начальной температуре газа 1500 °С может быть доведен до 60%.

Розвинені методи і виконаний великий обсяг досліджень економічності спільної роботи газотурбінного і паротурбінного енергоблоків у вигляді енергокомплексу: високотемпературна газотурбінна надбудова (ГТН) – паротурбінний енергоблок з надкритичними і суперкритичними початковими параметрами пари (ГТН-ПТУ). Результати показали, що при паротурбінному енергоблоці з електричною потужністю 300 МВт і більш, з по-

чатковими параметрами пари 24–25 МПа і 540–550 °С, з ГТН потужністю 450–500 МВт при початковій температурі газу 1300 °С – ККД-нетто енергокомплексу досягає 52–53%. При підвищенні початкової температури газу в ГТУ до 1500 °С ККД збільшується ще на 2%. При цій ГТН і суперкритичних початкових параметрах пари 30 МПа і 650 °С у ПТУ ККД-нетто енергокомплексу може досягати 56%, а при підвищенні їх до 40 МПа і 750 °С – 58% і більш. Шляхом подальшого удосконалення енергокомплексів їх ККД-нетто в перспективі при початковій температурі газу 1500 °С може бути доведений до 60%.

Введение

Газовые турбины (ГТ), газотурбинные двигатели (ГД) и газотурбинные установки (ГТУ) начали применяться в большой (стационарной) и транспортной энергетике с начала 40-х годов XX в. Благодаря большой энергоемкости в относительно малых объемах ГД уже к началу 50-х годов в значительной мере вытеснили из авиации двигатели внутреннего сгорания (ДВС), несмотря на то, что уступали последним по экономичности. Современные военные и гражданские самолеты, летающие со сверхзвуковыми скоростями, оснащены только газотурбинными двигателями с температурой газа перед турбиной на уровне 1300–1500 °С, с интенсивным воздушным охлаждением конструкций первых высокотемпературных ступеней до 800 °С, предельной температуры надежной работы с гарантированным ресурсом жаропрочных материалов, из которых изготавливаются эти конструкции.

Однако в большой энергетике за истекшие 70 лет газотурбинные установки пока еще не нашли широкого применения [1, 2]. Даже при температуре газа перед ГТУ на уровне 1300–1500 °С они уступают по экономичности современным действующим мощным паротурбинным энергоблокам со сверхкритическими начальными параметрами пара 24–25 МПа и 540–550 °С.

Как показали многочисленные научно-исследовательские работы (НИР) и опытно-промышленная эксплуатация, некоторые результаты которых изложены в [1,2], дальнейшее значительное повышение экономичности электростанций может быть получено путем создания и использования энергокомплексов на основе объединения для совместной работы газотурбинных и паротурбинных энергоблоков. И здесь были выявлены два основных направления создания и реализации таких энергокомплексов.

1. Парогазовые установки (ПГУ), когда газ после выхода из производящей электроэнергию ГТУ поступает в котел-утилизатор (КУ), где производится пар с первичным и вторичным перегревом для паротурбинной установки (ПТУ), вырабатывающей на втором валу дополнительную электроэнергию.

2. К действующему (или спроектированному) паротурбинному энергоблоку с субоптимальными технико-экономическими показателями (базовый энергоблок) придается газотурбинная надстройка (ГТН), из которой отработавший газ поступает в парогенератор (котел) ПТУ. Это объединение энергоблоков было названо «энергокомплекс ГТН-ПТУ». Как частный случай из него может быть получена ПГУ.

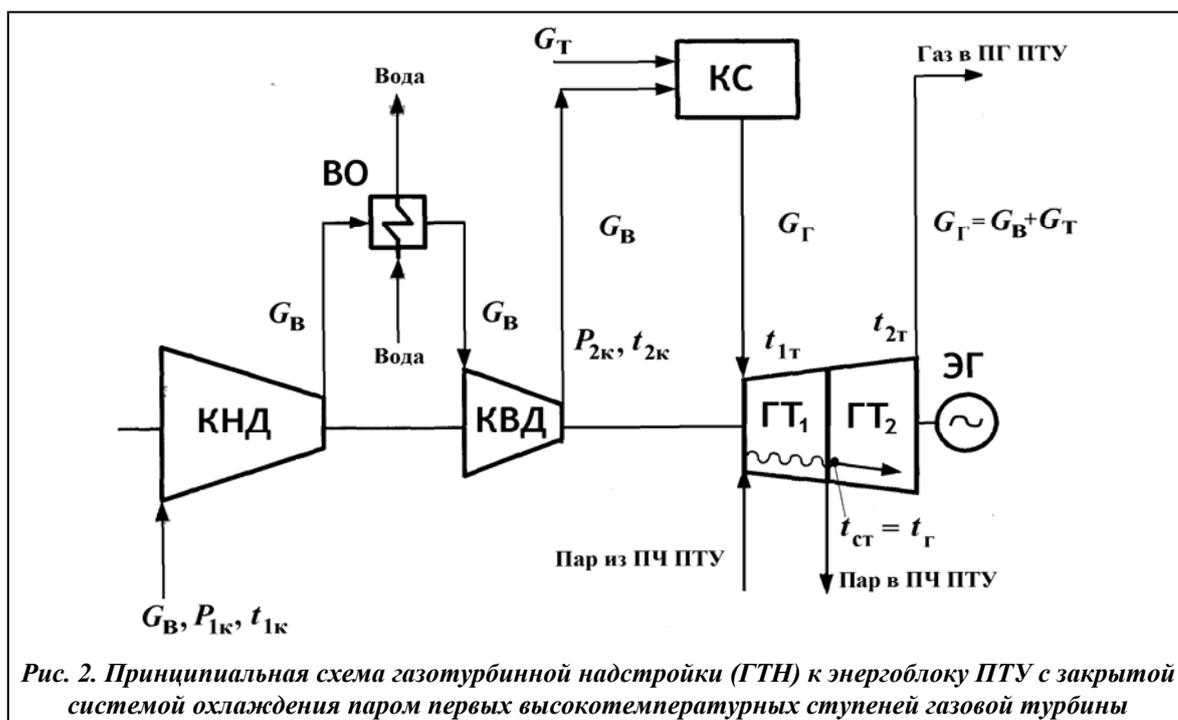
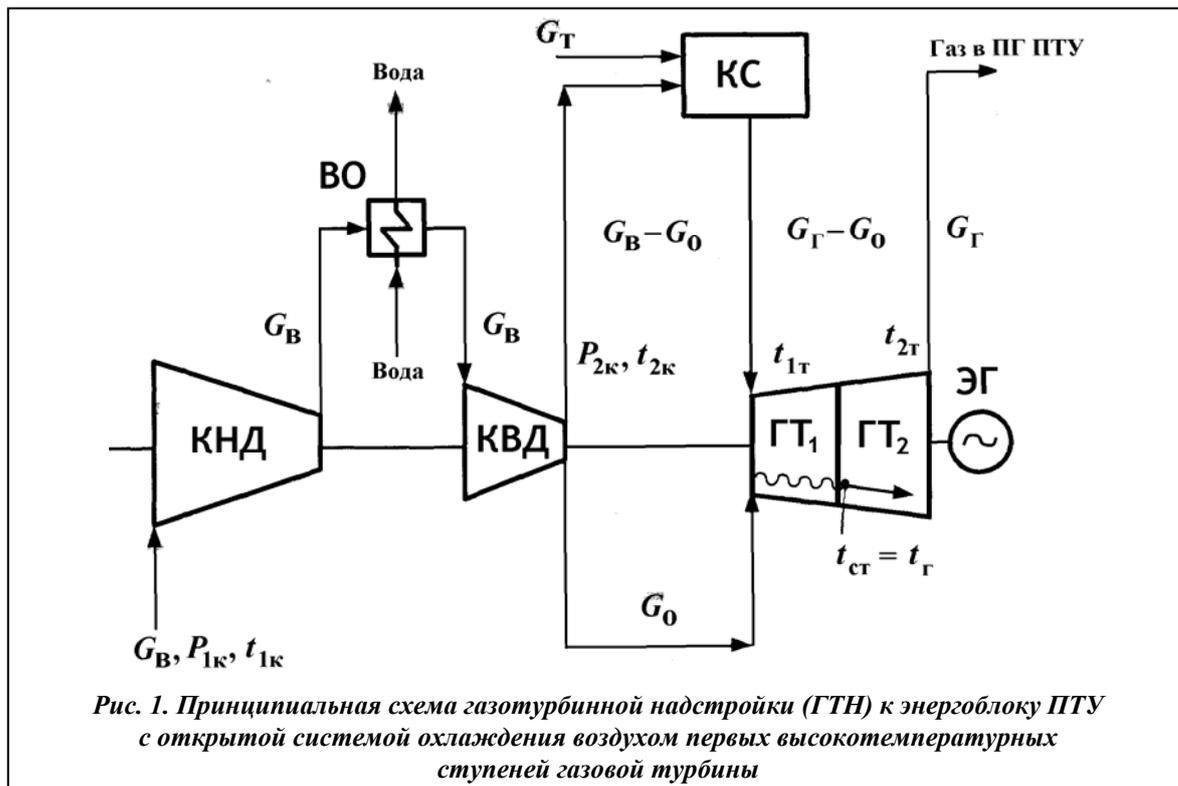
В качестве топлива в таких энергоустановках используется преимущественно газ – природный, доменный, нефтяных скважин или полученный в системе (своеобразном химическом комбинате) внутрицикловой газификации (ВЦГ) всех жидких и твердых органических топлив (отходы нефтепереработки; всевозможные угли; бытовые, сельскохозяйственные, промышленные и др. отходы, горы которых иногда годами гниют неиспользованными и т. п.).

В данной работе было исследовано свыше 80 энергокомплексов ГТН-ПТУ. В качестве базовых энергоблоков использованы высокоэффективные паротурбинные энергоблоки мощностью 300–500 МВт со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара. В качестве ГТН принимались ГТУ различной мощности (от 200 до 1000 МВт) с начальной температурой рабочего газа 1300 °С при воздушном охлаждении первых высокотемпературных ступеней и с начальной температурой газа 1500 °С при паровом охлажде-

нии этих ступеней газовых турбин. Обоснование и эффективность таких систем охлаждения изложены в [3].

Основное содержание и результаты работы

На рис. 1, 2, 3 представлены принципиальные схемы объединяемых ГТН и паротурбинного энергоблока со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара, где КНД и КВД – компрессоры низкого и высокого давления; ВО – воздухоохладитель; КС – камера сгорания; ГТ₁ и ГТ₂ – охлаждаемый и неохлаждаемый отсеки газовой тур-



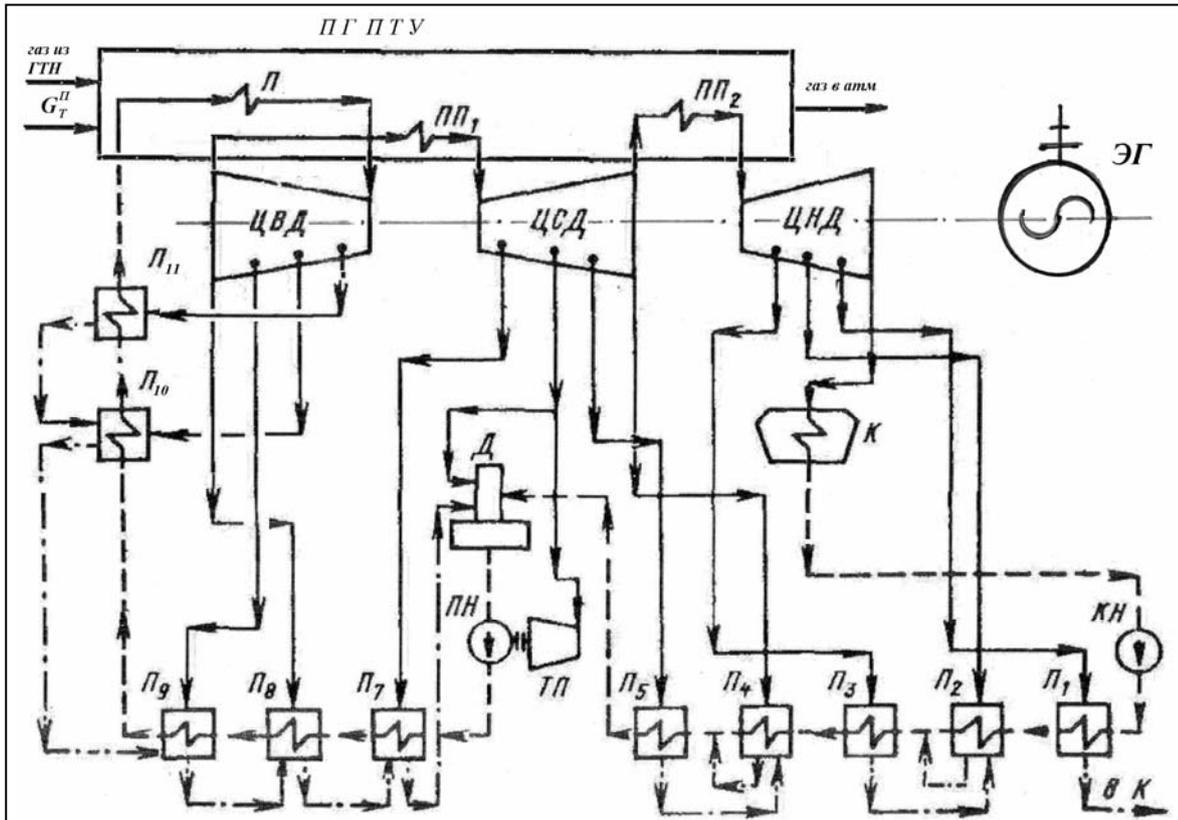


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема базовой турбоустановки на сверхкритические и суперкритические начальные параметры пара с двойным промпрегревом и одиннадцатью ступенями подогрева конденсата-питательной воды

бины; ЭГ – электрогенератор; G_B – расход воздуха на входе в КНД; $P_{1К}$, $t_{1К}$ и $P_{2К}$, $t_{2К}$ – давление и температура воздуха соответственно на входе в КНД и на выходе из КВД; G_0 – расход охлаждающего воздуха; G_T – расход топлива в КС; $t_{1Т}$ и $t_{2Т}$ – температуры газа на входе в турбину и на выходе из нее; $t_{СТ}$ – допустимая температура деталей турбины; G_T – расход газа на выходе из газовой турбины и на входе в парогенератор ПТУ; ПЧ ПТУ – проточная часть ПТУ; ЦВД, ЦСД и ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давления паровой турбины; К – конденсатор ПТУ; КН – конденсатный насос; P_1, P_2, \dots, P_{11} – подогреватели конденсата-питательной воды; ТП – турбопривод; Д – деаэратор; ПН – питательный насос (нагнетающий с необходимым давлением питательную воду в парогенератор); ПГ ПТУ – парогенератор ПТУ; П – первичный перегреватель пара; ПП₁ и ПП₂ – первый и второй промежуточные перегреватели пара; $G_T^П$ – расход дожигаемого топлива в ПГ ПТУ.

Абсолютный КПД-нетто энергокомплекса ГТН-ПТУ, $\eta_{\text{н}}^{\text{ЭК}}$, определялся по формуле

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ЭК}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{С}}}{Q_{\text{Т}}} = \frac{N_{\text{ЭГ}}^{\text{Г}} \eta_{\text{СН}}^{\text{Г}} + N_{\text{ЭГ}}^{\text{П}} \eta_{\text{СН}}^{\text{П}}}{\frac{Q_{\text{КС}}}{\eta_{\text{КС}}} + (Q_{\text{ПГ}} - Q_{\text{ГВ}}) \frac{1}{\eta_{\text{ПГ}}}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{КС}} = \frac{N_{\text{ЭГ}}^{\text{Г}}}{\eta_{\text{Э}}^{\text{Г}}}$ – количество тепла, вырабатываемого в камере сгорания (КС) путем сжига-

ния топлива; $Q_{\text{ПГ}} = \frac{N_{\text{ЭГ}}^{\text{П}}}{\eta_{\text{Э}}^{\text{П}}}$ – количество тепла, необходимое для производства и перегрева пара в парогенераторе (ПГ);

$Q_{\text{ГВ}} = G_{\text{Г}} C_{\text{рГ}} (t_{2\text{Т}} - t_{\text{в}})$ – количество тепла, получаемое парогенера-

тором из системы ГТУ; G_T и t_{2T} – расход и температура газа на выходе из ГТУ, t_b – температура газа на выходе из ПГ; C_{PT} – удельная теплоемкость газа при $P = \text{const}$; $N_{ЭГ}^I$ и $N_{ЭГ}^{II}$ – электрические мощности; $\eta_{Э}^{IY}$ и $\eta_{Э}^{IIV}$ – абсолютные электрические КПД соответственно газотурбинной и паротурбинной установок; $\eta_{КС}$ и $\eta_{ПГ}$ – КПД соответственно камеры сгорания и парогенератора (котла); $\eta_{СН}^I$ и $\eta_{СН}^{II}$ – коэффициенты, учитывающие расходы энергии на собственные нужды соответственно в газотурбинном и паротурбинном энергоблоках.

При $\eta_{СН}^I = \eta_{СН}^{II} = 1$ из (1) получаем $\eta_{Э}^B$ – абсолютный электрический КПД объединенных газотурбинного и паротурбинного энергоблоков; если к тому же полагаем $\eta_{КС} = \eta_{ПГ} = 1$, то получаем $\eta_{Э}^Y$ – абсолютный электрический КПД объединенных газотурбинной и паротурбинной установок.

В литературе иногда путают $\eta_{Н}^{ЭК}$ с $\eta_{Э}^B$ и $\eta_{Э}^Y$, забывая, что $\eta_{Н}^{ЭК}$ на 3–4% меньше, чем $\eta_{Э}^Y$ и приблизительно на 2% меньше $\eta_{Э}^B$.

Анализ зависимости (1) показывает, что при $Q_{ПГ} = Q_{ГВ}$ получаем вариант энергокомплекса с парогенератором, который в данном случае может быть котлом-утилизатором (без дожигания топлива), если $t_{2T} - t_0 \geq \Delta t$, где t_0 – начальная температура пара в ПТУ, а Δt – температурный напор, обеспечивающий надежную работу теплообменников в парогенераторе.

Если в ГТУ, предлагаемой в качестве надстройки, это неравенство выдерживается, но $Q_{ГВ} < Q_{ПГ}$, то из уравнения $Q_{ПГ} - kQ_{ГВ} = 0$ получаем $k = Q_{ПГ} / Q_{ГВ}$, коэффициент, который показывает, насколько (во сколько раз) надо увеличить первоначальную мощность ГТН, чтобы получить вариант энергокомплекса с котлом-утилизатором (КУ).

Такой подход дает одно из приближений величины $\eta_{Н}^{ЭК}$ к оптимальному значению. Но для ПТУ со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара, где t_0 изменяется в диапазоне от 540 до 750 °С, ГТУ должно будет работать в зоне пониженных степеней сжатия воздуха в компрессоре (и соответственно пониженных степеней расширения газа в турбине), чтобы получать необходимые величины температуры t_{2T} , причем значения $\eta_{Э}^{IY}$ здесь относительно невелики.

Если предлагаемая ГТН дает $t_{2T} - t_0 < \Delta t$ и $Q_{ГВ} < Q_{ПГ}$, то значение k определяется решением системы уравнений

$$Q_{ПГ} - kQ_{ГВ} = kG_{ГВ}C_{P_{r2}}(t_0 + \Delta t - t_{2T}) + G_T^{II}C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T), \quad (2)$$

$$kG_{ГВ}C_{P_{r2}}(t_0 + \Delta t - t_{2T}) + G_T^{II}C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T) = G_T^{II}q_T, \quad (3)$$

где G_T^{II} – расход топлива в парогенераторе (котле) ПТУ; q_T , C_{PT} и t_T – соответственно теплоотворная способность, теплоемкость и начальная температура топлива.

Из решения уравнения (3) имеем

$$G_T^{II} = \frac{kG_{ГВ}C_{P_{r2}}(t_0 + \Delta t - t_{2T})}{q_T - C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T)}. \quad (4)$$

Подставляя (4) в уравнение (2), получим

$$Q_{ПГ} - kQ_{ГВ} = kG_{ГВ}C_{P_{r2}}(t_0 + \Delta t - t_{2T}) \left[1 + \frac{C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T)}{q_T - C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T)} \right],$$

отсюда

$$k = \frac{Q_{ПГ}}{Q_{ГВ} + G_{ГВ}C_{P_{r2}}(t_0 + \Delta t - t_{2T})(1 + \psi)} = \frac{Q_{ПГ} / Q_{ГВ}}{1 + \varphi},$$

$$\text{где } \varphi = \frac{G_{ГВ} C_{P_{Г2}} (t_0 + \Delta t - t_{2T})(1 + \psi)}{Q_{ГВ}} = \frac{C_{P_{Г2}} (t_0 + \Delta t - t_{2T})(1 + \psi)}{C_{P_{Г1}} (t_{2T} - t_0)}, \quad \psi = \frac{C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T)}{q_T - C_{PT}(t_0 + \Delta t - t_T)}.$$

Умножая на этот коэффициент k значение первоначальной мощности ГТУ, получим мощность ГТН, которая, в сочетании с дожиганием небольшого количества топлива G_T^{Π} в ПГ также приблизит $\eta_H^{\text{ЭК}}$ к оптимальному значению. Здесь ГТУ, работая уже в зоне более высоких степеней сжатия ε , имеет и более высокие значения КПД, $\eta_{\text{Э}}^{\Gamma}$.

Выполненные нами исследования показали, что, благодаря вышеуказанным подходам (приемам), величины $\eta_H^{\text{ЭК}}$ в диапазоне ε от 11 до 70 в ГТН при $t_{1T} = 1300\text{--}1500$ °С к ПТУ со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара – практически одинаковы и это позволяет считать их близкими к оптимальным (субоптимальным) значениям. При ПТУ с электрической мощностью 300–500 МВт суммарные электрические мощности энергокомплекса могут достигать 1100–1200 МВт.

Учитывая изложенное, целесообразно использовать в качестве ГТН газотурбинные установки, работающие в диапазоне ε от 30 до 70, где они имеют близкие к оптимальным значения $N_{\text{ЭГ}}^{\Gamma}$ и η_H^{Γ} .

Такие объединения газотурбинного и паротурбинного энергоблоков (ГТН-ПТУ) привлекают еще и тем, что в случае необходимости (выход из строя или плановая остановка какого-либо из них), каждый из них может работать в автономном режиме с более или менее приемлемым показателями по экономичности.

В ПГУ же с котлом-утилизатором при возникновении таких ситуаций может иногда только как-то еще работать ГТУ, а ПТУ в любом случае будет бездействовать.

Выражая тепловые величины $Q_{\text{КС}}$, $Q_{\text{ПГ}}$ и $Q_{\text{ГВ}}$ через мощности и КПД, из (1), после некоторых преобразований, будем иметь КПД $\eta_H^{\text{ЭК}}$ в относительных единицах

$$\eta_H^{\text{ЭК}} = \frac{\eta_{\text{СН}}^{\Pi} + \eta_{\text{СН}}^{\Gamma} y}{\frac{y}{\eta_{\text{Э}}^{\Gamma} \eta_{\text{КС}}} + \left(\frac{1}{\eta_{\text{Э}}^{\Pi\Upsilon}} - my\right) \frac{1}{\eta_{\text{ПГ}}}}, \quad (5)$$

$$\text{где } y = \frac{N_{\text{ЭГ}}^{\Gamma}}{N_{\text{ЭГ}}^{\Pi}}, \quad m = \frac{Q_{\text{ГВ}}}{N_{\text{ЭГ}}^{\Gamma}}.$$

После некоторых преобразований из (5) было получено

$$\eta_H^{\text{ЭК}} = \frac{(\eta_{\text{СН}}^{\Pi} + \eta_{\text{СН}}^{\Gamma} y) \eta_H^{\Gamma} \eta_H^{\Pi}}{\eta_{\text{СН}}^{\Gamma} \eta_H^{\Pi} y + (1 - m \eta_{\text{Э}}^{\Pi\Upsilon} y) \eta_{\text{СН}}^{\Gamma} \eta_H^{\Gamma}}.$$

Здесь КПД-нетто $\eta_H^{\text{ЭК}}$ всего энергокомплекса выражен через КПД-нетто его составляющих.

Для варианта с котлом-утилизатором $1 - m \eta_{\text{Э}}^{\Pi\Upsilon} y = 0$, $y = (m \eta_{\text{Э}}^{\Pi\Upsilon})^{-1}$ и в результате имеем

$$\eta_H^{\text{ЭК}} = \eta_H^{\Gamma} \left(1 + \frac{m \eta_H^{\Pi}}{\eta_{\text{СН}}^{\Gamma} \eta_{\text{ПГ}}}\right). \quad (6)$$

Проверка (6) по данным [6] показала правильность этой формулы.

Было рассмотрено свыше 80 энергокомплексов ГТН-ПТУ. При определении КПД-нетто и электрических мощностей энергокомплексов было принято $\eta_{\text{КС}} = 0,97$; $\eta_{\text{ПГ}} = 0,95$; $\eta_{\text{СН}}^{\Gamma} = 0,99$; $\eta_{\text{СН}}^{\Pi} = 0,96$.

Показатели энергоэффективности отдельных объединяемых энергоблоков, используемые в расчетах, взяты из таблиц работ [4–7].

Результаты определения показателей энергоэффективности 68 перспективных энергокомплексов ГТН-ПТУ изложены в сводной таблице. Здесь: t_{1T} и ε – начальная температура газа и степень сжатия воздуха в ГТУ; G_T и t_{2T} – расход и температура газа на выходе из ГТУ; P_0 , t_0 – начальные давление и температура пара в ПТУ; ПП – промежуточный перегреватель пара; ПД – регенеративный подогреватель питательной воды; $N_{ЭГ}^Г$ и $N_{ЭГ}^П$ – электрические мощности; $\eta_{Э}^{ГУ}$ и $\eta_{Э}^{ПУ}$ – абсолютные электрические КПД соответственно газотурбинной и паротурбинной установок; $\eta_H^Г$ и $\eta_H^П$ – КПД-нетто, газотурбинного и паротурбинного энергоблоков; $N_{ЭГ}^С$ – суммарная электрическая мощность ГТУ и ПТУ; $N_{Э}^С$ – суммарная электрическая мощность, передаваемая внешним потребителям электроэнергии; $\eta_{Э}^У$, $\eta_{Э}^Б$ и $\eta_H^{ЭК}$ – абсолютные электрические КПД объединенных соответственно газотурбинной и паротурбинной установок, газотурбинного и паротурбинного энергоблоков и КПД-нетто энергокомплекса ГТН-ПТУ.

Выявлено значительное повышение КПД-нетто энергокомплексов по сравнению с аналогичными КПД объединяемых энергоблоков.

Так, в вариантах 1–6 при базовых паротурбинных энергоблоках с электрической мощностью $N_{ЭГ}^П = 312\text{--}336$ МВт и с начальными параметрами пара 24–25 МПа и 540–550 °С, с газотурбинной надстройкой мощностью $N_{ЭГ}^Г = 200$ МВт при начальной температуре газа $t_{1T} = 1300$ °С и общей степени сжатия воздуха $\varepsilon = 18$, с относительными внутренними КПД турбины $\eta_T = 0,89$ и компрессора $\eta_K = 0,87$, при 10% гидравлических потерь в ГТУ ($\Delta P = 10\%$) – абсолютные электрические КПД объединенных газотурбинной и паротурбинной установок, газотурбинного и паротурбинного энергоблоков и КПД-нетто энергокомплекса ГТН-ПТУ соответственно составляют, % $\eta_{Э}^У = 51\text{--}52,5$; $\eta_{Э}^Б = 48,9\text{--}50,5$; $\eta_H^{ЭК} = 47,5\text{--}49$. Это на 7–8 и на 16–18% больше, чем у аналогичных КПД отдельно взятых блоков ПТУ и ГТУ, причем суммарная электрическая мощность энергокомплекса $N_{ЭГ}^С$ составляет 512–536 МВт, внешним потребителям передается мощность $N_{Э}^С = 500\text{--}520$ МВт.

Оптимизация КПД-нетто энергокомплекса по электрической мощности ГТН повышает его на 4–5%. В результате имеем $\eta_{Э}^У = 55,9\text{--}56,8$, $\eta_{Э}^Б = 53,5\text{--}54,9$; $\eta_H^{ЭК} = 52,4\text{--}53,9\%$; $N_{ЭГ}^С = 754\text{--}786$ МВт; $N_{Э}^С = 738\text{--}767$ МВт. Это на 12 и на 21–23% больше, чем у исходных, отдельно взятых блоков соответственно ПТУ и ГТУ.

В вариантах 7–12 при базовых паротурбинных энергоблоках с электрической мощностью 455–480 МВт, с начальными суперкритическими параметрами пара 40 МПа и 750 °С, с газотурбинной надстройкой мощностью $N_{ЭГ}^Г = 200$ МВт при начальной температуре газа $t_{1T} = 1300$ °С и $\varepsilon = 20$, с относительными внутренними КПД турбины и компрессоров $\eta_T = 0,89$ и $\eta_K = 0,87$, при $\Delta P = 10\%$ – абсолютные электрические КПД достигают, % $\eta_{Э}^У = 55\text{--}58$; $\eta_{Э}^Б = 53,8\text{--}55,8$; $\eta_H^{ЭК} = 51\text{--}54$. Это на 3,5–4 и на 20–22% больше, чем у аналогичных КПД отдельно взятых блоков ПТУ и ГТУ, причем суммарная электрическая мощность энергокомплекса $N_{ЭГ}^С$ составляет 655–680 МВт, внешним потребителям передается мощность $N_{Э}^С = 634\text{--}658$ МВт.

Оптимизация КПД-нетто энергокомплекса по электрической мощности ГТН повышает его на 2–2,5%. В результате имеем, %, $\eta_{Э}^У = 57,5\text{--}60$, $\eta_{Э}^Б = 55,7\text{--}58$; $\eta_H^{ЭК} = 54,4\text{--}56,4$; $N_{ЭГ}^С = 863\text{--}880$ МВт; $N_{Э}^С = 841\text{--}856$ МВт. Это на 6,4–7,8 и на 22,3–24,3% больше, чем у

Показатели энергоэффективности перспективных теплоэнергетических энергокомплексов ГТН-ПТУ

№ варианта	Энергоблоки ГТУ для ГТН					Энергоблоки ПТУ					Энергокомплексы ГТН-ПТУ								
	$N_{ЭГ}^Г$, МВт	$t_{ГТ}$, °С	ε	$G_{ГТ}$, т/ч	$t_{2Т}$, °С	$\eta_{Э}^{ГУ}$, %	$\eta_{Н}^Г$, %	$N_{ЭГ}^Г$, МВт	P_0 , МПа	t_0 , °С	Число ПП	Число ПД	$\eta_{Э}^{ПУ}$, %	$\eta_{Н}^П$, %	$N_{ЭГ}^С$, МВт	$\eta_{Э}^У$, %	$\eta_{Н}^Б$, %	$\eta_{Н}^ЭК$, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	200	1300	18,0	2140	612	32,3	31,0	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	512	498	51,0	48,9	47,5
2	442	1300	18,0	4730	612	32,3	31,0	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	754	738	55,9	53,5	52,4
3	200	1300	18,0	2140	612	32,3	31,0	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	518	503	51,0	49,1	47,6
4	448	1300	18,0	4780	612	32,3	31,0	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	762	749	55,0	53,2	52,3
5	200	1300	18,0	2140	612	32,3	31,0	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	536	520	52,5	50,5	49,1
6	450	1300	18,0	4800	612	32,3	31,0	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	786	767	56,8	54,9	53,9
7	200	1300	20,0	2080	594	33,5	32,1	455	40,0	750	2	12	51,0	46,5	655	634	55,0	52,8	51,1
8	408	1300	20,0	4250	594	33,5	32,1	455	40,0	750	2	12	51,0	46,5	863	841	57,5	55,7	54,4
9	200	1300	20,0	2080	594	33,5	32,1	477	40,0	750	2	12	52,9	48,0	677	656	56,5	54,2	52,4
10	414	1300	20,0	4300	594	33,5	32,1	477	40,0	750	2	12	52,9	48,0	891	862	58,2	56,3	54,8
11	200	1300	20,0	2080	594	33,5	32,1	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	680	658	58,0	55,8	54,0
12	400	1300	20,0	4160	594	33,5	32,1	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	60,0	58,0	56,4
13	400	1500	20,0	2590	727	37,2	35,7	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	736	719	56,1	54,2	52,9
14	596	1500	20,0	3860	727	37,2	35,7	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	932	913	58,0	56,3	55,3
15	400	1500	20,0	2590	727	37,2	35,7	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	718	701	54,5	52,5	51,7
16	593	1500	20,0	3840	727	37,2	35,7	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	911	892	57,2	55,5	54,3
17	400	1500	40,0	2470	600	40,8	39,2	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	53,5	51,7	50,5
18	782	1500	40,0	4830	600	40,8	39,2	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	1094	1075	57,0	55,3	54,3
19	400	1500	40,0	2470	600	40,8	39,2	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	718	701	53,7	51,7	50,5
20	792	1500	40,0	4970	600	40,8	39,2	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	1110	1090	57,0	55,5	54,4
21	400	1500	40,0	2470	600	40,8	39,2	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	736	718	55,0	53,5	51,7
22	794	1500	40,0	4900	600	40,8	39,2	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	1130	1107	58,0	56,2	55,0
23	400	1500	20,0	2590	727	37,2	35,7	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	792	772	55,7	54,2	53,0
24	678	1500	20,0	4210	727	37,2	35,7	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	1070	1047	58,8	57,0	55,6
25	400	1500	13,75	2810	800	33,5	32,1	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	59,4	57,4	56,0

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
26	590	1500	13,75	4150	800	33,5	32,1	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1070	1045	60,7	58,8	57,5
27	400	1500	40,0	2470	600	40,8	39,2	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	59,0	56,7	55,1
28	674	1500	40,0	4160	600	40,8	39,2	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1154	1126	60,4	58,4	56,9
29	400	1500	71,0	2400	512	43,6	41,9	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	58,5	56,1	54,8
30	692	1500	71,0	4150	512	43,6	41,9	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1172	1145	59,7	57,8	56,2
31	400	1500	71,0	2400	512	43,6	41,9	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	736	718	54,5	52,4	51,2
32	816	1500	71,0	4900	512	43,6	41,9	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	1152	1127	57,5	55,6	54,5
33	400	1500	40,0	2470	600	40,8	39,2	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	792	772	55,2	53,1	51,7
34	748	1500	40,0	4610	600	40,8	39,2	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	1140	1116	57,7	55,9	54,6
35	400	1500	71,0	2400	512	43,6	41,9	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	792	772	54,7	52,6	51,1
36	766	1500	71,0	4600	512	43,6	41,9	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	1158	1136	57,2	55,2	54,1
37	400	1500	71,0	2400	512	43,6	41,9	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	718	702	53,1	51,2	50,0
38	816	1500	71,0	4900	512	43,6	41,9	318	25,0	550	1	10	44,3	40,3	1134	1113	56,6	54,8	53,8
39	400	1500	71,0	2400	512	43,6	41,9	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	53,2	51,2	50,0
40	816	1500	71,0	4900	512	43,6	41,9	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	1128	1107	56,6	54,9	53,9
41	400	1500	11	2620	800	35,6	34,2	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	60,7	58,6	57,1
42	635	1500	11	4150	800	35,6	34,2	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1115	1090	62,2	60,5	59,1
43	400	1500	15	2420	730	39,0	37,4	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	60,9	58,6	57,1
44	684	1500	15	4130	730	39,0	37,4	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1164	1138	62,8	60,8	59,5
45	400	1500	25	2240	627	43,1	41,4	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	60,5	58,2	56,7
46	744	1500	25	4170	627	43,1	41,4	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1224	1195	62,6	60,5	59,4
47	400	1500	40	2180	542	46,0	44,2	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	880	856	60,2	57,9	56,4
48	762	1500	40	4160	542	46,0	44,2	480	40,0	750	2	12	55,0	50,0	1242	1215	62,5	60,4	59,0
49	400	1500	15	2420	730	39,0	37,4	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	792	772	57,0	55,0	53,4
50	722	1500	15	4370	730	39,0	37,4	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	1114	1090	60,2	58,4	57,1

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
51	400	1500	25	2240	627	43,1	41,4	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	792	772	56,4	54,3	53,0
52	820	1500	25	4600	627	43,1	41,4	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	1212	1186	60,2	58,4	57,1
53	400	1500	40	2180	542	46,0	44,2	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	792	772	56,2	53,9	52,7
54	844	1500	40	4600	542	46,0	44,2	392	30,0	650	2	11	47,9	43,5	1236	1209	60,0	57,9	56,7
55	400	1500	25	2240	627	43,1	41,4	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	736	718	56,4	54,3	53,0
56	832	1500	25	4650	627	43,1	41,4	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	1168	1144	60,3	58,5	57,5
57	400	1500	40	2180	542	46,0	44,2	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	736	718	56,1	54,1	52,7
58	900	1500	40	4900	542	46,0	44,2	336	25,0	550	1	10	46,6	42,4	1236	1213	60,3	58,5	57,3
59	400	1500	25	2240	627	43,1	41,4	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	55,1	53,1	51,9
60	816	1500	25	4570	627	43,1	41,4	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	1128	1109	59,5	57,8	56,5
61	400	1500	30	2200	592	44,4	42,6	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	55,1	53,0	51,7
62	890	1500	30	4900	592	44,4	42,6	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	1202	1180	59,8	58,0	56,9
63	400	1500	40	2180	542	46,0	44,2	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	54,8	52,8	51,5
64	880	1500	40	4800	542	46,0	44,2	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	1192	1170	59,4	57,6	56,5
65	400	1500	15	2420	730	39,0	37,4	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	55,6	53,7	52,3
66	624	1500	15	3780	730	39,0	37,4	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	936	917	58,4	56,6	55,4
67	400	1500	11	2620	800	35,6	34,2	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	712	696	55,5	53,5	52,2
68	515	1500	11	3360	800	35,6	34,2	312	24,0	540	1	10	44,1	40,1	827	810	57,0	55,2	54,0

исходных, отдельно взятых блоков соответственно ПТУ и ГТУ. Здесь существенно сократилась разница между показателями энергокомплекса и энергоблока ПТУ, что объясняется высокой энергоэффективностью последнего, ожидаемой от блока с такими суперкритическими параметрами пара при значительном повышении термогазодинамических показателей цилиндров паровой турбины $\eta_{\text{Н}}^{\text{П}} = \eta_{\text{ЭБ}} = 47\text{--}50\%$ при $\eta_{\text{ОВ}} = 0,92$; $\eta_{\text{ОС}} = 0,955$; $\eta_{\text{ОН}} = 0,95$.

В вариантах 13–26 исследованы энергокомплексы с ГТН, имеющей исходную электрическую мощность $N_{\text{ЭГ}}^{\text{Г}} = 400$ МВт и начальную температуру газа 1500 °С, при $\varepsilon = 13,75$; 20 и 40; $\eta_{\text{Г}} = 0,90$; $\eta_{\text{К}} = 0,88$; $\Delta P = 10\%$. В качестве базовых рассмотрены паротурбинные энергоблоки при: электрической мощности $N_{\text{ЭГ}}^{\text{П}} = 312\text{--}336$ МВт с начальными параметрами пара 24–25 МПа и $540\text{--}550$ °С (вар. 13–22); $N_{\text{ЭГ}}^{\text{П}} = 392$ МВт с суперкритическими начальными параметрами пара 30 МПа и 650 °С (вар. 23–24); $N_{\text{ЭГ}}^{\text{П}} = 480$ МВт с суперкритическими параметрами пара 40 МПа и 750 °С (вар. 25–26).

Здесь было получено: для вар. 13–22, %, $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 53,5\text{--}56$; $\eta_{\text{Э}}^{\text{Б}} = 51,7\text{--}54,2$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 50,5\text{--}52$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 712\text{--}736$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 696\text{--}719$ МВт; после оптимизации $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 57\text{--}58$; $\eta_{\text{Э}}^{\text{Б}} = 55,3\text{--}56,3$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 54,3\text{--}55,3$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 1094\text{--}932$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 1075\text{--}913$ МВт; для вар. 23–24 $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 55,7$; $\eta_{\text{Э}}^{\text{Б}} = 54,2$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 53$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 792$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 772$ МВт; после оптимизации $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 58,8$; $\eta_{\text{Э}}^{\text{Б}} = 57$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 55,6$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 1070$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 1047$ МВт; для вар. 25–26 $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 59,4$; $\eta_{\text{Э}}^{\text{Б}} = 57,4$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 56$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 880$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 856$ МВт; после оптимизации $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 60,7$; $\eta_{\text{Э}}^{\text{Б}} = 58,8$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 57,5$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 1070$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 1045$.

Таким образом, для перспективных энергокомплексов ГТН-ГТУ с начальной температурой газа 1500 °С и усовершенствованными термогазодинамическими качествами проточных частей турбин ожидаются следующие показатели энергоэффективности.

При базовых паротурбинных энергоблоках с освоенными в настоящее время сверхкритическими начальными параметрами пара 24–25 МПа и $540\text{--}550$ °С, $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 57\text{--}58\%$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 54\text{--}55\%$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 1090\text{--}940$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 1070\text{--}920$ МВт. При базовых паротурбинных энергоблоках с перспективными суперкритическими начальными параметрами пара 30 МПа и 650 °С, $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 59\%$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 56\%$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 1070$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 1045$ МВт. При базовых паротурбинных энергоблоках с еще более высокими суперкритическими начальными параметрами пара 40 МПа и 750 °С, $\eta_{\text{Э}}^{\text{Y}} = 61\%$; $\eta_{\text{Н}}^{\text{ЭК}} = 58\%$; $N_{\text{ЭГ}}^{\text{С}} = 1070$ МВт; $N_{\text{Э}}^{\text{С}} = 1045$ МВт.

В вариантах 27–40 продолжены исследования предыдущих энергокомплексов с расширением диапазона ε до 71. Выявлено, что в диапазоне ε от 13,7 до 71 субоптимальные КПД-нетто энергокомплекса ГТН-ПТУ весьма стабильны (уменьшаются приблизительно на 1% при $\varepsilon = 71$). Здесь с возрастанием ε уменьшается температура газа, поступающего в парогенератор ПТУ, что приводит к увеличению расхода топлива для производства пара; но при этом возрастает КПД-нетто ГТУ, что уменьшает расход топлива в камере сгорания; поэтому общий расход топлива и КПД-нетто энергокомплекса мало изменяются.

При создании энергокомплексов ГТН-ПТУ целесообразно принимать ε на уровне 30–40, чтобы при выходе из строя по какой-либо причине энергоблока ПТУ газотурбинная часть комплекса могла производить электроэнергию с приемлемыми экономическими показателями. При остановках ГТУ энергокомплекс будет работать как обычный паротурбинный энергоблок.

В вариантах 41–58 исследованы энергокомплексы с ГТН, имеющей исходную электрическую мощность $N_{\text{ЭГ}}^{\text{Г}} = 400$ МВт и начальную температуру газа 1500 °С, при $\varepsilon = 11, 15, 25$ и 40; $\eta_{\text{Г}} = 0,94$; $\eta_{\text{К}} = 0,92$; $\Delta P = 5\%$. В качестве базовых приняты паротурбинные энерго-

блоки при: электрической мощности $N_{ЭГ}^{\Pi} = 480$ МВт с начальными параметрами пара 40 МПа и 750 °С (вар. 41–48); $N_{ЭГ}^{\Pi} = 392$ МВт с начальными параметрами пара 30 МПа и 650 °С (вар. 49–54); $N_{ЭГ}^{\Pi} = 336$ МВт с начальными параметрами пара 25 МПа и 550 °С (вар. 55–58). Здесь было получено: для варианта 41–48, % $\eta_{Э}^y = 61$ –60; $\eta_{Э}^b = 59$ –58; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 57$ –56; $N_{ЭГ}^C = 880$ МВт; $N_{Э}^C = 856$ МВт; после оптимизации $\eta_{Э}^y = 62$ –63; $\eta_{Э}^b = 60$ –61; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 59$ –59,5; $N_{ЭГ}^C = 1120$ –1240 МВт; $N_{Э}^C = 1090$ –1215 МВт; для вар. 49–54: $\eta_{Э}^y = 57$ –56; $\eta_{Э}^b = 55$ –54; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 53$; $N_{ЭГ}^C = 792$ МВт; $N_{Э}^C = 772$ МВт; после оптимизации $\eta_{Э}^y = 60$; $\eta_{Э}^b = 58$ –58,5; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 57\%$; $N_{ЭГ}^C = 1110$ –1235 МВт; $N_{Э}^C = 1090$ –1210 МВт; для вар. 55–58 $\eta_{Э}^y = 56$; $\eta_{Э}^b = 54$; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 53$; $N_{ЭГ}^C = 736$ МВт; $N_{Э}^C = 718$ МВт; после оптимизации $\eta_{Э}^y = 60$; $\eta_{Э}^b = 58,5$; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 57$ –57,5; $N_{ЭГ}^C = 1170$ –1240 МВт; $N_{Э}^C = 1140$ –1210.

Таким образом, в исследованном диапазоне ε (от 11 до 40) значение $\eta_{Н}^{\text{ЭК}}$ мало изменяется (не более чем на 1%). В диапазоне ε от 20 до 25 проявляется слабо выраженный оптимум. Его значения для рассмотренных групп вариантов, %, 59,5; 57,1; 57,5. Здесь при сверхкритических параметрах пара 30 МПа и 650°С значение $\eta_{Н}^{\text{ЭК}}$ несколько меньше, чем при сверхкритических параметрах пара 25 МПа и 550°С. Это объясняется тем, что во втором случае были заданы более высокие значения относительных КПД в цилиндрах паровой турбины [7].

В вариантах 59–68 исследованы энергокомплексы с вышепредложенными ГТН при $\varepsilon = 11, 15, 25, 30$ и 40, где в качестве базового принят паротурбинный энергоблок с электрической мощностью $N_{ЭГ}^{\Pi} = 312$ МВт и начальными параметрами пара 24 МПа и 540 °С. Здесь субоптимальные значения КПД-нетто и мощностей выдерживаются в диапазоне ε от 25 до 40. Слабовыраженный оптимум выявляется при $\varepsilon = 30$, где, % $\eta_{Э}^y = 60$; $\eta_{Э}^b = 58$; $\eta_{Н}^{\text{ЭК}} = 57$; $N_{ЭГ}^C = 1200$ МВт; $N_{Э}^C = 1180$ МВт.

При оценке КПД цикла Карно при $t_{1T} = 1500$ °С и $\varepsilon = 40$, с учетом известных термодинамических потерь, была получена величина его около 61–62%, близкая к вышенайденным значениям КПД-нетто энергокомплексов, которые с повышением термодинамических показателей ГТУ и ПТУ все более приближаются к 60%.

В литературе [1, 2 и пр.] нередко упоминается, что в настоящее время могут быть достигнуты КПД энергокомплексов ГТН-ПТУ на уровне 58–60%, но при каких условиях – не оговаривается. Судя по результатам наших исследований, это будут абсолютные электрические КПД объединенных газотурбинной и паротурбинной установок, когда не учитываются потери энергии в тепловых генераторах (камеры сгорания и котлы) и затраты на собственные нужды.

Большая энергетика пока еще не имеет мощных ГТУ с начальной температурой газа 1300–1500 °С, с развитой надежной системой охлаждения первых высокотемпературных ступеней турбин, не имеет и ПТУ с сверхкритическими начальными параметрами пара и тем более не имеет их в качестве совместно работающих в едином энергокомплексе. Трудно также представить себе ГТУ с 5%-ми гидравлическими потерями и проточные части турбомашин с относительными КПД на уровне 92–95%. Пока еще не вошла в жизнь большой энергетики и внутрициклическая газификация (ВЦГ) твердых и трудносжигаемых жидких органических топлив, без чего не мыслится надежная, экономичная и длительная жизнедеятельность мощных энергокомплексов ГТН-ПТУ.

Тем не менее, работы, рассмотренные в излагаемой статье, позволяют наметить ориентиры, к которым надо стремиться, проблемы, которые надо оперативно решить, чтобы мощные высокоэкономичные энергокомплексы ГТН-ПТУ как можно быстрее вошли в жизнь большой энергетики.

Представляется, что применением ГТН с двумя камерами сгорания, дальнейшим термогазодинамическим совершенствованием проточных частей турбин и компрессоров, совершенствованием сочетания всех взаимодействующих параметров энергокомплексов ГТН-ПТУ – их КПД-нетто при начальной температуре газа 1500 °С в недалеком будущем может быть доведен до 60%.

Это на 23–25% больше КПД-нетто ныне действующих мощных конденсационных паротурбинных энергоблоков с начальными параметрами пара 24–25 МПа и 540–550 °С. Поэтому внедрение мощных энергокомплексов ГТН-ПТУ в большую энергетику Украины является одним из самых перспективных направлений в решении проблем повышения энергооборуженности и экономики нашего государства.

Выводы

Развиты методы и выполнен большой объем исследований энергоэффективности различных вариантов парогазовых установок в виде энергокомплексов: высокотемпературная газотурбинная надстройка – паротурбинный энергоблок со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара (ГТН-ПТУ).

Результаты показали, что при паротурбинном энергоблоке мощностью 300 МВт и выше с параметрами пара 24–25 МПа и 540–550 °С, с газотурбинной надстройкой при начальной температуре газа 1300 °С мощностью 200 МВт КПД-нетто энергокомплекса достигает 48%; это на 8 и на 13–14% больше, чем у аналогичных КПД отдельных блоков соответственно ПТУ и ГТУ. При увеличении мощности ГТУ до 450–500 МВт КПД-нетто возрастает до 52–53%. При увеличении начальной температуры газа в ГТУ до 1500 °С КПД повышается еще на 2%.

При суперкритических параметрах пара 30 МПа и 650 °С и предыдущих надстройках КПД-нетто энергокомплекса может достигать 55%, а при повышении их до 40 МПа и 750 °С – увеличивается до 58% (при начальной температуре газа в ГТУ 1500 °С).

Путем дальнейшего совершенствования сочетания всех взаимодействующих параметров энергокомплексов их КПД-нетто при начальной температуре газа 1500 °С может быть в перспективе доведен до 60%, что на 23–25% больше, чем у ныне действующих конденсационных паротурбинных энергоблоков с параметрами пара 24–25 МПа и 540–550 °С. Поэтому внедрение энергокомплексов ГТН-ПТУ в большую энергетику Украины является одним из самых перспективных направлений в решении проблем повышения энергооборуженности и экономики нашего государства.

Литература

1. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. – М.: Издат. дом Моск. энерг. ин-та, 2006. – 579 с.
2. Христич В. А. Газотурбинные установки: история и перспективы / В. А. Христич, Г. Б. Варламов. – Киев: НТУУ «КПИ», 2006. – 384 с.
3. Тарасов О. І. Удосконалення методів розрахунку і розробка ефективних систем охолодження газових турбін: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Харків, 2009. – 36 с.
4. Переверзев Д. А. Развитие методов определения термодинамической эффективности высокотемпературных газотурбинных установок / Д. А. Переверзев, А. Г. Лебедев, Ж. А. Шелехина // Пробл. машиностроения. – 2008. – Т. 11, № 3. – С. 3–15.
5. Переверзев Д. А. О термодинамической эффективности одновалвных высокотемпературных газотурбинных установок с охлаждением первых ступеней / Д. А. Переверзев, А. Г. Лебедев, Ж. А. Шелехина // Пробл. машиностроения. – 2008. – Т. 11, № 4. – С. 7–19.
6. Переверзев Д. А. Термодинамическая эффективность парогазовых установок / Д. А. Переверзев, А. Г. Лебедев, Ж. А. Шелехина // Пробл. машиностроения. – 2008. – Т. 11, № 5–6. – С. 3–11.
7. Переверзев Д. А. Экономичность конденсационных турбоустановок и энергоблоков со сверхкритическими и суперкритическими начальными параметрами пара / Д. А. Переверзев, А. Л. Шубенко, Н. В. Лыхвар // Пробл. машиностроения. – 2007. – Т. 10, № 4. – С. 16–26.

Поступила в редакцию
17.05.10