

УДК 621.311.22/23

Исследование эффективности теплофикационного энергоблока с противогазопереводной паровой турбиной и утилизацией тепла уходящих газов*

А.М. Клер, Е.Л. Степанова, А.С. Максимов

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск

E-mail: step@isem.irk.ru

Рассматривается перспективная теплофикационная паротурбинная установка, включающая паровую турбину с противогазопереводом и паровой котел, работающий на природном газе, с утилизацией тепла уходящих газов. Разработана математическая модель установки, позволяющая проводить один конструкторский расчет в номинальном режиме и несколько поверочных расчетов в характерных режимах с различными тепловыми нагрузками. С использованием разработанной модели проведены оптимизационные расчеты установки для двух регионов с разными климатическими условиями и разными ценами на топливо. По критерию минимума цены электроэнергии найдены оптимальные конструктивные параметры оборудования, параметры рабочего тела и теплоносителей во всех точках технологической схемы, а также расходы топлива в каждом характерном режиме работы. Показано, что рассматриваемый энергоблок позволяет обеспечить коэффициент использования теплоты топлива выше, чем традиционная теплофикационная установка.

Ключевые слова: теплофикационный паротурбинный энергоблок, математическое моделирование, оптимизация, эффективность работы теплоэнергетического оборудования, паровая турбина с противогазопереводом, утилизация теплоты дымовых газов.

Введение

Основными технологиями производства электрической энергии в генерирующих установках, использующих природный газ, являются технологии с применением газовых турбин (ГТ). Согласно СТО 70238424.27.100.007-2008, разработанному под руководством ОАО «ВТИ», при строительстве новых и реконструкции действующих тепловых электростанций, имеющих в своем топливном балансе природный газ, должны в основном использоваться газотурбинные установки в составе парогазовых установок (ПГУ), модулей газотурбинных установок теплоэлектроцентралей (ГТУ ТЭЦ) и ГТ-надстроек. Однако в некоторых случаях может оказаться целесообразным использование паротурбинных установок (ПТУ). Среди автономных потребителей электрической и тепловой энергии большое количество таких, потребление тепла которыми существенно превышает потребление

* Работа выполнена в рамках научного проекта III.17.1.1. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310433-6.

электрической энергии. В этих условиях может оказаться нецелесообразным использование ПГУ и ГТУ, имеющих достаточно большую выработку электрической энергии на тепловом потреблении, которая превышает потребности. В этом случае интерес представляют установки для комбинированного производства тепловой и электрической энергии с противоавтоматическими паровыми турбинами и возможностью утилизации теплоты уходящих газов энергетических котлов. Оптимизационным исследованиям таких установок посвящена представленная работа.

Оценить возможные эффекты от выбора элементов технологических схем, их оптимальных конструктивных характеристик, внедрения технологий утилизации теплоты уходящих газов, оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между основным оборудованием в различных режимах можно с помощью математического моделирования и оптимизации. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН разработан программно-вычислительный комплекс «Система машинного построения программ» [1–3]. Использование математических моделей, построенных с его помощью, позволяет проводить конструкторские и поверочные расчеты теплоэнергетических установок (ТЭУ), основываясь на физических законах и апробированных методах расчета энергетического оборудования (энергетических и материальных балансов энергоносителей, процессов расширения и сжатия рабочих тел, нормативного метода теплового расчета котлоагрегата и др.).

Постановка задачи

Одна из возможных технологических схем перспективных теплофикационных ПТУ была предложена в работах [4, 5]. Следует отметить, что использование теплофикационных ПТУ на газе имеет ряд преимуществ по сравнению с использованием теплофикационных ПГУ и ГТУ: паровая турбина имеет более высокую надежность и больший срок службы, чем газовая турбина; изготовление парового котла и паровой турбины требует менее дефицитных материалов, чем изготовление газовой турбины. В настоящей работе ставится задача оценки энергетической и экономической эффективности схемы теплофикационной ПТУ (рис. 1), рассмотренной в работе [5], в которую в качестве основного оборудования включены паровая турбина с противоавтоматическим [6, 7] и паровой котел, работающий на природном газе, с утилизацией тепла уходящих газов в контактном теплообменнике [8–14]. Предлагаемая теплофикационная ПТУ отпускает электрическую энергию по тепловому графику и может использоваться в автономных электроэнергетических системах в сочетании с другими источниками электроэнергии, способными работать по электрическому графику.

В результате анализа накопленного опыта в математическом моделировании теплофикационных ТЭУ и проведении их оптимизационных расчетов [1–3, 15] для решения задач, подобных рассматриваемым в данной работе, была создана единая конструкторско-поверочная математическая модель ПТУ. При обращении к модели должен проводиться один конструкторский и несколько поверочных расчетов. Проведение конструкторского расчета осуществляется в режиме максимальных тепловых нагрузок (номинальный режим) с определением конструктивных характеристик оборудования ПТУ. Поскольку тепловая нагрузка теплофикационных энергоисточников в течение года непостоянна и изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, то поверочные расчеты выполняются для характерных режимов при различных тепловых нагрузках. При этом определение годового расхода топлива и годового отпуска электроэнергии осуществляется с учетом продолжительности характерных режимов.

Для конструкторской и поверочной моделей теплофикационной ПТУ используются разные модели элементов: для конструкторской — модели всех элементов основаны на конструкторских расчетах с определением геометрических размеров теплообменников

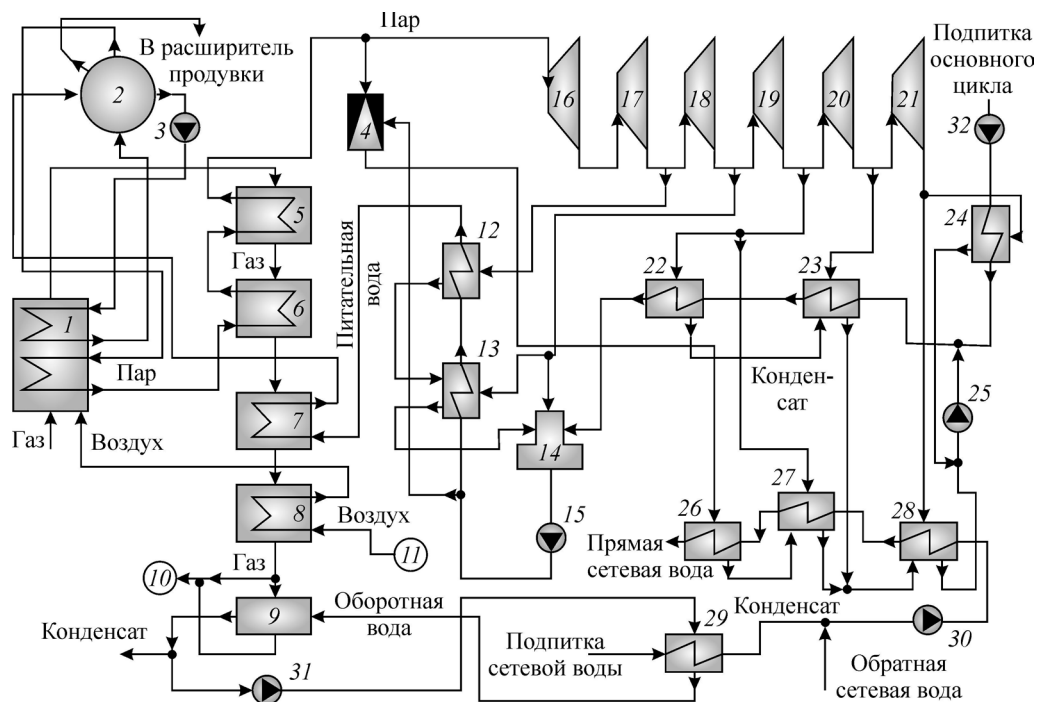


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема теплофикационной ПТУ.

- 1 — топочная камера, 2 — барабан-сепаратор, 4 — редукционно-охладительная установка, 5, 6 — первая и вторая ступени пароперегревателя, 7 — экономайзер, 8 — воздухоподогреватель, 9 — контактный теплообменник, 10 — дымосос, 11 — дутьевой вентилятор, 12, 13 — подогреватели высокого давления, 14 — деаэрактор, 16–21 — отсеки паровой турбины, 22, 23 — подогреватели низкого давления, 24 — подогреватель подпитки основного цикла, 26–28 — первый, второй и третий сетевые бойлера соответственно, 29 — водоводяной подогреватель, 3, 15, 25, 30, 31, 32 — насосы.

и номинальных расходов, входных и выходных давлений отсеков паровой турбины, для поверочной — на поверочных расчетах, которые проводятся при заданных конструктивных характеристиках и позволяют определять параметры рабочего тела или теплоносителя. Пиковый нагрев сетевой воды в разработанной схеме предусматривается паром от редукционно-охладительной установки (РОУ). В случае работы установки в режимах, не требующих высоких температур сетевой воды, РОУ и пиковый подогреватель отключаются. Для расчета процесса утилизации теплоты уходящих газов котлоагрегата создана модель контактного теплообменника, в котором в вертикальном противотоке движутся дымовые газы и распыленная обратная вода. Чтобы исключить выпадение конденсата в газовом тракте и дымовой трубе, предусмотрено байпасирование части продуктов сгорания по обводному каналу (мимо контактного теплообменника) в таком количестве, чтобы температура смеси газов после теплообменника и обводного канала была не ниже 70 °С [14]. В неотапливаемый сезон, когда нет опасности конденсации и обледенения в газовом тракте, возможно отключение байпасирования, так как оно ухудшает эффективность процесса утилизации тепла.

На рис. 2 приведена блок-схема разработанной конструкторско-поверочной математической модели расчета теплофикационной ПТУ. В настоящей работе поверочные расчеты выполнялись для четырех характерных режимов, имеющих определенные продолжительности в течение года, температуры наружного воздуха, а также тепловые нагрузки. Для расчета годовых показателей (расхода топлива, выработки тепловой и

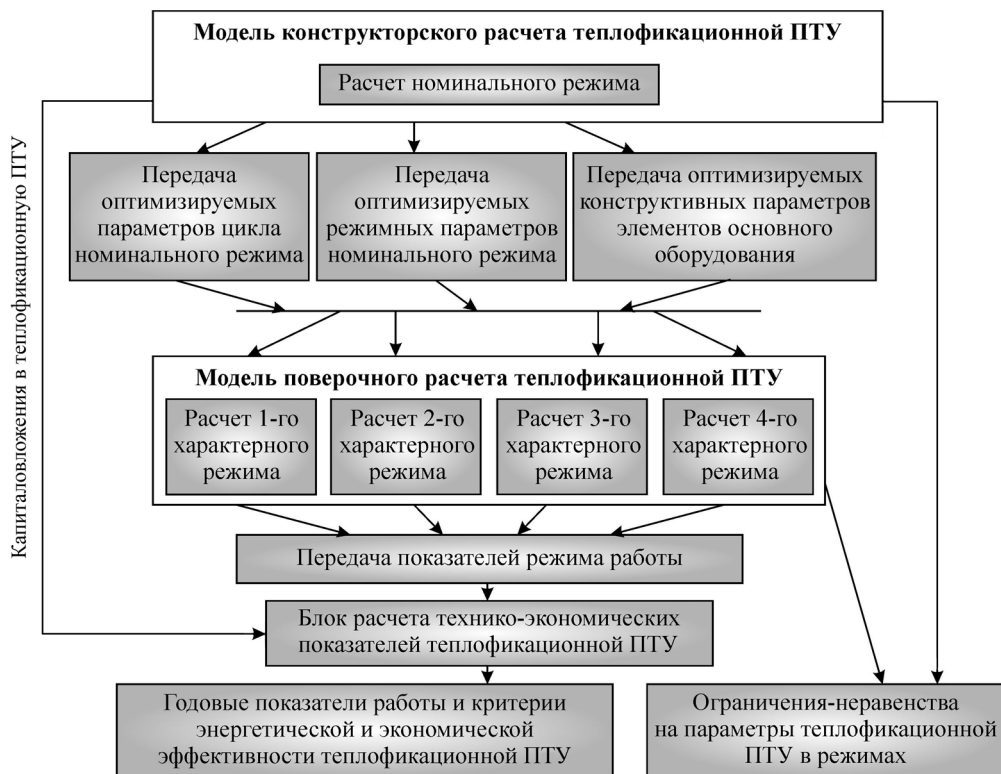


Рис. 2. Блок-схема конструкторско-проверочной математической модели расчета теплофикационной ПТУ.

электрической энергии) и критериев энергетической и экономической эффективности (коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ), коэффициента теплофикации, электрического КПД, удельных капитальных вложений и т.д.) теплофикационной ПТУ был создан блок расчета технико-экономических показателей, в который поступают результаты как конструкторского, так и проверочных расчетов.

При проведении оптимизационных расчетов с использованием единой конструкторско-проверочной математической модели задаются оптимизируемые параметры цикла в номинальном режиме, конструктивные и режимные оптимизируемые параметры. Изменение параметров цикла, конструктивных и режимных параметров ПТУ в номинальном режиме влияет на результаты проверочных расчетов всех характерных режимов, а изменение режимных оптимизируемых параметров в одном характерном режиме сказывается на результатах расчетов только конкретного режима, к которому они относятся [1–3, 15]. В качестве критерия оптимизации была принята цена электроэнергии при заданных цене отпускаемого тепла и внутренней норме возврата капиталовложений, определяющей уровень экономической эффективности инвестиционного проекта. Похожая задача ставилась в работе [15], где решалась проблема минимизации цены отпускаемого тепла при заданных цене электроэнергии и внутренней норме возврата капиталовложений для теплофикационной ПТУ. В настоящей работе критерием оптимизации является цена электроэнергии при заданной цене тепла. Это связано с более простым расчетом цены тепла, исходя из экономического анализа альтернативной котельной. Поскольку исследуемая теплофикационная ПТУ работает по тепловому графику, то ее электрическая мощность в номинальных и характерных режимах зависит от тепловой нагрузки, требуемой выходной температуры сетевой воды, распределения острого пара

между РОУ и турбиной и расходом природного газа, сжигаемого в топке котла. Цена тепла, используемая в расчетах, определяется по показателям альтернативной газовой котельной. Она зависит от топливной составляющей и условно постоянных затрат. Топливная составляющая определяется произведением удельного расхода топлива на отпуск единицы тепла на цену топлива. Условно постоянные затраты зависят от удельных капиталовложений в котельную. При расчетах удельный расход топлива и удельные капиталовложения принимались равными этим показателям у газовой котельной, с тепловой мощностью, близкой к мощности рассматриваемой установки. Удельный расход топлива принимался равным 0,0365 т у.т./ГДж (КПД котельной 93 %), а удельные капиталовложения 2390 долл./ГДж/час). Число часов использования установленной тепловой мощности котельной равнялось 4000 ч. Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений составлял 0,12, доля ежегодных условно-постоянных затрат от капиталовложений — 0,08, норма прибыли — 10 %. Исходя из этого цена тепла определялась из выражения: $C^{\text{теп}} = [(2390 \cdot (0,12 + 0,08) + 4000 \cdot 0,0365 \cdot C^{\text{топ}}) / 4000] \cdot 1,1$, где $C^{\text{топ}}$ — цена топлива, долл./т у.т.

При проведении оптимизационных расчетов в представленной работе задается диапазон электрической мощности паровой турбины в номинальном режиме. В состав оптимизируемых параметров установки включается расчетная тепловая нагрузка потребителя. Это обеспечивает определение оптимального коэффициента теплофикации, т.е. соотношения тепла, отпускаемого в номинальном режиме от турбины, к общему теплу, отпускаемому установкой, а также оптимальное отношение расчетной тепловой нагрузки к электрической мощности в номинальном режиме.

Математическая запись решаемой оптимизационной задачи имеет следующий вид. Требуется найти

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, \gamma_k, B_i} C^{\text{элек}} \quad (1)$$

при условиях

$$S_k = f(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p), \quad (2)$$

$$G_k(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p) \geq 0, \quad (3)$$

$$x_k^{\min} \leq x_k \leq x_k^{\max}, \quad (4)$$

$$N_k = f(Q^p, B_k, x_k, \gamma_k), \quad N^{\min} \leq N_k \leq N^{\max}, \quad (5)$$

$$G_i(x_i, B_i, \gamma_i, S_k, Q_i) \geq 0, \quad (6)$$

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (7)$$

$$K_{\text{об}} = \theta(S_k, d_{\text{уд}}), \quad (8)$$

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{об}} + K_{\text{ст}}, \quad (9)$$

$$Q_i = q_i(Q^p, \gamma_i), \quad N_i = f(Q_i, B_i, x_k, x_i, \gamma_i), \quad (10)$$

$$Q_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n Q_i T_i, \quad \mathcal{E}_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n (N_i - N_i^{\text{сн}}) T_i, \quad B_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n B_i T_i, \quad (11)$$

$$IRR(B_{\text{год}}, Q_{\text{год}}, \mathcal{E}_{\text{год}}, C^{\text{теп}}, C^{\text{элек}}, K_{\text{сум}}, \varphi) = IRR_Z, \quad (12)$$

где $C^{\text{элек}}$ — цена электрической энергии, x_k — вектор независимых оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (параметры цикла, конструктивные параметры элементов и режимные параметры в номинальном режиме), x_i — вектор оптимизируемых режимных параметров в i -м режиме (индексом i обозначаются параметры, относящиеся к характерным режимам, в которых проводятся поверочные расчеты), B_k — часовой расход топлива газовым котлом в номинальном режиме, B_i — расход топлива газовым котлом в i -м режиме, Q^p — расчетная тепловая нагрузка, R — постоянная составляющая в цене тепла, S_k — вектор конструктивных характеристик установки, γ_k — вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы установки в номинальном режиме, G_k — l_k -мерная векторная функция ограничений-неравенств в номинальном режиме, N_k — полная электрическая мощность в номинальном режиме; N^{\min} , N^{\max} — минимальное и максимальное значение электрической мощности ПТУ в номинальном режиме, G_i — l_i -мерная векторная функция ограничений-неравенств в i -м режиме, γ_i — вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы в i -м режиме, $K_{об}$ — капиталовложения в оборудование, $d_{уд}$ — вектор удельных стоимостей элементов оборудования, $K_{сум}$ — суммарные капиталовложения, $K_{ст}$ — капиталовложения, учитывающие непредвиденные затраты и затраты на строительство, $B_{год}$ — годовой расход топлива, $Q_{год}$ — годовая теплопроизводительность установки, $\mathcal{E}_{год}$ — годовой полезный отпуск электроэнергии, T_i — продолжительность i -го режима, Q_i — отпуск тепловой энергии в i -м режиме, N_i — полная электрическая мощность в i -м режиме, $N_i^{\text{сн}}$ — расход электроэнергии на собственные нужды в i -м характерном режиме, IRR — внутренняя норма возврата капиталовложений, IRR_Z — заданное значение внутренней нормы возврата капиталовложений, φ — вектор параметров, определяющих условия кредитования и налогообложения, x_k^{\min} , x_k^{\max} , x_i^{\min} , x_i^{\max} — векторы минимальных и максимальных значений x_k и x_i соответственно, n — число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты (общее число характерных режимов $n + 1$).

В номинальном режиме, в котором производился конструкторский расчет, список оптимизируемых параметров включал расчетную тепловую нагрузку установки, расход топлива газовым котлом, внутренние и наружные диаметры и шаги труб поверхностей нагрева; высоту, ширину, глубину газоходов пароперегревателей и топочной камеры, их массовые скорости пара и воды; энтальпии воды и пара на выходе из пароперегревателей и экономайзера, расход и давление пара на входе в первый подогреватель сетевой воды, давление пара в отборах турбины. В качестве режимных оптимизируемых параметров в характерных режимах (поверочные расчеты) были приняты: расход топлива газовым котлом, расход воды в испарительном контуре барабана-сепаратора, расход греющей воды подогревателя подпитки сетевой воды, давление пара на входе в первый подогреватель сетевой воды; энтальпия и давление пара, поступающего в третий подогреватель сетевой воды после РОУ. Ограничения накладывались на неотрицательность температурных напоров и расходов рабочих тел установки, а также на механические напряжения металла труб теплообменников. Общее количество оптимизируемых параметров конструкторско-поверочной математической модели теплофикационной ПТУ составило 72, ограничений-неравенств — 721.

При расчете капиталовложений была принята следующая исходная информация [16]. Удельная стоимость для труб экранной поверхности топочной камеры котлоагрегата (сталь 12X18H12T) составляла 45 т. долл./т, пароперегревателей, экономайзера котлоагрегата (сталь 15X1M1Ф) — 30,6 т. долл./т, воздухоподогревателя котлоагрегата, пароводяных и водоводяного теплообменников (сталь 20) — 21 т. долл./т. Удельная стоимость электрогенератора турбины, насосов составляла 60 долл./кВт, электротехнического оборудования — 0,192 тыс. долл./кВт, систем, зависящих от расхода топлива, — 240 тыс. долл./т/ч). Удельные (на единичный расход условного топлива) затраты на топливную систему равнялись 14,4 тыс. долл./т/ч). Внутренняя норма возврата капиталовложений составляла 0,15, коэффициент учета затрат на строймонтаж — 1,6, коэффициент, учитывающий непредвиденные затраты, — 1,03, коэффициент, учитывающий прочие затраты, — 1,3, коэффициент приведения цен на оборудование — 1,65, коэффициент, учитывающий стоимость неучтенного оборудования, — 1,1.

Результаты оптимизационных исследований

Оптимизационные исследования проводились для двух предполагаемых регионов строительства и эксплуатации ПТУ с разными климатическими условиями. Для первого и второго регионов были приняты соответственно следующие данные: расчетная температура наружного воздуха -25 и -38 °С, продолжительность отопительного периода 4920 и 5784 ч., неотапительного периода — 3840 и 2976 ч. Отопительный период обоих регионов был разбит на три временных интервала, каждому из них соответствовала своя температура наружного воздуха: -20 , -10 , $+1,5$ °С и -30 , -15 , $+1$ °С. Каждому интервалу отвечал характерный режим с определенными тепловыми нагрузками. Диапазон изменения электрической мощности ПТУ составлял 50–55 МВт. Температурный график тепловой сети был принят равным 150/70 °С. Поскольку существует неопределенность цен на природный газ на том временном интервале, на котором предположительно планируется эксплуатация данной установки, целесообразно проводить оптимизационные исследования работы ПТУ при различных значениях стоимости природного газа. В настоящей работе приняты следующие цены топлива: 100, 150 и 200 долл./т у.т. В качестве примера представлены основные показатели номинального и четырех характерных режимов (табл. 1) и конструктивные характеристики основных элементов энергоблока (табл. 2), полученные в результате оптимизационных расчетов при цене топлива 100 долл./т у.т. для первого региона. Следует отметить, что в третьем и четвертом характерных режимах работы отключаются первый и второй сетевые подогреватели, поскольку нагрев сетевой воды до требуемой температуры полностью осуществляется третьим сетевым подогревателем. Экономические и энергетические показатели работы ПТУ для двух регионов при ценах природного газа 100, 150 и 200 долл./т у.т. приведены в табл. 3.

Анализ результатов оптимизационных расчетов показал следующее.

1. Удельные капиталовложения (табл. 3) теплофикационной ПТУ номинальной электрической мощностью 50 МВт находятся для первого и второго регионов в диапазонах 685,9–694,4 долл./кВт и 699,8–707,4 долл./кВт соответственно. Для ПТУ второго региона за счет больших капиталовложений в строительство на территории с более холодным климатом эти значения несколько выше, чем для ПТУ первого региона.

2. КИТТ ПТУ в исследуемых режимах находятся в диапазоне от 0,91 до 0,94. Эти значения свидетельствуют об эффективном потреблении теплоты топлива и обусловлены выбором в составе схемы ПТУ турбины с противодавлением, не имеющей потерь тепла

Таблица 1

Основные показатели работы теплофикационной ПТУ в номинальном и характерных режимах при цене топлива 100 долл./т у.т. для первого региона

Основные показатели	Номинальный режим	Номер характерного режима			
		1	2	3	4
Электрическая мощность ПТУ, МВт	50,0	54,4	53,8	44,8	26,8
Электрическая мощность собственных нужд ПТУ, МВт	4,6	3,9	3,2	2,3	1,3
Тепловая нагрузка ПТУ, ГДж/ч	770,2	682,8	515,4	323,0	235,1
Температура прямой сетевой воды, °С	150,0	135,6	106,7	73,4	65,0
Температура обратной сетевой воды, °С	70,0	64,4	53,3	40,6	–
Расход острого пара на турбину, т/ч	246,6	240,1	230,0	172,1	98,6
Давление острого пара, МПа	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79
Температура острого пара, °С	535	535	535	535	535
Расход пара на 1-й сетевой подогреватель от РОУ, т/ч	152,6	107,6	54,0	–	–
Давление пара на выходе из РОУ на 1-й сетевой подогреватель, МПа	0,55	0,36	0,137	–	–
Расход пара из отбора турбины на 2-й сетевой подогреватель, т/ч	34,2	55,0	76,3	–	–
Давление пара из отбора турбины на 2-й сетевой подогреватель, МПа	0,215	0,186	0,127	–	–
Расход пара после последней ступени турбины на 3-й сетевой подогреватель, т/ч	161,3	133,2	105,8	144,0	84,2
Давление пара после последней ступени турбины на 3-й сетевой подогреватель, МПа	0,152	0,106	0,054	0,046	0,027
Температура сетевой воды на входе в 3-й сетевой подогреватель, °С	68,8	64,2	53,5	40,2	22,8
Температура сетевой воды на входе во 2-й сетевой подогреватель, °С	106,4	96,3	79,5	–	–
Температура сетевой воды на входе в 1-й сетевой подогреватель, °С	116,6	110,0	97,2	–	–
Расход топлива ТЭЦ, т у.т./ч	38,4	34,4	26,9	17,8	10,3
Количество тепла, полученного за счет утилизации теплоты дымовых газов котлоагрегата, ГДж/ч	171,5	165,6	138,0	96,2	54,4

в конденсаторе с охлаждающей водой, парового котла, работающего на природном газе, с возможностью утилизации тепла уходящих газов. Для теплофикационного энергоблока идентичной мощности, имеющего турбоустановку с конденсатором и не имеющего утилизации тепла уходящих газов, значение КИТТ не превышает 0,8.

3. Высокое значение КИТТ ПТУ и небольшие удельные капитальные вложения позволили обеспечить относительно низкую стоимость электрической энергии: для первого региона — от 2,89 до 4,2 цент/кВт, для второго региона — от 2,99 до 4,28 цент/кВт.

4. Оптимальный коэффициент теплофикации ПТУ, равный отношению тепла, получаемого за счет пара от турбины, к общему отпуску тепла, для рассматриваемых регионов находится в диапазоне от 0,578 до 0,581, что значительно выше оптимальных коэффициентов теплофикации для ПГУ (0,4–0,42), полученных в работе [15].

5. Приведенные в табл. 3 показатели работы ПТУ в номинальном режиме, такие как расход острого пара на турбину, давление острого пара, давление пара на выходе из последней ступени турбины, а также температура острого пара, при различных значениях стоимости топлива находятся в узких диапазонах. Это показывает, что оптимальные параметры исследуемой установки устойчивы к изменению цены топлива.

Таблица 2

**Основные конструктивные характеристики элементов теплофикационной ПТУ
при цене топлива 100 долл./т у.т. для первого региона**

Характеристики		Значения
Топочная камера котлоагрегата	Высота, м	21,0
	Ширина, м	10,0
	Глубина, м	11,0
	Наружный/внутренний диаметр/шаг экранных труб испарительной поверхности, мм	60/50/80
	Площадь радиационной поверхности нагрева, м ²	870,0
	Наружный/внутренний диаметр/шаг экранных труб перегревательной поверхности, мм	60/50/64
	Площадь радиационной поверхности нагрева, м ²	300,0
Пароперегреватель 1-й ступени	Наружный/внутренний диаметр труб, мм	32/20
	Поперечный/продольный шаг труб, мм	80/60
	Площадь теплообменной поверхности, м ²	200,0
Пароперегреватель 2-й ступени	Наружный/внутренний диаметр труб, мм	32/20
	Поперечный/продольный шаг труб, мм	80/60
	Площадь теплообменной поверхности, м ²	600,0
Экономайзер	Наружный/внутренний диаметр труб, мм	32/28
	Поперечный/продольный шаг труб, мм	60/45
	Площадь теплообменной поверхности, м ²	2764,0
Воздухо-подогреватель	Наружный/внутренний диаметр труб, мм	40/35
	Поперечный/продольный шаг труб, мм	60/45
	Площадь теплообменной поверхности, м ²	3781,0
Площадь теплообменной поверхности подогревателей высокого давления турбоустановки, м ²	1-й подогреватель	300,0
	2-й подогреватель	150,0
Площадь теплообменной поверхности, м ²	1-й сетевой подогреватель	1406,0
	2-й сетевой подогреватель	577,0
	3-й сетевой подогреватель	1130,0
	Водо-водяной подогреватель подпитки сетевой воды	5162,0

6. Результаты поверочных расчетов (табл. 1) показывают, что электрическая мощность ПТУ в характерных режимах может быть выше, чем в номинальном. Для первого региона это имеет место в первом и втором режимах работы и обусловлено тем, что температура обратной сетевой воды в этих режимах ниже, чем в номинальном, что позволяет сработать пар до более низкого давления и выработать на каждую единицу расхода выхлопного пара большую электрическую энергию. При этом в первых двух характерных режимах происходит рост суммарной мощности ПТУ по сравнению с номинальным режимом несмотря на некоторое сокращение расхода острого пара на турбину.

7. За счет утилизации теплоты уходящих газов (табл. 1) получено дополнительное количество тепла: в пределах от 54,4 до 171,5 ГДж/ч в зависимости от режима работы.

8. При увеличении цены топлива от 100 до 200 долл./т у.т. (табл. 3) происходит сокращение отпуска электроэнергии. Однако при сокращении отпуска электроэнергии и тепла растет КИТТ. Годовой отпуск тепла при стоимости топлива 150 и 200 долл./т у.т. так же снижается по сравнению с режимом при 100 долл./т у.т. При этом с повышением цены топлива растут удельные капиталовложения на единицу полезной электрической мощности. Таким образом, увеличение цены топлива компенсируется ростом КИТТ, обеспеченным увеличением удельных капиталовложений.

Таблица 3

**Оптимальные экономические и энергетические показатели работы теплофикационной ПТУ
при ценах природного газа 100, 150 и 200 долл./т у.т.**

Основные показатели	Размерность	При климатических условиях первого региона и при различной цене топлива (долл./т у.т.)			При климатических условиях второго региона и при различной цене топлива (долл./т у.т.)			
		100	150	200	100	150	200	
Стоимость тепловой энергии	долл./ГДж	4,78	6,69	8,61	4,78	6,69	8,61	
Стоимость электроэнергии	цент/кВт	2,89	3,54	4,20	2,99	3,62	4,28	
Суммарные капиталовложения	млн. долл.	34,2	34,4	34,7	34,9	35,1	35,3	
Удельные капитальные вложения	долл./кВт	685,9	691,9	694,4	699,8	703,3	707,4	
Коэффициент теплофикации	–	0,578	0,579	0,580	0,579	0,580	0,581	
Годовая выработка электроэнергии	тыс. МВт ч	356,5	340,7	324,2	364,6	346,9	342,0	
Годовой отпуск электроэнергии	тыс. МВт ч	336,1	320,5	303,9	343,6	326,4	321,5	
Годовой отпуск тепла	тыс. ГДж	3396,1	3323,3	3346,3	3413,7	3371,0	3373,5	
Годовой расход топлива	тыс. т у.т. год	171,1	163,7	163,1	176,0	170,7	169,8	
Коэффициент использования теплоты топлива	–	0,93	0,94	0,94	0,91	0,92	0,92	
Показатели в номинальном режиме	Расход острого пара на турбину	т/ч	247,0	246,2	244,8	250,6	248,0	247,3
	Давление острого пара	МПа	8,79	8,80	8,80	8,80	8,81	8,81
	Температура острого пара	°С	535	535	535	535	535	535
	Давление пара после последней ступени турбины	МПа	0,151	0,146	0,140	0,153	0,150	0,147
	Электрическая мощность ПТУ	МВт	50	50	50	50	50	50

Заключение

Предложена перспективная для автономных потребителей тепловой и электрической энергии теплофикационная ПТУ, имеющая паровую турбину с противодавлением и паровой котел, работающий на природном газе, с утилизацией тепла уходящих газов. Создана математическая модель ПТУ, позволяющая проводить один конструкторский расчет в номинальном режиме и несколько поверочных расчетов в характерных режимах с различными тепловыми нагрузками. С использованием модели установки по критерию минимума цены электроэнергии проведены оптимизационные расчеты для строительства и эксплуатации ПТУ в двух регионах с разными климатическими условиями и разными ценами на топливо. Рассматриваемая теплофикационная ПТУ позволяет обеспечить в исследуемых режимах значение КИТТ в диапазоне от 0,91 до 0,94, коэффициент теплофикации в диапазоне от 0,578 до 0,581, цену электрической энергии для первого региона от 2,89 до 4,2 цент/кВт, для второго региона — от 2,99 до 4,28 цент/кВт. Полученные результаты позволяют сделать вывод о достаточной экономической и энергетической эффективности и конкурентоспособности исследуемой теплофикационной ПТУ.

Список литературы

1. Клер А.М., Деканова Н.П., Щеголева Т.П., Корнеева З.Р., Лачкова Т.И. Методы оптимизации сложных энергетических установок. Новосибирск: Наука, 1993. 116 с.
2. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. Новосибирск: Наука, 1997. 120 с.

3. **Оптимизационные** исследования энергетических установок и комплексов / Под ред. А.М. Клер, Э.А. Тюрина. Новосибирск: Гео, 2016. 298 с.
4. **Стенников В.А., Жарков С.В.** Эффективные направления технической политики в энергоснабжении // Изв. РАН. Энергетика. 2017. № 5. С. 19–31.
5. **Степанова Е.Л., Жарков С.В.** Математическая модель ТЭЦ с учетом утилизации тепла продуктов сгорания // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Мат. Всеросс. научно-практ. конф. с междунар. участием в 2-х томах. ИРННТУ, 2017. С. 271–274.
6. **Чистович С.А.** О применении парогазовых ТЭЦ с турбинами противодавления в районах городской застройки // Новости теплоснабжения. 2011. № 1. С. 21–25.
7. **Божко В.В., Шаргородский В.С., Розенберг С.Ш., Леонова И.С., Хоменок Л.А., Макаров А.Н., Кротов К.В.** Модернизация турбоустановок типа «Р» с целью их перевода с противодавления на работу по теплофикационному графику. Опыт эксплуатации модернизированных турбин // Новости теплоснабжения. 2006. № 2. С. 24–27.
8. **Hazell D.** Modeling and optimization of condensing heat exchangers for cooling boiler flue gas. Lehigh University, 2011. 108 p.
9. **Tolvo T.** Flue gas condensing and scrubbing: a winning combination // Modern Power Systems. Global Trade Media Ltd, Kent, UK. 2015. Vol. 35, No. 3. P. 18–20.
10. **Terhan M., Comakli K.** Design and economic analysis of a flue gas condenser to recover latent heat from exhaust flue gas // Appl. Therm. Eng. 2016. Vol. 100, No. 3. P. 1007–1015.
11. **Shang Sh., Li X., Chen W., Wang B., Shi W.** A total heat recovery system between the flue gas and oxidizing air of a gas-fired boiler using a non-contact total heat exchanger // Applied Energy. 2017. Vol. 207. P. 613–623.
12. **Sun F., Zhao J., Fu L., Sun J., Zhang Sh.** New district heating system based on natural gas-fired boilers with absorption heat exchangers // Energy. 2017. Vol. 138, No. 1. P. 405–418.
13. **Аронов И.З., Пресич Г.А.** Опыт эксплуатации контактных экономайзеров на Первоуральской ТЭЦ // Промышленная энергетика. 1991. № 8. С. 17–20.
14. **Шадек Е., Маршак Б., Анохин А., Горшков В.** Глубокая утилизация тепла отходящих газов теплогенераторов // Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ. 2014. № 2. С. 21–25.
15. **Клер А.М., Потанина Ю.М., Максимов А.С.** Учет переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок // Теплоэнергетика. 2012. № 7. С. 63–69.
16. **Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О.** Влияние котельных сталей на показатели угольного энергоблока // Изв. РАН. Энергетика. 2015. № 5. С. 106–111.

*Статья поступила в редакцию 11 марта 2018 г.,
после доработки — 26 марта 2018 г.*