

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ ТЭЦ

П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, Ф.А. Серант, А.А. Ловцов,
Н.Г. Зыкова, П.Ю. Коваленко, О.А. Вихман, И.В. Бородихин,
О.К. Григорьева, Е.М. Егорова, Ц. Тэрбиш

Эксергетическая эффективность традиционных паротурбинных энергоблоков (ПТУ) пылеугольных ТЭЦ по отпуску потребителям электроэнергии с шин составляет 36...38 %, а по отпуску теплоэнергии на теплофикацию франко-потребитель – 5...7 % при эксергетических КПД: отпуская с коллекторов – 0,25...0,35; пикового водогрейного котла (ПВК) 0,20...0,30; магистральных теплопроводов – 0,6...0,7.

Технико-экономическая эффективность традиционных ПТУ, характеризуемая относительной эффективностью эксплуатации инвестиций [1],

$$\eta_z = 1 + \frac{\sum_{\tau=0}^{\tau_p} (S_{\tau} - Z_{\tau})(1+E)^{-\tau}}{\sum_{\tau=0}^{\tau_p} Z_{\tau}(1+E)^{-\tau}},$$

где S_{τ} , Z_{τ} – интегральный социально-экономический эффект от деятельности объекта и интегральные затраты в год τ ; τ_p – срок жизни; E – ставка дисконтирования.

Повысить эффективность ПТУ ТЭЦ принципиально возможно на основе новых рациональных системно-технологических решений, к которым можно отнести применение: газотурбинной надстройки (ГТН), кольцевой топки (КЦТ), газификатора с шлаковым расплавом (ТГР), турбинного экономайзера (ТУЭ), комбинированной системы теплоснабжения (КСТ), бинарных ПГУ.

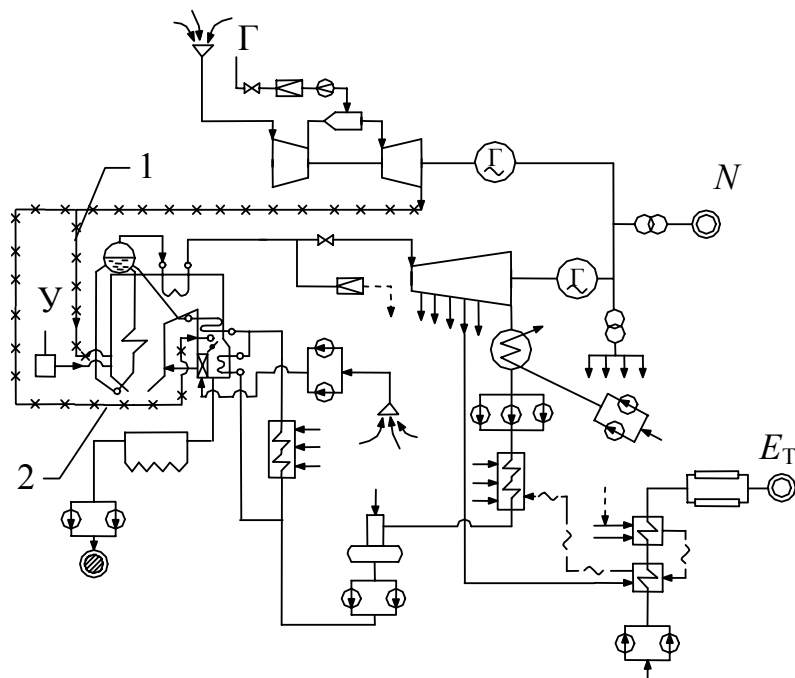


Рис.1. Схема газотурбинной надстройки ПТУ: У, Г – уголь, газ; N, ET – потребители электроэнергии и теплоэнергии; 1, 2 – линии сброса газов в топку и конвективную шахту

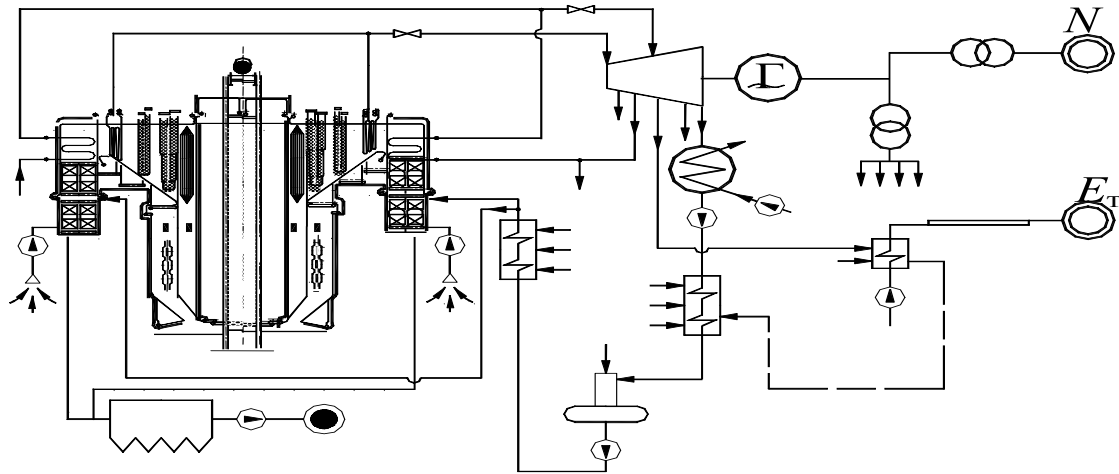


Рис. 2. Схема ПТУ с котлом с кольцевой топкой (КЦТ): N , E_T – потребители электроэнергии и теплоэнергии

В [1-5] на основе разработанного программно-вычислительного комплекса выполнены схемно-параметрическая оптимизация и системный анализ ПТУ с этими технологиями.

В соответствии с ГТН-технологией в схему ПТУ включается газотурбинная установка (рис. 1.), уходящие газы которой могут сбрасываться в топку и конвективную шахту

котла или в газовый сетевой подогреватель (ГСП). В первом случае максимальная мощность ГТН выбирается из условия обеспечения параллельной схемы сброса газов как в топку котла для горения пылеугольного топлива при практически неизменном (по отношению к исходному варианту) пропуске газов через газовый тракт котла, так и в конвективную шахту для подогрева в газовом подогре-

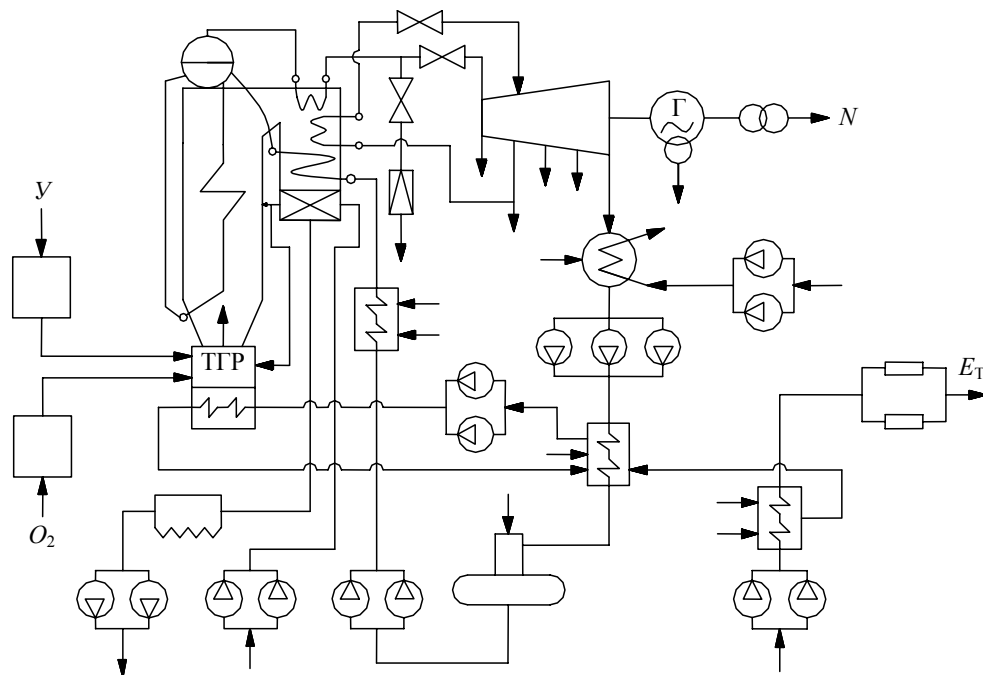


Рис. 3. Схема ПТУ с ТГР-технологией: обозначения – на рис. 1

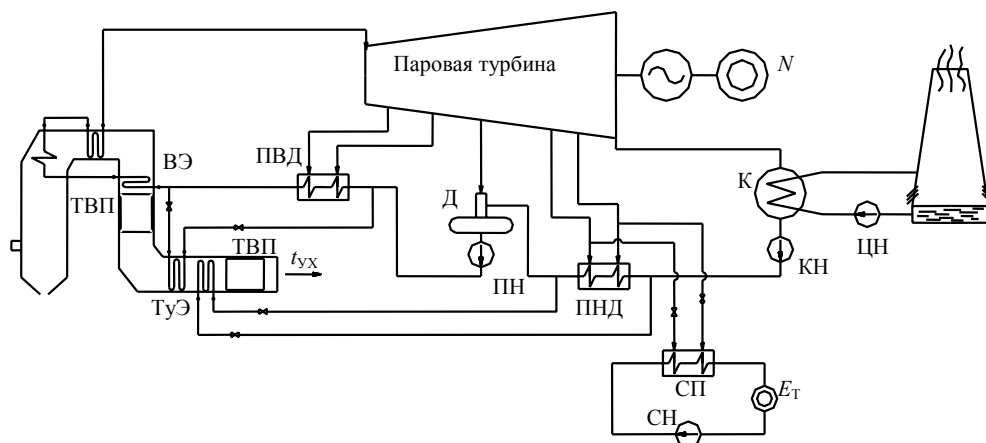


Рис. 4. Обобщенная тепловая схема БПЭ ТЭЦ: N, E_т – потребители электро- и теплоэнергии; ТВП – трубчатый воздухоподогреватель; ВЭ – водяной экономайзер; ТуЭ – турбинный экономайзер; ПВД, ПНД – группы подогревателей высокого и низкого давления соответственно; Д – деаэратор; СП – подогреватель сетевой воды

вателе питательной воды, отводимой из системы регенерации ПТУ.

Во втором случае (при сбросе газов в ГСП) максимальная мощность ГТН выбирается из условия обеспечения равенства количеств утилизируемого в ГСП тепла уходящих газов ГТН и тепла при горячем водоснабжении по тепловому графику нагрузки ПТУ ТЭЦ.

КЦТ-технология как котельная технология (рис. 2) отличается от традиционной топочной технологии интенсификацией на 30...35 % процессов тепломассопереноса за

счет кольцевого пространства, образованном внутренним и наружным коаксиальными экранами. В результате (как показали исследования [2]) на 20...25 % снижается температурный уровень в топке (в том числе и в зоне горения, что обуславливает в 1,5 раза меньший выход окислов азота), сокращается на 30...40% высота котла и увеличивается (по сравнению с традиционным вариантом) на 4,0...4,5 % эксергетические КПД котла с кольцевой топкой. Так же возрастает КПД по отпуску электроэнергии ПТУ.

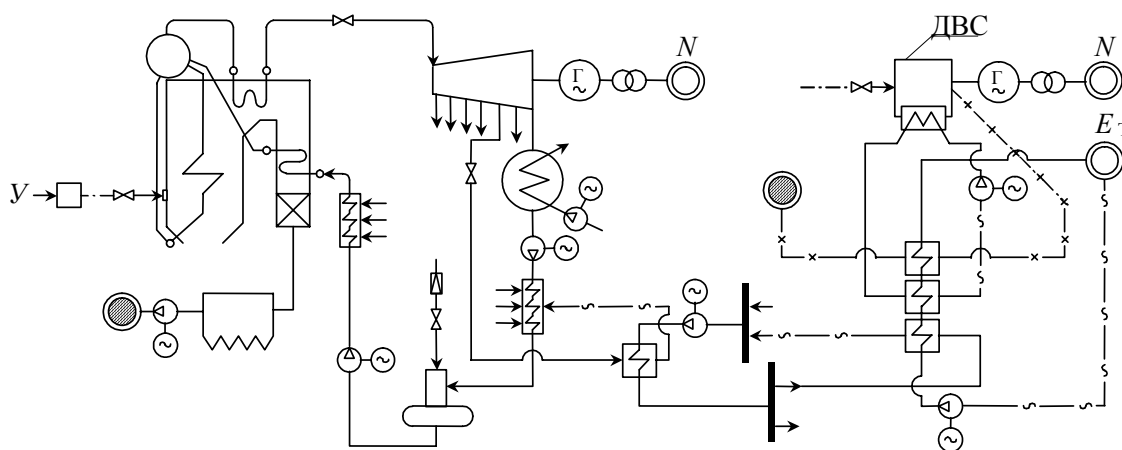


Рис. 5. Схема ПТУ в комбинированной схеме теплоснабжения: обозначения – на рис.1

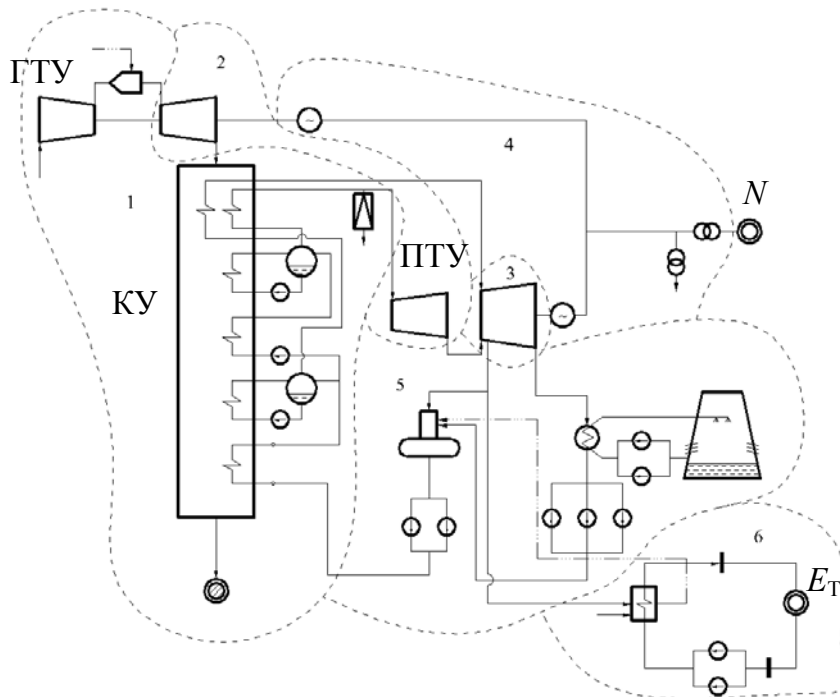


Рис.6. Схема двухконтурной бинарной ПГУ: ГТУ – газотурбинная установка; ПТУ – паротурбинная установка; КУ – котел утилизатор; 1...6 – функциональные части; N , E_T – потребители электроэнергии и теплоэнергии

В ТГР-технологии в составе котла (рис. 3) процесс горения и газификации дробленого угля происходит при температуре 1600°C в шлаковом расплаве, барботируемом парокислородным дутьем. Улавливается 99 % золы угля, снижаются в 3...5 раз окислы азота, получаемый горючий газ (содержащий в основном окись углерода) дожигается в котле, эксергетический КПД котла увеличивается на 6...7% по сравнению с традиционным вариантом, а эксергетический КПД оптимальной ПТУ по отпуску электроэнергии возрастает в среднем на 4% [3].

В схеме энергоблока с ТУЭ (рис.4, в литературе часто называемого блоком повышенной эффективности, БПЭ) эффект достигается за счет вытеснения части регенеративных отборов пара, в результате чего повышается эксергетический КПД котла на 4,0...4,5 %. За счет глубокого охлаждения газов возрастает выработка электроэнергии на тепловом потреблении из-за увеличения пропуска пара вытесненных отборов турбины в конденсатор. Выполненные системные исследования [4] показали, что дополнительная выработка электроэнергии при максимальном пропуске пара на турбину может составить до 5 %.

Комбинированная система теплоснабжения является последовательно-параллельной структурой, а традиционная – последовательной структурой. Одним из перспективных КСТ-схем является комбинированная схема теплоснабжения с использованием в качестве периферийных (внутриквартальных) источников теплоснабжения двигателей внутреннего сгорания или котельных установок, а в качестве основного – паротурбинных ТЭЦ (рис. 5).

Работа ТЭЦ в режимах КСТ осуществляется переводом ТЭЦ с традиционного на низкотемпературный график (характерный для горячего водоснабжения и постоянный в течение всего отопительного периода), а качественное регулирование осуществляется внутриквартальными установками непосредственно у потребителя. Создание КСТ осуществляется на базе ТЭЦ без пиковых водогрейных котлов, с использованием дешевых и долговечных пластиковых магистральных трубопроводов. При этом КПД теплотранспорта возрастает на 25...30 %.

Эксергетический КПД по отпуску теплоэнергии [5] возрастает почти в 2 раза. Это обусловлено тем, что по сравнению с традиционной ТЭЦ снижается относительная теп-

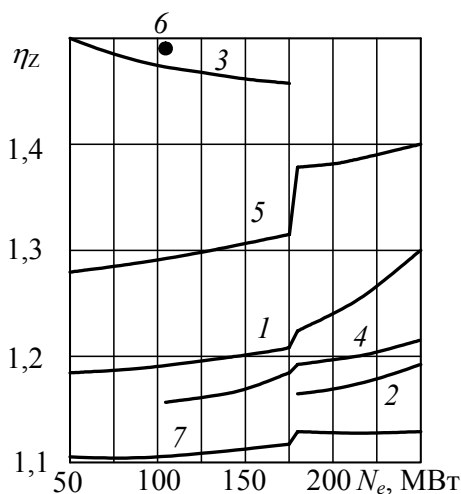


Рис.7. Техничко-экономическая эффективность энергоблоков (в зависимости от единичной мощности) с теплофикационными турбинами и новыми технологиями: 1...5 – с ГТН, КЦТ, ТГР, ТУЭ, КСТ соответственно; 6 – БПГУ при мощности паровой турбины около 100 МВт и цене топлива (газа) на уровне 60 \$ за т.у.т; 7 – традиционный энергоблок

лоэксергетическая производительность, т.е. снижаются первичные теплоэксергетические затраты на теплофикацию при одинаковом теплоэксергетическом потреблении.

На рис. 6 показана схема двухконтурной бинарной ПГУ (БПГУ) на основе паровой турбины двух давлений (двух расходов). Отработавшие в ГТУ газы направляются в котел утилизатор, где осуществляется генерация пара. При этом поток пара высоких параметров из контура высокого давления после совершения работы в ЧВД паровой турбины смешивается с потоком пара низких парамет-

ров и направляется в ЧСНД паровой турбины. В такой схеме эксергетический КПД по отпуску электроэнергии может быть обеспечен на уровне 56...58%.

На рис.7 по данным [1-5] приведены значения технико-экономической эффективности ПТУ с рассмотренными выше технологиями. Из этих данных следует, что применение этих технологий позволяет повысить эффективность ПТУ на 5...30%.

ВЫВОД

Показано, что на основе новых рациональных схемно-технических решений можно повысить эксергетическую и технико-экономическую эффективность ПТУ ТЭЦ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Ловцов А.А. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые путем газотурбинной надстройки и исследование показателей их функционирования. – Новосибирск: Наука, 2002. – 96 с.
2. Серант Ф.А. Разработка и исследование кольцевой топки, ее промышленное внедрение и испытания на котле производительностью 820 т/ч. – Новосибирск: НГТУ, 1999. – 58 с.
3. Вихман О.А., Ноздренко Г.В. Анализ показателей эксергетической эффективности ТЭЦ с ТГР // Сибирская теплоэнергетика: Сборник научных трудов. – Новосибирск: НГТУ, 2003. – С. 121–127.
4. Щинников П.А., Коваленко П.Ю. Повышение эффективности угольных энергоблоков ТЭЦ // Сибирская теплоэнергетика: Сборник научных трудов. – Новосибирск: НГТУ, 2003. – С. 56-62.
5. Бородихин И.В., Ноздренко Г.В. Техничко-экономические показатели ТЭЦ на режимах работы в комбинированных теплофикационных системах с ВДВС // Сибирская теплоэнергетика: Сборник научных трудов. – Новосибирск: НГТУ, 2003. – С. 67-75.