

дования, но и дать существенный прирост мощности при изменении площади теплообмена.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Заключение №8/185 «О возможности применения сварных труб АЭ титана ВТ1-0» - Санкт-Петербург 2014. -3 с.
2. Бродов Ю.М., Ниренштейн М.А. Расчет теплообменных аппаратов паротурбинных установок. Екатеринбург, УГТУ, 2001. – 373 с.
3. Бродов Ю.М., Савельев Р.З. Конденсационные установки паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1994.
4. Тепловые и атомные электростанции. Справочник / Под общ. ред. Чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М.Зорина. М.: Издательство МЭИ, 2003. – 648 с.

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, старший преподаватель каф АТЭС ЭНИН ТПУ.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОТУРБИНОЙ НАДСТРОЙКИ ДЛЯ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА НА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБОУСТАНОВКАХ

О.Ю. Ромашова, Л.А. Беляев, Е.А. Скребатун, А.А. Туболев
Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС

На современном этапе развития энергетики наиболее эффективным способом повышению экономичности паротурбинных ТЭС является замена паросилового цикла на парогазовый (ПГ). Парогазовые технологии имеют КПД цикла порядка (60 – 63) % и позволяют сэкономить до 10% топлива.

В данной работе рассматривается возможность повышения эффективности работы традиционных ТЭЦ за счет газотурбинной надстройки схемы с целью использования теплоты отработавших газов для промежуточного перегрева пара (ПП) в котле-утилизаторе. Целью исследования является оценка тепловой экономичности ввода ПП в основной цикл ПТУ для разных режимов работы теплофикационной турбины.

Известно, что использование традиционного промперегрева в схемах ТЭЦ приводит к повышению вентиляционного пропуса пара в части низкого давления (ЧНД) и потере тепловой экономичности при работе по тепловому графику, поэтому все теплофикационные турбины с докритическими параметрами острого пара выполняются без промежуточного перегрева. Однако отказ от ПП ведет к снижению их тепловой экономичности в конденсационном режиме на (3-4) % из-за падения удельной работы пара в турбине и не позволяет турбинам типа Т-110-130, Т-175-130 в летний период конкурировать с конденсационными блоками таких же начальных параметров (К-210-130, К-160-130).

Расчетные исследования выполнены для паротурбинного энергоблока с турбиной Т-110/120-130, включенного в состав ПГУ утилизационного типа. Принципиальная схема ПГУ приведена на рисунке 1. Отработавший в цилиндре высокого давления (ЦВД) турбины Т-110 пар направляется в котел-утилизатор (КУ) газовой турбины. Оставшаяся часть теплоты газов утилизируется в системе регенерации высокого и низкого давления паровой турбины (ГППВ – газовый подогреватель питательной воды, ГПК – газовый подогреватель конденсата). Т, Q-диаграмма КУ представлена на рисунке 2.

Расчеты выполнены для нескольких режимов работы турбины Т-110-130: конденсационного при максимально-возможном объемном расходе пара в конденсатор (режим I); по тепловому графику с номинальным отпуском теплоты из отборов турбины (режим II); теплофикационного с одноступенчатым подогревом сетевой воды при минимальном давлении пара в регулируемом отборе и ограниченном расходе пара в голову (режим III).

Параметры работы газотурбинной части определены из конденсационного режима и остаются неизменными в теплофикационных режимах. Температурные напоры для отдельных поверхностей КУ оценивались по [1]; температура уходящих газов принята $\theta_{yx}^{KY} = 100$ °С. Во всех режимах начальные и конечные параметры пара оставались неизменными $P_0 = 12,8$ МПа, $t_0 = 555$ °С, $P_k = 0,0057$ МПа. В качестве расчетного для турбины Т-110 взят конденсационный режим, гарантированный заводом-изготовителем [2].

В процессе исследования учитывались следующие ограничения [2, 3]:

- объемный пропуск пара в конденсатор $G_k \cdot v_k$ не должен превышать максимально-возможного, определяющего геометрические размеры последней ступени турбины. Ввод промперегрева обуславливает увеличение удельного объема пара после ПП, что требует снижения массового расхода пара по проточной части;
- понижение давления в камерах регулируемых отборов приводит к ограничению электрической мощности (и расхода острого пара) из-за увеличения изгибных напряжений в лопатках предотборных ступеней;
- вентиляционный расход пара для охлаждения ЧНД турбины при её работе по тепловому графику зависит от температуры охлаждающего пара. Введение ПП приводит к росту температуры пара в камере нижнего теплофикационного отбора и при прочих равных условиях требует повышения вентиляционного расхода.

Кроме того, для обеспечения надежности турбины при введении промперегрева требуется расчёт части среднего давления на прочность и замена материала (стали) элементов проточной части. В данной работе этот вопрос не решается.

Расчет схемы на конденсационный режим выполнен при изменении температуры пара в горячей нитке промперегрева. Основным ограничением в этом режиме принят постоянный объемный пропуск пара в конденсатор $G_k \cdot v_k = const$. Максимальный массовый расход пара на выходе из турбины в исходной схеме принят равным $G_k = 301$ т/ч. Результаты расчета конденсационного ре-

жима представлены на рисунке 3. Наиболее эффективным является газотурбинная надстройка с температурой промежуточного перегрева, равной температуре острого пара $t_{пп} = 555$ °С. Поэтому в исследованиях теплофикационных режимов расход и температура газов на входе в КУ принимаются из этого варианта. Промежуточный перегрев пара до температуры 555 °С приводит к снижению удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии на 14,3 %. При этом суммарная мощность ПГУ увеличивается на 20 % по сравнению с исходной схемой, несмотря на значительное (около 25 %) снижение электрической мощности паровой турбины.

Влияние промперегрева на показатели работы станции в теплофикационных режимах зависит от параметров теплосети и нагрузки потребителя. Для режима II расчеты выполнены при тепловой нагрузке отборов $Q_T = 203$ МВт и в диапазоне изменения давления пара в верхнем регулируемом отборе от 0,098 МПа до 0,25 МПа. Температура пара после ПП рассчитывается в итерационном цикле в зависимости от расхода и температуры пара на выходе из ЦВД и находится на уровне (450-470) °С. Из-за пониженной температуры промперегрева по сравнению с конденсационным режимом и меньшей доли традиционной регенерации питательной воды в ПВД и ПНД в этих режимах объемный расход пара по проточной части ЦСД ниже максимально возможных значений. Исследования показывают, что при работе турбины Т-110-130 по тепловому графику ПП пара снижает электрическую мощность паровой турбины на (11-13) % по сравнению с ее исходным значением из-за сокращения расхода пара в регенеративные отборы при росте суммарной мощности ПГУ на (39-44) % и практически неизменной тепловой экономичности.

Для режима III согласно [3] при снижении давления в нижнем теплофикационном отборе до минимального значения 0,03 МПа электрическая мощность паровой турбины ограничена величиной $N_э = 80$ МВт, тепловая нагрузка принята $Q_T = 100$ МВт. Расход пара на турбину рассчитан для исходной схемы без ПП при и остается постоянным после введения промперегрева (100 кг /с). Так как расход острого пара значительно меньше максимального на турбину, температура пара после промперегрева достигает номинального значения, а газовый подогрев питательной воды полностью вытесняет систему регенерации высокого давления (ПВД отключены) при повышении температуры питательной воды. В этом режиме получен наибольший прирост электрической мощности станции по сравнению с исходным вариантом. Мощность паровой турбины растет от 80 МВт до 100 МВт, удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии снижается почти на 25% даже не смотря на увеличение пропуска пара в конденсатор.

На рисунках 4 и 5 представлены основные результаты расчетов рассмотренных режимов.

Выводы:

- В летнее время при работе турбины Т-110-130 в конденсационном режиме, надстройка ГТУ для ПП в КУ обеспечивает снижение удельного расхода условного топлива почти на 15 % при одновременном увели-

чении электрической мощности станции на 20 % при снижении расхода острого пара и мощности паровой турбины на 25 %

- Использование ПП при работе Т-110-130 по тепловому графику с номинальным отпуском теплоты внешнему потребителю практически не изменяет тепловой экономичности станции, однако при этом электрическая мощность станции может быть увеличена на (39-44) % по сравнению с исходным вариантом ПТУ в зависимости от давления в регулируемых отборах;
- Максимальный эффект от введения промперегрева на теплофикационной турбине проявляется для теплофикационного режима с минимальным давлением пара в регулируемых отборах при ограничении расхода пара в голову. Электрическая мощность паровой турбины восстанавливается практически до номинальной при сниженном расходе острого пара, а суммарная мощность паровой и газовой частей увеличивается почти вдвое по сравнению с исходным вариантом при росте тепловой экономичности на 25 %.
- Введение промперегрева приводит к повышению надежности котельного агрегата, паропроводов острого пара и паровпускных элементов турбины из-за снижения расхода острого пара.

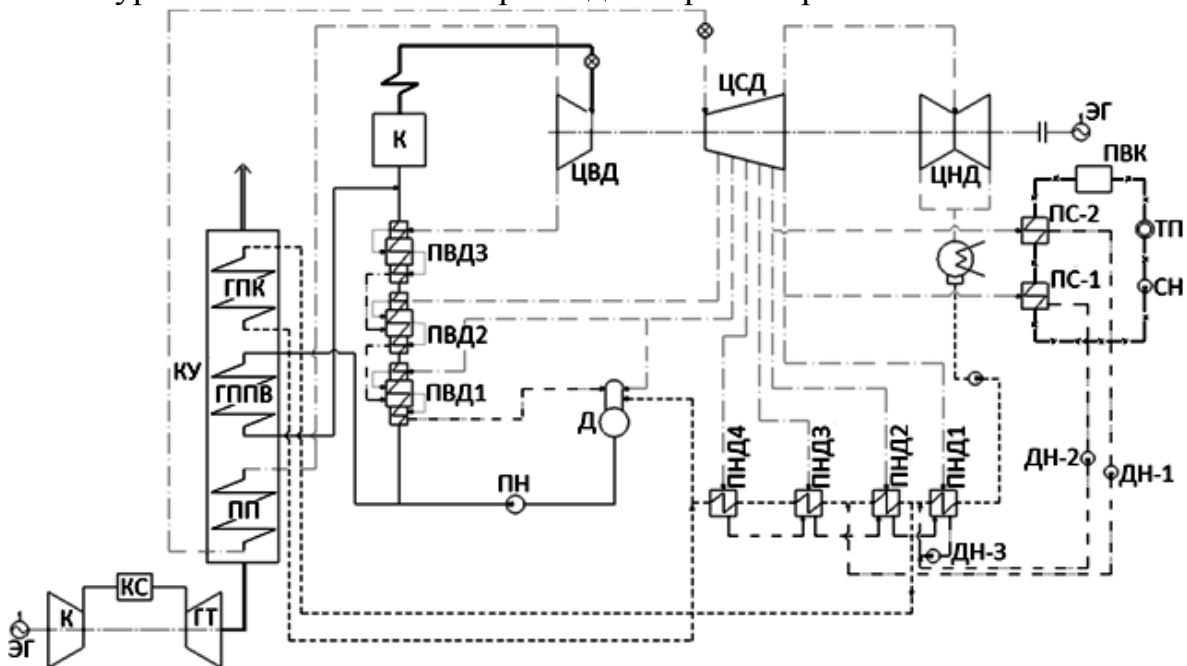


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ

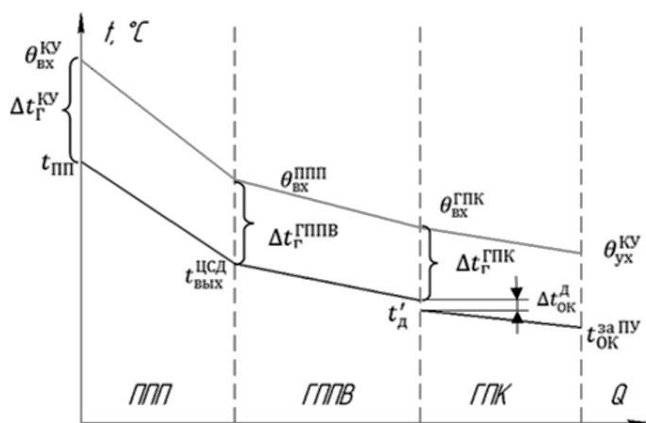


Рис. 2. t, Q -диаграмма КУ

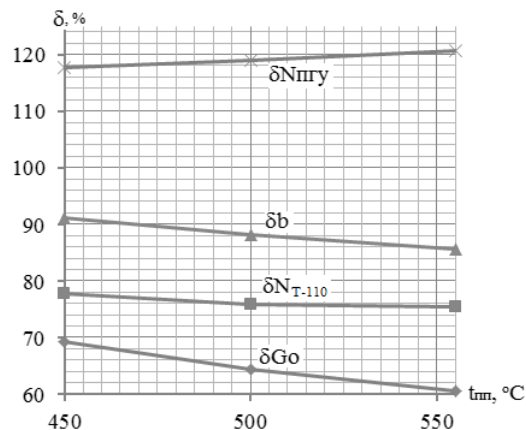


Рис. 3. Результаты расчета конденсационного режима турбины Т-110-130 в конденсационном режиме

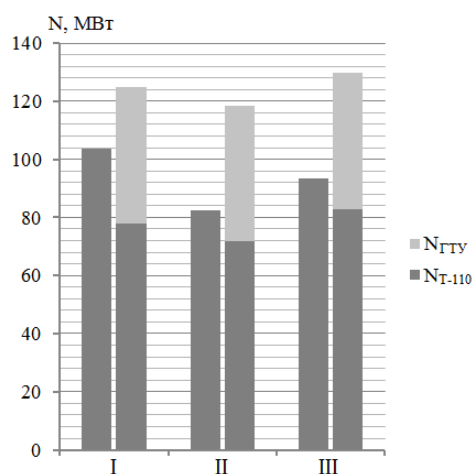


Рис. 4. Изменение мощности турбины Т-110-130 и ПГУ относительно исходных режимов паровой турбины

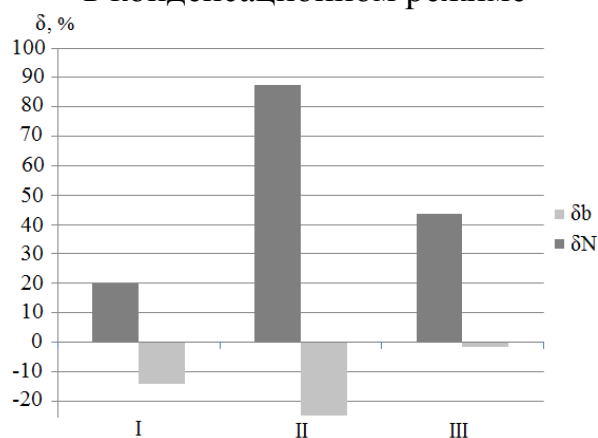


Рис. 5. Графики приростов электрической мощности и экономии топлива для ПГУ относительно исходных режимов Т-110-130

ЛИТЕРАТУРА:

1. Цанев С.В. и др. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учеб. пособие для вузов / С.В. Цанева, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов.– М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 584 с.
2. Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки : [учеб. пособие для вузов] / А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин.– М.: Издательский дом МЭИ, 2006.– 539 с.
3. Инструкция по эксплуатации теплофикационной установки ТГ-8 Томской ГРЭС-2.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.