

УДК 621.311.22

## Газотурбинная надстройка паросилового энергоблока

Ситник Н.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КАЧАН С.А.

Модернизация действующих паротурбинных тепловых электростанций путем надстройки паросиловых установок (ПСУ) газотурбинными установками (ГТУ) является наиболее простым и экономичным способом повышения эффективности использования топлива, в первую очередь природного газа, при производстве электроэнергии.

Возможны различные схемы объединения паротурбинных (ПТУ) и газотурбинных установок в парогазовые (ПГУ).

В так называемых параллельных схемах теплота отработавших в ГТУ газов используется в котле-утилизаторе для выработки пара, который затем параллельно потоку пара от основного парового котла поступает на паровую турбину. Например, в котле-утилизаторе можно получать пар с параметрами промежуточного перегрева, который после КУ параллельно основному потоку пара горячего промпрегрева поступает в цилиндр среднего давления (ЦСД) турбины, повышая ее мощность при практически неизменном расходе топлива в основной паровой котел (рисунок 1).

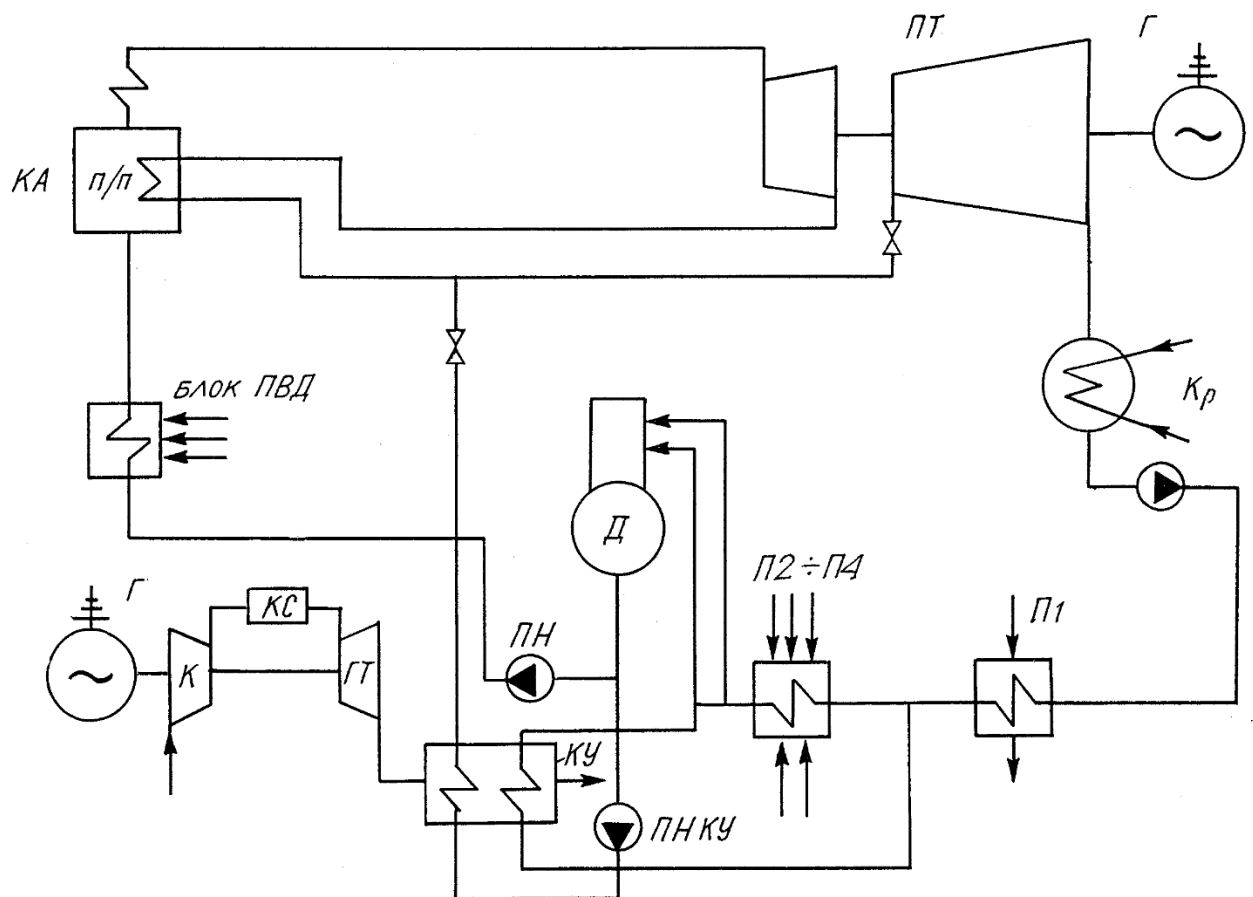


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема ПГУ параллельной схемы  
 К – компрессор, КС – камера сгорания, ГТ – газовая турбина, Г – генератор,  
 КУ – котел-утилизатор, КА – котельный агрегат, ПТ – паровая турбина,  
 Кр – конденсатор, П1...П4 – группа подогревателей низкого давления,  
 ПВД – группа подогревателей высокого давления, Д – деаэратор,  
 ПН – питательный насос, ПНКУ – питательный насос котла-утилизатора

Преимущества параллельной схемы:

- высокая маневренность создаваемой ПГУ, поскольку возможна независимая эксплуатация паросиловой и газотурбинной установок;
- возможность проведения реконструкции паросилового энергоблока без его длительного останова; значительное упрощение компоновочных вопросов;
- возможность параллельной работы различных систем управления: паросиловой части, КУ и ГТУ.

В рассматриваемой схеме по ходу движения газов в котле–утилизаторе последовательно установлены: пароперегреватель, испарительная поверхность, экономайзер.

Для более глубокой утилизации теплоты сбросных газов ГТУ в котле–утилизаторе после экономайзера устанавливается конденсатный пучок, в котором дымовые газы охлаждаются до температуры  $t_{yx} = 100–120^{\circ}\text{C}$  за счет основного конденсата, отбираемого из линии основного конденсата турбоустановки. Соответственно при реконструкции энергоблока по параллельной схеме (рисунок 1) тепловая схема паротурбинной установки в части регенерации низкого давления изменяется за счет подачи части основного конденсата после П1 на котел-утилизатор с последующим возвратом его в цикл ПСУ после П4 перед деаэратором Д питательной воды.

В [1] приводятся результаты расчета схемы реконструкции паросилового теплофикационного энергоблока, аналогичного эксплуатирующимся на Гомельской ТЭЦ-2 энергоблокам в составе парового котла ТГМЕ-206 ТКЗ «Красный котельщик» и теплофикационной паровой турбины Т-180/210-130-1 ЛМЗ.

Исходя из теплопроизводительности котла ТГМЕ-206 в качестве газотурбинной надстройки принята ГТУ типа SGT-1000F (V64.3a) производства Siemens электрической мощностью  $N_3^{ГТУ} = 70 \text{ МВт}$  в условиях ISO.

При проведении расчетов тепловой схемы и определении энергетических характеристик, приняты следующие режимы:

- конденсационный режим – вынужденный режим работы теплофикационного энергоблока, при котором отборы пара на подогреватели сетевой воды отключены, возможный в летнее время при необходимости выработки электроэнергии без отпуска тепла  $Q_{отп} = 0$ ; температура наружного воздуха  $t_{нв} = +20^{\circ}\text{C}$ ;
- режим теплового графика - работа энергоблока по тепловому графику; температура воздуха на всасе компрессора ГТУ  $t_{нв} = -15^{\circ}\text{C}$ .

Показатели работы ГТУ на указанных режимах принимались по данным таблицы 1.

Таблица 1 – Показатели работы ГТУ

Наименование параметра, размерность	Значение	
Температура наружного воздуха, °C	+20	–15
Мощность на клеммах генератора, МВт	67,37	79,9
КПД ГТУ	0,3596	0,3712
Расход газов на выхлопе ГТУ, кг/с	188,8	208,8
Температура газов на выхлопе ГТУ, °C	574	562

Технически осуществимы следующие режимы использования оборудования ПГУ:

- нормальный режим – совместная работа газотурбинной надстройки, парового котла, паровой турбины;
- режим минимальной нагрузки – автономная работа котла с паровой турбиной с остановленной ГТУ (автономная работа ГТУ не предусматривается);
- регулировочный диапазон работы паросилового оборудования в схеме ПГУ от 100% до 40% его номинальной нагрузки для удовлетворения требований к его надежности;
- в расчетах энергетических характеристик создаваемой ПГУ нагрузка ГТУ в рассматриваемом диапазоне нагрузок ПСУ принималась номинальной при указанной выше фиксированной температуре наружного воздуха на всасе компрессора;

– проверялись режимы работы ПГУ с нагрузкой ГТУ, равной 70% номинальной для расчетной температуры наружного воздуха на всасе компрессора (при этой нагрузке сохраняется номинальная температура газов после газовой турбины).

В таблице 2 приведены результаты расчета технико-экономических показателей конденсационного и теплофикационного режимов рассматриваемой ПГУ.

Таблица 2 – Показатели ПГУ при различной нагрузке

Наименование параметра, размерность	Значение		
Расход свежего пара на турбину, кг/с	250	450	650
Конденсационный режим			
Электрическая мощность паровой турбины брутто, МВт	108,3	171,8	229,3
Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии	2,883	2,696	2,611
Электрическая мощность ПГУ брутто, МВт	175,7	239,2	296,7
Суммарный расход теплоты на ПГУ, МВт	414,0	578,7	726,7
Суммарный расход условного топлива на ПГУ, тут/ч	50,93	71,18	89,39
КПД ПГУ брутто	0,4243	0,4133	0,4082
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг у.т./(МВт.ч)	289,9	297,6	301,3
Режим теплового графика			
Электрическая мощность паровой турбины брутто, МВт	90,1	149,7	200,7
Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии	1,128	1,065	1,050
Отпуск теплоты с сетевой водой, МВт	212,12	303,73	388,32
Электрическая мощность ПГУ брутто, МВт	170	229,6	280,6
Суммарный расход теплоты на ПГУ, МВт	441,9	606,7	755,0
Расход условного топлива на ПГУ тут/ч			
- суммарный	54,29	74,54	92,77
- относимый на производство теплоты	29,19	41,79	53,43
- относимый на производство электроэнергии	25,11	32,75	39,34
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг у.т./(МВт.ч)	147,68	142,63	140,19
КПД ПГУ брутто	0,8328	0,8623	0,8773
Экономия топлива за счет теплофикации:			
- паротурбинная замещающая КЭС ( $\eta_{\text{э}}^{\text{КЭС,ПГУ}} = 0,4$ )	0,5004	0,5078	0,5061
- парогазовая замещающая КЭС ( $\eta_{\text{э}}^{\text{КЭС,ПГУ}} = 0,57$ )	0,2132	0,2253	0,2286

Энергетическая эффективность рассматриваемой ПГУ определяется следующим.

В параллельной схеме ПГУ за счет теплоты отходящих газов ГТУ в КУ вырабатывается пар, который подается к ЦСД паровой турбины. Этот пар в очень малой степени участвует в регенеративном подогреве питательной воды и конденсата (только путем некоторого повышения давления пара в регенеративных отборах), то есть этот пар работает в простейшем низкоэкономичном паросиловом цикле преобразования тепловой энергии в механическую.

КУ является дополнительным источником выброса теплоты с собственными уходящими газами, его конструкция и качество работы могут существенно влиять на КПД энергоблока ПГУ в целом. Например, для рассматриваемого случая, доля теплоты уходящих газов КУ

составляет (в зависимости от температуры наружного воздуха) 0,11–0,13 от общего тепла, подведенного в камеру сгорания ГТУ.

Кроме того, в работе тепловой схемы за счет подачи дополнительного пара в ЦСД, происходят изменения, снижающие экономичность паросилового цикла:

- из-за необходимости подачи основного конденсата для охлаждения дымовых газов КУ происходит вытеснение регенерации низкого давления;
- вытесненный из регенерации пар сбрасывается в конденсатор, за счет чего уменьшается количество полезно используемой теплоты;
- увеличение паровой нагрузки конденсатора вызывает ухудшение вакуума и соответствующее снижение мощности и экономичности;
- при применении замкнутой системы водоснабжения с градирнями повышается температура охлаждающей воды, снижается вакуум и ухудшается экономичность паросиловой части ПГУ.

Эти факторы предопределяют сравнительно невысокую экономичность ПГУ параллельного типа.

Тем не менее на конденсационных режимах КПД брутто для нагрузки 296,7 МВт равен 40,82% и повышается при снижении нагрузки. КПД брутто ПСУ равен 37,8% для номинальной нагрузки 210 МВт с последующим его снижением до 36 % при нагрузке 50% номинальной.

В конденсационном режиме при разгрузке энергоблока ПГУ удельный расход топлива снижается, а КПД производства электроэнергии повышается из-за увеличения доли газотурбинной составляющей мощности, в ПСУ же экономичность работы на частичных нагрузках снижается. Отмеченное выгодно отличает ПГУ рассматриваемого типа.

Работа энергоблока по тепловому графику, вследствие практически полной утилизации подведенного к турбине тепла характеризуется высокой экономичностью с удельным расходом топлива 140–147 кг у.т. Это приближается к показателям теплового графика ПСУ.

При этом как видно из данных таблицы 2 величина относительной экономии условного топлива – около 50% при сравнении с паротурбинной замещающей КЭС и примерно 21–23% при сравнении с парогазовой замещающей КЭС энергосистемы – существенно превышает значение этого показателя для ПСУ, составляющего порядка 40% и 10% при сравнении с паротурбинной и парогазовой замещающей КЭС энергосистемы соответственно.

В заключение отметим, что реализация на действующей ТЭЦ Беларуси рассмотренной парогазовой схемы может способствовать повышению ее экономичности и маневренности.

### Литература

1. Гомельская ТЭЦ-2. Реконструкция энергоблока № 3 с надстройкой газовой турбины. Расчетно–аналитическая часть. // Технический отчет. Договор № 20/97. – Минск, 1998.