

УДК 338.1

ЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ: ИННОВАЦИИ НА ТЭС

Колесень Е.А., Чешун Ю.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Инновации – введенные в гражданский оборот или используемые для собственных нужд новая или усовершенствованная продукция, новая или усовершенствованная технология, новая услуга, новое организационно-техническое решение производственного, административного, коммерческого или иного характера [2].

В любой стране энергетика очень важна, так как является базовой отраслью экономики. В свою очередь без использования электроэнергии сложно развивать и другие отрасли народного хозяйства. Сегодня главной задачей энергетики является правильная организация работы с топливом. Она включает: учет качества и количества топлива, работу с поставщиками, а в конечном итоге положительное отражение в экономике. Перспективное направление развития энергетики связано с использованием парогазовых установок (ПГУ) на тепловых электрических станциях (ТЭС).

Парогазовыми называются энергетические установки, в которых тепло уходящих газов газотурбинных установок прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле.

Существуют различные виды классификации ПГУ:

По назначению:

- теплофикационные (предназначены для нагрева сетевой воды в подогревателях, подключаемых к паровой турбине);
- конденсационные (служат для выработки только электроэнергии).

По количеству рабочих тел:

- монарные (рабочим телом турбины является смесь продуктов сгорания и водяного пара);
- бинарные (рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты горения топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены) [3].

Стоит отметить, что ПГУ работает на природном газе.

Принцип работы парогазовой установки рассмотрим на примере тепловой схемы ПГУ 400МВт, установленной на Лукомльской ГРЭС (рисунок 1) [1].

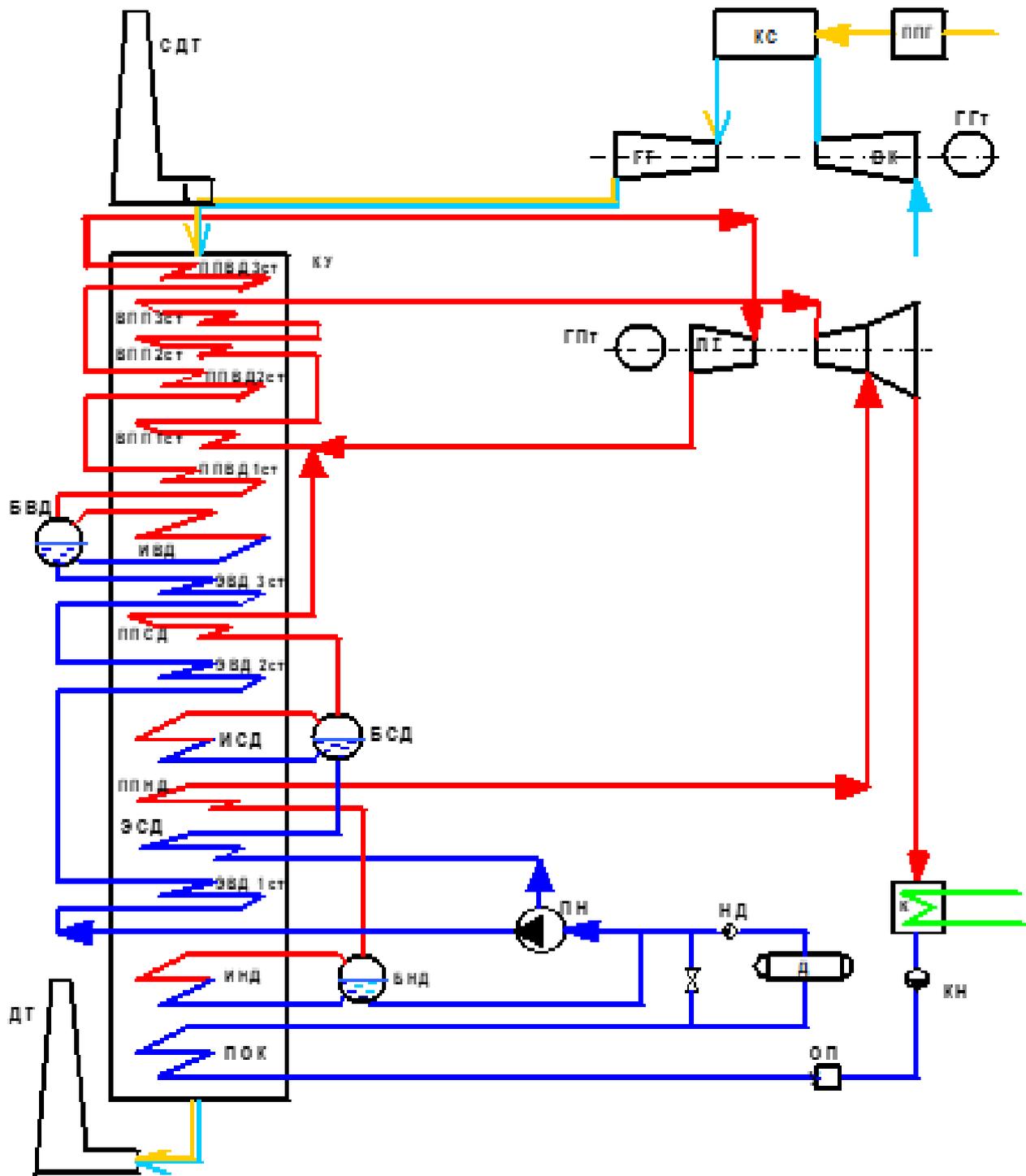


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема ПГУ-400 МВт

На рисунке обозначены: ППГ – пункт подготовки газа с дожимной компрессорной станцией; КС – камера сгорания; ВК – воздушный компрессор; ГТ – газовая турбина; ПТ – паровая турбина; ГГТ – генератор газовой турбины; ГПТ – генератор паровой турбины; К – конденсатор; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; Д – деаэратор; НД – насос деаэратора; КУ – котел утилизатор; ДТ – дымовая труба; СДТ – сбросная дымовая труба; БНД, БСД, БВД – барабаны низкого, среднего и высокого давлений; ПОУ – подогреватель основного конденсата; ИНД, ИСД, ИВД – испарители низкого, среднего и

высокого давления; ЭВД1ст, ЭВД2ст, ЭВД3ст – экономайзер высокого давления первой, второй, третьей ступеней; ППНД, ППСД – пароперегреватели низкого, среднего давлений; ВПП1ст, ВПП2ст, ВПП3ст – вторичные пароперегреватель первой, второй и третьей ступеней; ППВД1ст, ППВД2ст, ППВД3ст – пароперегреватель высокого давления первой, второй и третьей ступеней; ОПУ – охладитель пара уплотнений.

Парогазовая установка выполнена в двухвальном исполнении и состоит из газовой и паровой части. Газотурбинная установка имеет технологическую связь с тепловой схемой паровой части энергоблока только по потоку отработавших (выхлопных) газов. Выработка пара котлом-утилизатором осуществляется за счёт тепла уходящих газов газотурбинного двигателя.

Газовая часть

Из газопровода перед сжиганием в газовой турбине, природный газ поступает в пункт подготовки газа, где происходит его очистка, подогрев и повышение давления дожимным компрессором. После дожимного компрессора, природный газ подаётся в камеру сгорания газовой турбины. Туда же воздушным компрессором, расположенном на одном валу с газовой турбиной, подаётся воздух. На этом же валу расположен генератор газовой турбины, вырабатывающий электроэнергию. Из камеры сгорания дымовые газы направляются в газовую турбину, пройдя которую поступают в котёл-утилизатор. После котла-утилизатора через дымовую высоту 90 м. уходящие газы сбрасываются в атмосферу.

Котел-утилизатор оснащен сбросной дымовой трубой высотой 60м., позволяющей работать ПГУ только с газовой турбиной, и сбросом дымовых газов помимо котла-утилизатора.

Паровая часть

В котле-утилизаторе, за счёт теплообмена между дымовыми газами и питательной водой, подаваемой в котёл питательным насосом, вырабатывается водяной пар, который приводит в действие паровую турбину, на одном валу с которой находится электрогенератор паровой турбины.

Из конденсатосборника конденсатора паровой турбины, через охладитель пара уплотнений (ОПУ), конденсатным насосом (КН) конденсат подается в подогреватель основного конденсата (ПОК) котла-утилизатора, после которого он поступает в байпасный деаэратор. При выходе блока на номинальные параметры байпасный деаэратор выводится из работы.

Котел-утилизатор трехконтурный.

Контур низкого давления. Из деаэратора основной конденсат подается в барабан низкого давления (БНД), где после подогрева его в испарительных трубах (ИНД) котла-утилизатора происходит парообразование и разделение потока на паровую и водяную части. Водяная часть циркулирует в ИНД-БНД до полного ее испарения. Паровая часть направляется в пароперегреватель низкого давления (ППНД), после которого уже перегретый пар низкого давления направляется в часть низкого давления паровой турбины.

Контур среднего давления. Из деаэратора от промступеней питательного насоса основной конденсат через экономайзер среднего давления (ЭСД)

подается в барабан среднего давления (БСД), где после подогрева его в испарительных трубах (ИСД) котла-утилизатора происходит парообразование и разделение потока на паровую и водяную части. Паровая часть направляется в пароперегреватель среднего давления (ППСД). Далее, смешиваясь в паровом смесителе с паром холодного перегрева (ХПП) цилиндра высокого давления паровой турбины, пар направляется во вторичный пароперегреватель среднего давления для промежуточного перегрева. Пар горячего промперегрева (ГПП) после трёх ступеней вторичного пароперегревателя среднего давления (ВПП1ст, ВПП2ст, ВПП3ст) направляется в цилиндр среднего давления (ЦСД).

Контур высокого давления. Из деаэрата питательным насосом основной конденсат через экономайзер высокого давления первой, второй и третьей ступеней (ЭВД1ст, ЭВД2ст, ЭВД3ст) подается в барабан высокого давления (БВД), где после подогрева его в испарительных трубах (ИВД) котла-утилизатора происходит парообразование и разделение потока на паровую и водяную части. Паровая часть направляется в пароперегреватель высокого давления первой, второй и третьей ступеней (ППВД1ст, ППВД2ст, ППВД3ст), после которого пар высокого давления (острый пар) направляется в цилиндр высокого давления (ЦВД).

Отработанный в турбине пар направляется в конденсатор паровой турбины, где происходит его конденсация. Охлаждающей средой в конденсаторе служит циркуляционная вода пруда охладителя.

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели ПГУ-400

Электрическая нагрузка, кВт	Процентная загрузка, %	Удельный расход теплоты на отпуск э.э., кДж/(кВт*ч)	Удельный расход топлива на отпуск э.э., кг у.т./(кВт*ч)	КПД ПГУ-400 (брутто/нетто), %
427 000	100	6270	0,214	58,761/57,41
328 000	75	6488	0,222	56,80/55,49
234 505	50	6947	0,237	53,04/51,82
128 593	25	9226	0,315	39,94/39,02

На основе данных из таблицы 1 можно сделать вывод: чем выше мощность выдает парогазовая установка, тем меньше удельный расход топлива, соответственно, тем она экономичнее и выше ее КПД [1].

Преимущества строительства ПГУ на ТЭС

- Высокий КПД. Парогазовые установки достигают КПД выше 60%, когда отдельно работающие паросиловые установки функционируют с КПД до 45%, а газотурбинные – 28-42%.
- Экономичность. Сниженная стоимость единицы мощности из-за меньшей потребности в топливе.
- Требования к водоподготовке для парогазовой энергетики меньше, чем для паросиловых установок.
- Потребление охлаждающей воды ПГУ примерно втрое меньше в сравнении с паросиловой.
- Малые выбросы парниковых газов, соответственно, меньшее

загрязнение окружающей среды.

- Короткий срок строительства, около 8-12 месяцев [4].

Недостатки

- Высокие требования к профессионализму и проектировщиков, и строителей, и эксплуататоров.
- Работает только на природном газе [4].

Таким образом, сегодня можно говорить в основном о большей тепловой и экологической эффективности современных парогазовых установок по сравнению с паротурбинными. Также в настоящее время существует большое разнообразие парогазовых установок со своими особенностями в технологическом процессе.

Литература

1. Инструкция по эксплуатации газотурбины ЛГРЭС.
2. О государственной инновационной политике и инновационной деятельности в Республике Беларусь [Электронный ресурс]: Закон Республики Беларусь от 11 мая 2016 г. № 364-З // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. – Минск, 2016.
3. Усмонов, Н.О. Особенности использования парогазовых установок на ТЭС / Н.О. Усмонов, Ф.Ш. Умарджанова // Молодой ученый [Электронный ресурс]. – 2016. – № 11 (115). – С. 518-522. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive//115/30781/> – Дата доступа – 11.10.2020.
4. Шубаров, Н.С., СРАВНЕНИЕ ПАРОТУРБИННОГО И ПАРОГАЗОВОГО ЦИКЛОВ / Н.С. Шубаров, А.Ж. Увайсова // Материалы IX Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум» [Электронный ресурс]. – 2017. – Режим доступа: <http://scienceforum.ru/2017/article/2017035471> – Дата доступа – 11.10.2020.