

РАСЧЕТ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГТУ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГОМЕЛЬСКОЙ ТЭЦ-2 В МЕЖОТОПИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД

В. П. Ключинский

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Научный руководитель М. Н. Новиков

Согласно закону «Об энергосбережении» от 8 января 2015 г. одной из приоритетных задач Республики Беларусь является эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов. Поэтому существует необходимость постоянного повышения эффективности работы генерирующих мощностей.

Изучение графика электрической и тепловой нагрузки Гомельской ТЭЦ-2 выявило, что в межотопительный период в работе находится один энергоблок со средней электрической нагрузкой 93 МВт и тепловой 92 Гкал/ч, что, соответственно, составляет 51,8 и 35,6 % от номинальной нагрузки энергоблока. Низкая загрузка энергоблока отрицательно сказывается на его технико-экономических показателях [1].

Поэтому существует необходимость повышения КПД электростанции, особенно в межотопительный период.

В связи с бурным развитием и имеющимся положительным опытом внедрения в энергетику Республики Беларусь газотурбинных и парогазовых технологий была изучена возможность применения данных установок для повышения технико-экономических показателей работы станции в межотопительный период.

Существуют различные варианты газотурбинных установок (ГТУ) и надстройки паротурбинной установки (ПТУ) газовой турбиной для создания парогазовой установки (ПГУ). Для сравнения были выбраны следующие варианты:

1. Установка газовой турбины со сбросом газов в газовойдяной подогреватель (котел утилизатор) для подогрева сетевой воды мощностью, необходимой для покрытия теплового графика нагрузки в межотопительный период (рис. 1, а) [2]. Расчеты показали, что для покрытия тепловой нагрузки в межотопительный период потребуется газотурбинная установка мощностью 110 МВт.

2. Установка новой ПГУ с котлом-утилизатором мощностью 230 МВт для покрытия теплового графика нагрузки в межотопительный период (рис 1, б).

3. Надстройка существующего энергоблока газовой турбиной для создания ПГУ сбросного типа (рис. 1, в), в которой выходные газы ГТУ направляются в горелки энергетического парового котла, где они используются в качестве окислителя. Объемная концентрация кислорода выхлопных газов ГТУ составляет от 13 до 16 % [3]. Поэтому для окисления поступающего топлива потребуется 103,7 кг выхлопных газов ГТУ в секунду, что соответствует газовой турбине мощностью 36 МВт.

4. ПГУ с полузависимой схемой (рис 1, з). Теплота выхлопных газов газовой турбины утилизируется в теплообменниках высокого и низкого давления, куда поступает питательная вода и основной конденсат. Для анализа были рассмотрены три варианта ПГУ с полузависимой схемой: 1. С замещением регенерации низкого давления (потребуется ГТУ мощностью 11 МВт). 2. С замещением регенерации высокого давления (потребуется ГТУ мощностью 10 МВт). 3. С замещением регенерации низкого и высокого давления (потребуется ГТУ мощностью 21 МВт).

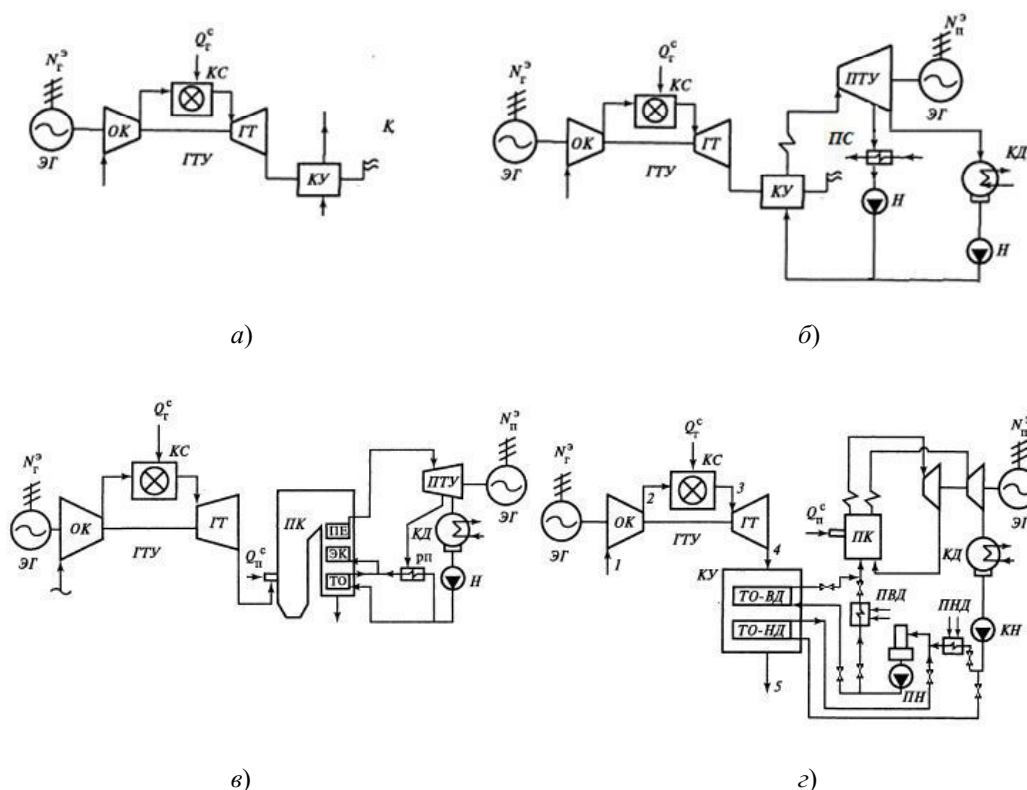


Рис. 1. Тепловые схемы исследуемых установок: а – ГТУ со сбросом газов в газовойдяной подогреватель (котел-утилизатор) для подогрева сетевой воды; б – ПГУ с котлом-утилизатором; в – ПГУ сбросного типа; з – ПГУ с полузависимой схемой:

ОК – осевой компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина;
 ЭГ – электрогенератор; ГТУ – газотурбинная установка; КУ – котел-утилизатор; ПТУ – паротурбинная установка; КД – конденсатор; Н – насос (К – конденсатный, П – питательный); ПК – паровой котел; РП – регенеративный подогреватель; ПС – подогреватель сетевой; ПНД – подогреватель низкого давления; ПВД – подогреватель высокого давления; ПЕ – пароперегреватель; ЭЖ – экономайзер; ТО – теплообменник (ВД – высокого давления, НД – низкого давления)

Сравнение исследуемых вариантов первоначально производилось по эксергетическому КПД [4]. Результаты показали, что эксергетический КПД газотурбинной установки со сбросом газов в газовойдяной подогреватель ниже, чем у существующей паротурбинной установки. Следовательно, дальнейшее исследование данного варианта не целесообразно.

Дальнейшее сравнение исследуемых вариантов производилось по технико-экономическим показателям (по статическому срок окупаемости). Результаты данных исследований представлены в таблице.

**Результаты исследования различных вариантов повышения
эффективности ТЭЦ в межтопительный период**

Установка		Эксергетический КПД, %	Изменение удельного расхода топлива на выработку электрической энергии, %	Статический срок окупаемости, лет
ГТУ с котлом-утилизатором		18,7	–	–
ПГУ с котлом-утилизатором		55	– 45,49	13,48
ПГУ сбросного типа		37,9	– 20,9	4,45
ПГУ с полузависимой схемой	с замещением регенерации высокого давления	32,04	– 6,43	4,47
	с замещением регенерации низкого давления	31,97	– 6,23	5,24
	с замещением регенерации высокого и низкого давления	33,6	– 10,82	5,35

Анализ полученных результатов показал, что наиболее привлекательными являются два варианта: ПГУ сбросного типа и ПГУ с полузависимой схемой с замещением регенерацией высокого давления. Однако более целесообразным является вариант ПГУ сбросного типа, так как у данного варианта при одинаковых сроках окупаемости более значительно изменение удельного расхода топлива на выработку электрической энергии и более значительная мощность газотурбинной установки.

Основными достоинствами данного энергосберегающего мероприятия являются: снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии (на 20,9 %); повышение маневренности ТЭЦ; возможность автономной работы паросилового цикла. Основным недостатком данного энергосберегающего мероприятия является невозможность ежесуточных остановов ГТУ (вследствие ее быстрого выхода из строя) для прохождения ночных минимумов нагрузки энергосистемы.

Литература

1. Лавыгин, В. М. Тепловые электрические станции / В. М. Лавыгин, А. С. Седлов, С. В. Цанев. – М. : Издат. дом МЭИ, 2009. – 467 с.
2. Зысин, В. А. Комбинированные парогазовые установки и циклы / В. А. Зысин. – Л. : ГЭИ, 1962. – 187 с.
3. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. – М. : Издат. дом МЭИ, 2009. – 579 с.
4. Александров, А. А. Термодинамические основы циклов теплоэнергетических установок / А. А. Александров. – М. : Издат. дом МЭИ, 2004. – 159 с.