

УДК 621.311:621.438

В.В. АФАНАСЬЕВ, д.т.н., профессор (ЧГУ имени И.Н. Ульянова)
Е.В. КРАСНОВ, аспирант (ЧГУ имени И.Н. Ульянова)
А.В. СЕРЕБРЯННИКОВ, к.т.н., доцент (ЧГУ имени И.Н. Ульянова)
Ю.А. ТУМАНОВ, ст. преподаватель (ЧГУ имени И.Н. Ульянова)
г. Чебоксары

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ

В связи с переходом на рыночную экономику эффективность работы и конкурентоспособность многих ТЭЦ, оснащенных паровыми турбинами ПТ, снизилась из-за структурных и технологических изменений в промышленности, приведшие к резкому сокращению пара промышленного отбора и как следствие полезного теплоперепада.

На примере Чебоксарской ТЭЦ-2 рассмотрим целесообразность надстройки пиковой котельной газотурбинной установкой для повышения эффективности работы станции в межотопительный период. На ТЭЦ-2 установлены 5 энергетических котлов ТГМЕ-464, 4 паровые турбины (2 ПТ-135, 1 ПТ-80 и 1 Т-110) и 2 водогрейных котла в пиковой котельной. Установленная электрическая мощность составляет 460 МВт, а тепловая – 1329 Гкал/ч, в т.ч. с отборов турбин 969 Гкал/ч. Теплоснабжение потребителей осуществляется по двухтрубной системе с температурным графиком 150 на 70 °С со срезкой на 115 °С. Сглаживание суточного графика потребления сетевой воды на ГВС осуществляется с помощью трех баков аккумуляторов с общим объемом 30000 м³.

В электроэнергетике России введена рыночная модель ценообразования на сутки вперед, когда стоимость электрической энергии для всех участников оптового рынка формируется на основе баланса спроса и предложения, т.е. равновесной цены, сложившейся в данный период времени. Это приводит к тому, что ТЭЦ для выполнения диспетчерского графика часто работают в конденсационном режиме, особенно в межотопительный период, что приводит к перерасходу условного топлива и снижению конкурентоспособности ТЭЦ по сравнению с другими источниками генерации. Поэтому в межотопительный период для минимизации расхода условного топлива ТЭЦ стараются работать по возможности по тепловому графику нагрузки горячей воды и заявляет по минимуму электрической мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности. Для этого как правило оставляют в работе только один котел ТГМЕ-464 на технически возможной минимальной нагрузке 30 % с расходом пара $D_0 \approx 150$ т/ч и турбину ПТ-80, обеспечивающий в полном объеме нагрузку на ГВС порядка 50-60 Гкал/ч и генерирующий до 30-35 МВт электрической мощности. Последнее наглядно демонстрируется на рис. 1 типичными почасовы-

ми зависимостями изменения электрической мощности турбины ПТ-80, удельного расхода условного топлива и температуры наружного воздуха за сутки для наиболее неблагоприятного (теплого) времени года [1].

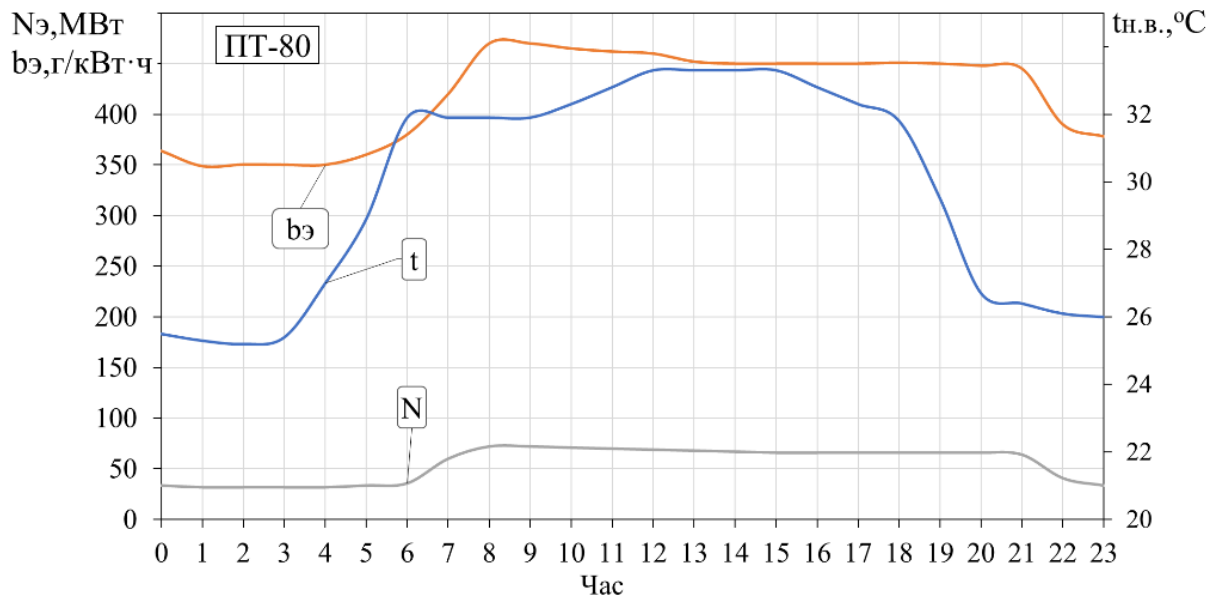


Рис. 1. Изменение электрической мощности N , турбины, расхода условного топлива $b_{э}$ и температуры наружного воздуха $t_{н.в.}$ за сутки в межотопительный период

Из рисунка видно, что в часы провала потребления электрической энергии, с 23 часов ночи до 7 часов утра, электрическая мощность турбины составляет порядка 33 МВт, а расход условного топлива- 350 г/кВт·ч и коэффициент использования топлива (КИТ) 58,4 %. При этом тепловая нагрузка на ГВС поддерживается постоянной на уровне 58 Гкал/ч в течение всей сутки за счет теплофикационного отбора пара $D_T \approx 90$ т/ч. В этом случае турбина работает в смешанном режиме, т.к. порядка 50 т/ч пара, с учетом регенеративных отборов, поступает в конденсатор. В часы утреннего максимума потребления электрической энергии, по требованию системного оператора, электрическая мощность турбины увеличивается до 72,2 МВт, что приводит к увеличению расхода условного топлива до 470 г/кВт·ч и пара на голову турбины до $D_0 \approx 320$ т/ч при неизменном расходе пара на регенеративные отборы и подогреватели сетевой воды. Паровая турбина в часы максимальной нагрузки работает практически в конденсационном режиме с ограничениями по расходу пара на голову турбины из-за повышения давления в конденсаторе до предельных значений 12 кПа. Для рассматриваемого случая это приводит к снижению мощности турбины до 8 МВт от паспортного значения из-за ухудшения вакуума в конденсаторе [1]. При этом расход условного топлива увеличивается в 1,34 раза, а КИТ уменьшается от 58,4 до 41,3 %, из-за увеличения доли конденсационной выработки.

В отопительный период (см. рис. 2) при средней температуре наружного воздуха минус 30 °С и тепловой нагрузке 656 Гкал/ч с тремя турбинами (ПТ-135, ПТ-80 и Т-110) суммарная электрическая нагрузка ТЭЦ поддерживается практически постоянной на уровне 300 МВт в течение всей сутки, а средний расход условного топлива составляет 200 г/кВт·ч, что соответствует КИТ в целом по станции порядка 76 %.

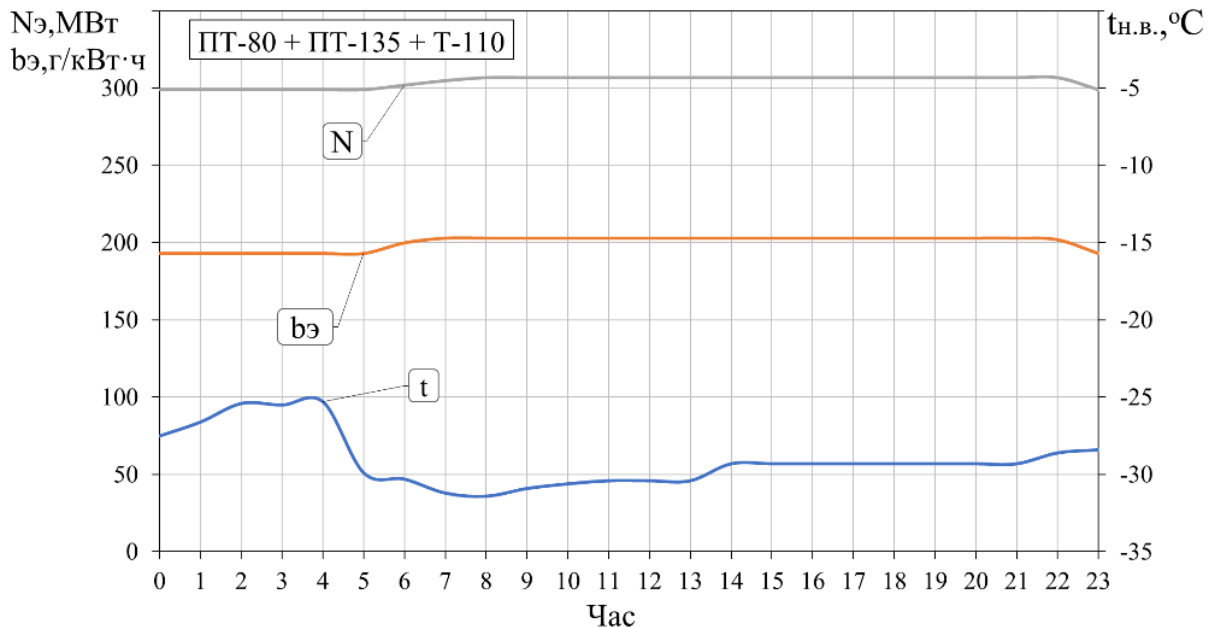


Рис. 2. Изменение суммарной электрической мощности N , ТЭЦ, расхода условного топлива $bэ$ и температуры наружного воздуха $t_{н.в.}$ за сутки в отопительный период

Таким образом, при оптимальном подборе состава паротурбинного оборудования и низких температурах наружного воздуха КИТ ТЭЦ может находиться на уровне парогазовых установок. Однако в межотопительный период (когда тепловая нагрузка определяется только нагрузкой на ГВС) доля конденсационной выработки электрической энергии становится основным, что приводит к снижению эффективности и конкурентоспособности ТЭЦ.

Для повышения эффективности работы ТЭЦ в [2] предлагается отключить основное электрогенерирующее оборудование газовых ТЭЦ в летний период и использовать достаточно дешевое и маневренное генерирующее оборудование на основе ГТУ с высокими показателями работы за счет исключения потери энергии в конденсаторе паротурбинными установками, например, за счет надстройки пиковой котельной ГТУ [3-5].

При этом электрическая мощность ГТУ в базовом режиме работы должна быть достаточной для обеспечения собственных нужд ТЭЦ и потребителей по прямым договорам, а утилизируемая тепловая энергия, без дожигания дополнительного топлива, на ГВС. В этом случае удельный

расход условного топлива составит порядка 200 г/кВт·ч, а КИТ до 85 %, что невозможно достичь имеющимися паротурбинными установками на ТЭЦ в условиях отсутствия тепловой нагрузки в межотопительный период.

Принимая во внимание государственную политику технологической независимости для обеспечения энергетической безопасности России необходимо применять отечественное оборудование. Основными отечественными производителями ГТУ для перевода котельных в режим когенерации являются: ОАО НПО «Сатурн», ОАО «Люлька-Сатурн», ОАО НПО «Искра», ОАО «Пермский моторный завод», АО «Авиадвигатель», ФГУП ММПП «Салют» и др.

Надстройку пиковой котельной ГТУ можно проводить двумя способами: с применением серийных котлов-утилизаторов и со сбросом горячих продуктов сгорания в имеющийся водогрейный котел КВ-ГМ-180. Реализация первого способа связано с дополнительными затратами на приобретение котла-утилизатора и дополнительных площадей для его установки, приводит также к увеличению невостробованной установленной тепловой мощности котельной.

Применение штатного водогрейного котла КВ-ГМ-180 позволяет не только утилизировать теплоту горячих продуктов сгорания после ГТУ, но и там же сжигать дополнительное топливо в среде выхлопных газов для увеличения тепловой мощности котла при необходимости. Схема со сбросом обеспечивает максимальное возможное использование кислорода выхлопных газов. Расход дымовых газов ГТУ необходимо подбирать по уровню аэродинамического сопротивления газового тракта котла.

Таким образом, надстройка котла КВ-ГМ-180 газотурбинной установкой по сбросной схеме позволяет обеспечить в межотопительный период в полном объеме потребителей тепловой энергией на ГВС, электроэнергией на собственные нужды ТЭЦ и потребителей по прямым договорам с удельным расходом условного топлива порядка 200 г/кВт·ч.

Для дальнейшего повышения эффективности когенерационных технологий одним из перспективных направлений является вовлечение местных видов твердого топлива за счет их предварительной газификации в электротермических газификаторах [6-9]. В этом случае электротермические газификаторы могут применяться также как регуляторы работы электроэнергетических систем в часы провала потребления электрической энергии в ночное время.

Список литературы:

1. Афанасьев, В. В. О возможности повышения эффективности работы ТЭЦ за счет использования теплового насоса / В. В. Афанасьев, В. Г. Ковалев, Е. В. Краснов, В. А. Тарасов, Ю. А. Туманов // Промышленная энергетика. – 2022. – № 8. – С. 43-48.

2. Филиппов, С. П. ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления / С. П. Филиппов, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2018. – № 11. – С. 1-18.

3. Иноземцев, А. А. Использование газотурбинных технологий / А. А. Иноземцев, А. А. Васильев, И. Н. Шубин, А. Н. Сементин, Д. Д. Сулимов, А. Е. Костюченко // Энергосбережение. – 2001. – № 2. – С. 15-18.

4. Карасевич, А. М. Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных энергоустановок при газификации регионов / А. М. Карасевич, Е. В. Сеннова, А. В. Федяев, О. Н. Федяева // Теплоэнергетика. – 2000. – № 12. – С. 35-39.

5. Афанасьев, В. В. К вопросу перевода районной отопительной котельной в режим когенерации / В. В. Афанасьев, В. Г. Ковалев, Е. В. Краснов, В. А. Тарасов, Ю. А. Туманов // Промышленная энергетика. – 2024. – № 8. – С. 32-38.

6. Афанасьев, В. В. Электротехнологические комплексы как регуляторы работы электроэнергетических систем / В. В. Афанасьев, В. Г. Ковалев, В. А. Тарасов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – Т. 21. – № 5. – С. 50-58.

7. Афанасьев, В. В. Технологические характеристики электротермической газификации различных видов твердого топлива / В. В. Афанасьев, В. Г. Ковалев, В. А. Тарасов // Вестник Чувашияского университета. – 2011. – № 3. – С. 33-39.

8. Ковалев, В. Г. Способ газификации углеродсодержащих твердых видов топлива / В. Г. Ковалев, В. В. Афанасьев, В. А. Тарасов // Патент на изобретение RU 3521638 C2 10.07.2014. Заявка №2012139762/05 от 17.09.2012.

9. Афанасьев, В. В. Математическое моделирование энергетических балансов процессов газификации твердого топлива / В. В. Афанасьев, В. Г. Ковалев, В. А. Тарасов // Региональная энергетика и электротехника: проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том. Выпуск VI. – Чебоксары, Изд-во Чуваш. ун-та. – 2010. – С. 46-58.

Информация об авторах:

Афанасьев Владимир Васильевич, д.т.н., профессор, ЧГУ имени И.Н. Ульянова, 428015, г. Чебоксары, Московский проспект, д. 15, avvteo@mail.ru

Краснов Евгений Вячеславович, аспирант ЧГУ имени И.Н. Ульянова, 428015, г. Чебоксары, Московский проспект, д. 15, evgeni.krasnov.99@mail.ru

Серебрянников Александр Владимирович, к.т.н., доцент, ЧГУ имени И.Н. Ульянова, 428015, г. Чебоксары, Московский проспект, д. 15, alexsilver@mail.ru

Туманов Юрий Альбертович, ст. преподаватель, ЧГУ имени И.Н. Ульянова, 428015, г. Чебоксары, Московский проспект, д. 15, ytumanov1959@gmail.com