ISSN 1733-8670

**ZESZYTY NAUKOWE NR 10(82)**
**AKADEMII MORSKIEJ**
**W SZCZECINIE**

IV MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA
**EXPLO-SHIP 2006**

Валерий Канталинский

# О модернизации тепловых схем районных тепловых станций

Ключевые слова: газотурбинные установки, паровые расширительные турбины, технологические схемы, утилизация тепла, парогазовые тепловые станции

*Приведены результаты анализа и расчётных исследований тепловых схем районных тепловых станций, надстраиваемых электрогенерирующими источниками. Предложены рациональные схемы утилизации сбросных газов после газотурбинных установок в водогрейных и паровых котлах. Показана эффективность применения паровых турбин низкого давления. Приведены сравнительные результаты расчётных исследований тепловых схем парогазовых станций на разных режимах работы оборудования.*

# Modernization of Regional Heat Power Stations

Key words: gas-turbine plants, steam turbines, technological diagrams, heat utilization, steam-gas heat power stations

*The results of analytical research concerning the use of electrical generator plants in regional heat-power stations are given. Rational designs for using waste gas from turbines in water boilers and low-pressure steam boilers are suggested. The efficiency of combined steam-gas plants working in different operating regimes is shown.*

## Введение

В сфере муниципального теплоснабжения г. Калининграда тепловая энергия вырабатывается исключительно по котельному принципу, в “отрыве” от электроэнергии. Между тем, тепловая мощность крупных отопительных котельных – районных тепловых станций (РТС) вместе с малыми угольными и производственными котельными, работающими в системе централизованного теплоснабжения, оценивается в 650 – 700 МВт. Производство столь большого количества тепловой энергии раздельным способом нельзя признать нормальным.

В большой энергетике (на ТЭЦ) комбинированная выработка элекро- и тепловой энергии (когенерация энергии) имеет большой положительный опыт. Эффективность ТЭЦ хорошо изучена практикой. В муниципальных системах теплоснабжения опыт когенерации энергии весьма мал. Поскольку в себестоимости тепловой и электрической энергии топливная составляющая всё ещё остаётся самой значительной, стремление к снижению расхода топлива представляется всегда оправданным. В этой связи для систем теплоснабжения крайне необходимо повышать коэффициент использования тепла топлива.

Для сферы муниципального теплоснабжения указанное обстоятельство играет исключительно важную роль, поскольку эта сфера является длительное время основным должником по оплате монопольным организациям за электроэнергию.

Таким образом, несмотря на трудности, характерные для сферы теплоснабжения г. Калининграда, следует всё-таки находить и разрабатывать приемлемые варианты модернизации существующих котельных.

В настоящей статье рассматриваются возможности преобразования типовых районных тепловых станций в малые парогазовые ТЭЦ, работающие на газовом топливе по бинарному циклу. При этом действующие паровые и водогрейные котлы воспринимают тепло отходящих газов после газотурбинных установок, а паровые расширительные турбины работают на паре низкого давления, который вырабатывается паровыми котлами.

Таким образом действующие котельные надстраиваются газотурбинными и расширительными паротурбинными установками, способными экономично вырабатывать электрическую и тепловую энергию.

## 1. Анализ тепловых схем отопительной ТЭЦ со сбросом газов в котёл после газовой турбины

В настоящее время уже общепризнана [1, 2, 3, 4, 5] перспективность применения парогазовых установок (ПГУ) в теплоэнергетике, в том числе и в системах теплоснабжения. На действующих теплоисточниках паровые или водогрейные котлы надстраиваются предвключенными газотурбинными установками (ГТУ). Выхлопные газы ГТУ могут полностью направляться в котлы, где в качестве горячего воздуха, забалластированного продуктами сгорания, могут использоваться для сжигания котельного топлива. Комбинированные установки такого типа могут быть гибкими, работать в разных режимах сочетания комплекса (ГТУ + котёл), в том числе сохранить автономность котлов и ГТУ.

Для городских РТС характерно применение водогрейных котлов тепловой производительностью до 60 МВт. На примере одной из них рассмотрена принципиальная схема отопительной ТЭЦ со сбросом газов после газовой турбины в топку водогрейного котла (рис.1).

Важной особенностью технических решений, предусматривающих оптимальное сочетание газотурбинной установки и водогрейных котлов является возможность использования широкого спектра серийно выпускаемой оборудования. А значит, модернизация может быть осуществлена при минимальном объёме реконструкции и изменении схемы.

В основе сочетания комбинированной установки ГТУ + ВК (водогрейный котёл) рассматривалась увязка по расходам газов ГТУ и ВК при номинальном режиме ВК по теплопроизводительности. Кроме того, анализировалась работа газовоздушных трактов ГТУ и ВК по балансу газов, тепла и теплообмена в поверхностях нагрева котла.

Для парогазовых установок сбросного типа [2,5] характерны широкий диапазон регулирования ВК по теплопроизводительности и возможность адаптации ГТУ к этим условиям. В этой связи в предложенной схеме на рис.1 рассмотрены следующие режимы:

- сброс уходящих газов в топку ВК;
- охлаждение уходящих газов в газоводонагревателе и последующий сброс их в топку ВК;
- использование уходящих газов в качестве окислителя для дальнейшего сжигания топлива в ВК (режим досжигания);
- обеспечение автономной работы ВК и ГТУ.

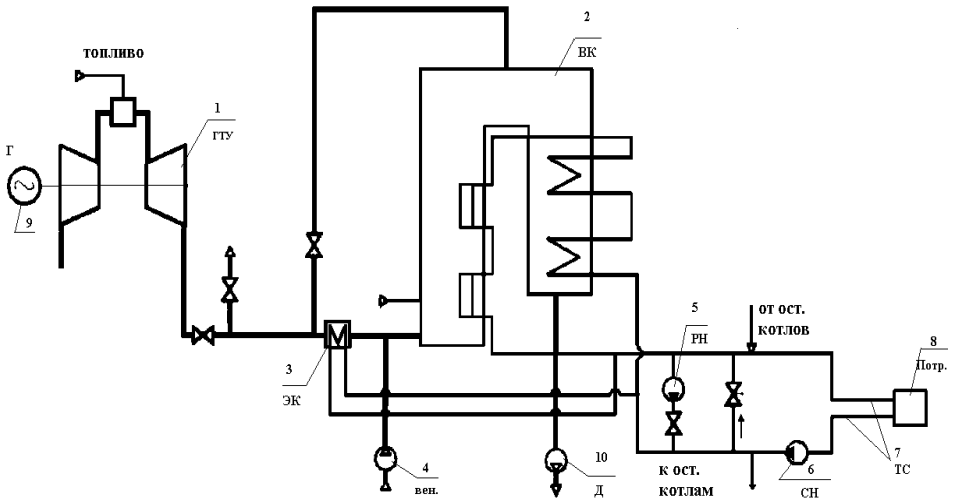


Рис. 1. Принципиальная схема отопительной газотурбинной ТЭЦ со сбросом газов после газовой турбины в топку водогрейного котла: *1* – газовая турбина (ГТУ), *2* – водогрейный котёл (ВК), *3* – экономайзер (ЭК), *4* – вентилятор, *5* – насос рециркуляции (РН), *6* – сетевой насос (СН), *7* – тепловая сеть (ТС), *8* – потребитель тепла (Потр.), *9* – электрогенератор (Г), *10* – дымосос (Д)

*Fig. 1. Basic diagram of gas-turbine heat power station using turbine waste gas in water-boiler*

Расчёты показывают, что высокий расход уходящих газов ГТУ позволяет обеспечить различные режимы работы комплекса ГТУ + ВК.

При использовании в схеме газоводонагревателя, который может рассматриваться как водяной экономайзер котла, существенно расширяется диапазон применения ГТУ.

Несомненной является гибкость сбросной схемы, позволяющей обеспечить сочетания ГТУ и ВК в широком диапазоне их теплопроизводительности и электрической мощности.

Весьма важный вывод состоит в том, что сочетание средних ВК, каким представляется КВГМ – 50, с малыми ГТУ характеризуется сближением мощности и величины собственных нужд станции. Таким образом, для РТС может представлять интерес независимость от внешнего электроснабжения.

## 2. Особенности технологической схемы паротурбинной части станции

Наряду с водогрейными котлами теплоисточники муниципального теплоснабжения представлены и паровыми котлами с относительно низким давлением пара (до 1,3 ÷ 1,4 МПа).

Для нужд теплоснабжения энергия пара используется в сетевых подогревателях. Дросселирование свежего пара до состояния перед подогревателями осуществляется в редукционных или редукционно-охладительных установках, что сопряжено с потерями энергии. Такая схема далеко несовершенна. Но она традиционна, к ней попросту привыкли. Однако отбирать пар с давлением 0,15 ÷ 0,60 МПа для сетевых теплообменников значительно выгоднее из отборов паровых турбин с соответствующим противодавлением. При этом на тепловом потреблении может вырабатываться электрическая энергия, покрывающая (по меньшей мере) собственные нужды предприятия или тепловой станции.

Отечественная промышленность (Калужский турбинный завод) выпускает серию паровых турбин малой мощности с противодавлением и конденсационного типа с отбором пара для такого же ряда по давлению, используемого для турбин с противодавлением. Широкий спектр выпускаемых турбоагрегатов позволяет выбрать наиболее рациональный вариант тепловой схемы.

Расчетные исследования показывают, что в зависимости от характера, величины и режимов теплопотребления тепловая схема может включать несколько турбоагрегатов. Для одной из типовых станций города, рассчитан вариант с четырьмя турбоагрегатами.

Расчёты показывают, что при работе двух паровых котлов общей паропроизводительностью 41 т/ч на режиме, близком к номинальному, энергия пара утилизируется четырьмя турбинами (три из них типа Р – с противодавлением, одна – ПР конденсационного типа с отбором и ухудшенным вакуумом). При этом пар из выхлопов противодавления используется на соседнем предприятии (в бойлерной), в сетевой установке собственно станции, а пар конденсационной турбины используется на собственные нужды станции и в теплообменниках (рис. 2).

В таком варианте отработанный пар в конденсационной турбине практически весь может использоваться полезно. При этом в конденсационном теплообменнике может подогреваться добавочная вода парового цикла, подпиточная вода тепловой сети.

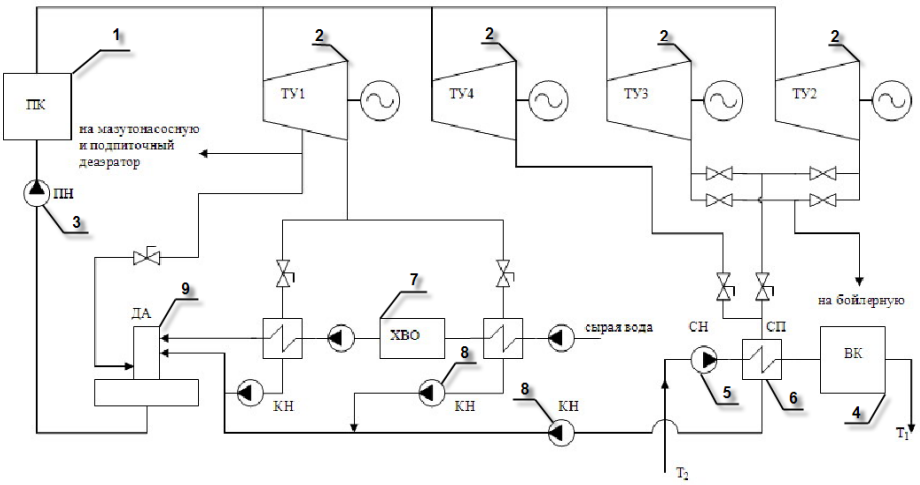


Рис. 2. Технологическая схема тепловой станции: *1* – паровой котёл, *2* – турбоустановки, *3* – питательный насос, *4* – водогрейный котёл, *5* – сетевой насос, *6* – сетевой подогреватель, *7* – хим. – водоподготовка, *8* – конденсатный насос, *9* – деаэратор; $T_1$ и $T_2$ – температура теплоносителя

*Fig. 2. Technological diagram of heat power station*

Общая вырабатываемая электрическая мощность на тепловом потреблении составит от 1600 до 1750 кВт, что в два – три раза превосходит величину электропотребления станции на собственные нужды.

Предварительная оценка эффективности предложенной выполнялась на основе сравнения удельных расходов условного топлива на единицу отпускаемой тепловой энергии [4, 5]. При этом использовался метод, применяемый для водогрейных котельных, а именно – учет потребления станцией электроэнергии осуществляется с помощью удельного расхода условного топлива в энергосистеме на выработку 1 кВт.ч электроэнергии. Для существующей тепловой схемы (без турбоустановок) с водогрейными и паровыми котлами удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_{ут} = \frac{B_{ут}}{Q_T} = \frac{B_{ут}^{вк} + B_{ут}^{пк} + B_{ут}^{сн}}{Q_{вк} + Q_{бойл}}$$

где:

$$B_{ут}^{вк} = \frac{Q_{вк}}{Q_{н\,ут}^{р} \cdot \eta_{вк}} = \frac{Q_{св}}{Q_{н\,ут}^{р} \cdot \eta_{вк}}, \text{ кг/с}$$

– расход условного топлива на водогрейные котлы;

$$B_{ут}^{пк} = \frac{Q_{пк}}{Q_{н\,ут}^{р} \cdot \eta_{пк}} = \frac{D_{общ} \cdot (i_0 - i_{пв})}{Q_{н\,ут} \cdot \eta_{пк}}, \text{ кг/с}$$

– расход условного топлива на паровые котлы;

$$B_{ут}^{су} = b_{э/с} \cdot Э_{сн}, \text{ кг/с}$$

– расход условного топлива в энергосистеме на выработку электроэнергии, потребляемой на собственные нужды РТС;

$Q_Т, Q_{вк}, Q_{бойл}, Q_{св}$

– соответственно общая теплота, теплота от водогрейных котлов, поступающая теплота на бойлерную, теплота сетевой воды;

$Q_{н\,ут}^{р}$ – низшая теплота сгорания условного топлива;

$D_{общ}$ – общая производительность паровых котлов;

$i_0$ и $i_{пв}$ – энтальпия пара и питательной воды;

$\eta_{вк}$ и $\eta_{пк}$ – КПД водогрейных и паровых котлов.

Как было показано в работах [4, 5], с учётом вырабатываемой электроэнергии четырьмя паровыми турбоустановками удельный расход условного топлива в предложеннй схеме оказался существенно ниже, чем в существующей схеме только в неотопительный период. Это вполне объяснимо, так как расход энергии на собственные нужды в таком варианте довольно высок.

## 3. Результаты сравнения парогазовой схемы на разных режимах работы оборудования

Расчётные исследования для варианта тепловой схемы парогазовой станции с одной ГТУ (6 МВт), одного парового котла типа ДЕ-16 (10 МВт) или ДЕ-25 (16 МВт) и одной паровой турбины (0,6 МВт) – 1ГТУ+1ПК+1ПТ выполнялись для разных режимов работы оборудования, а именно:

– автономный режим работы ГТУ и котла,
– режим с дожиганием топлива в топке котла в среде уходящих газов,
– режим с полной утилизацией уходящих газов в топке котла.

Эффективность режима оценивалась по коэффициенту использования тепла топлива η.

Таким образом, η для разных режимов определяется как:

$$\eta_{авт} = \frac{N_{ГТУ} + Q_{ка}}{\left(B_{ГТУ} + B_{ка}\right) \cdot Q_{р}^{н}}; \quad \eta_{дож} = \frac{N_{ГТУ} + Q_{ка}^{ух}}{\left(B_{ГТУ} + B_{ка}\right) \cdot Q_{н}^{р}}$$

$$\eta_{утил} = \frac{N_{ГТУ} + Q_{Т}}{B_{ГТУ} \cdot Q_{р}^{н}}; \quad \eta'_{утил} = \frac{N_{ГТУ} + Q_{Т} + N_{пт}}{B_{ГТУ} \cdot Q_{н}^{р}}$$

где:

$N_{ГТУ}$ – мощность ГТУ, МВт;

$Q_{ка}$ – теплопроизводительность котла, МВт;

$Q_{ка}^{ух}$ – тепловая мощность котла, работающего на уходящих газах из ГТУ, МВт;

$Q_{Т}$ – тепловая утилизационная мощность котла, МВт;

$N_{пт}$ – мощность паротурбинной установки, МВт;

$B_{ГТУ}$ – расход топлива на ГТУ, м$^3$/с;

$B_{ка}$ – расход топлива на котёл, кг/с;

$Q_{н}^{р}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/м$^3$.

Вариант тепловой схемы с одной ГТУ и одной ПТ по согласованию с практиками был принят как наиболее целесообразным, исходя из реальных и проектных условий на станциях (рис.3).

Сравнительные результаты по η:

| | |
|---|---|
| Режим автономный | $\eta_{авт} = 0{,}58$ |
| Режим с дожиганием топлива | $\eta_{дож} = 0{,}71$ |
| Режим утилизационный | $\eta_{утил} = 0{,}73$ |
| Режим утилизационный для полной схемы (1ГТУ+1ПК+1ПТ) | $\eta'_{утил} = 0{,}76$ |

Таким образом в режиме с полной утилизацией сбросного тепла в топке действующего котла и работе паровой турбины на паре низкого давления возможно получение наибольшей эффективности, которая близка к эффективности, характерной для крупных парогазовых ТЭЦ.

## Заключение

Несмотря на всё ещё небольшой опыт надстройки действующих водогрейных и паровых котлов электрогенерирующими источниками, тенденция перехода РТС в режим работы по более совершенным технологиям вполне очевидна. Расчётные исследования и проявляемый к ним интерес со стороны практики убеждают, что перевод теплоисточников в режимы малых ТЭЦ может оказаться наиболее реальным путём модернизации. При неуклонном росте цен на топливо и электроэнергию интерес к модернизации теплоисточников будет возрастать.

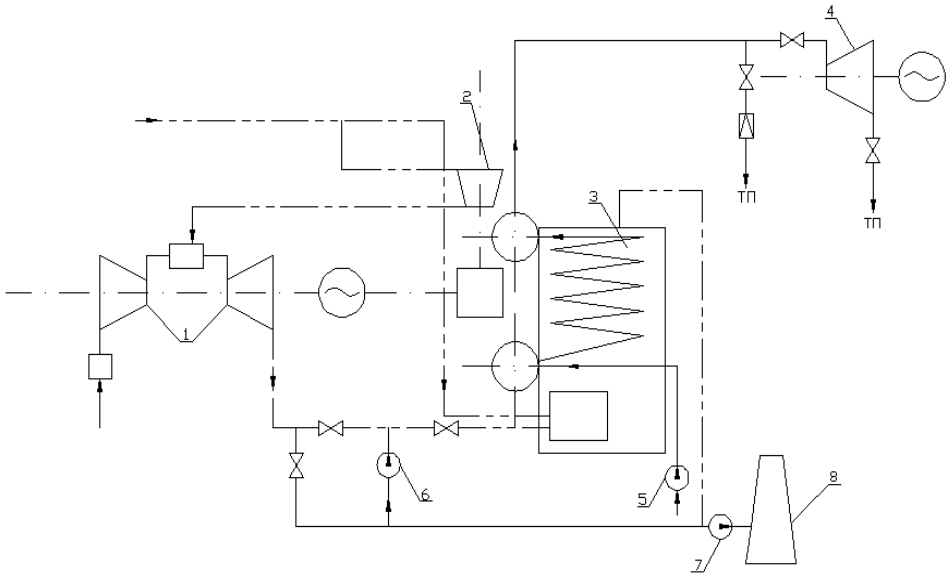


Рис. 3. Технологическая схема парогазовой станции: *1* – газотурбинная установка, *2* – подкачивающий компрессор, *3* – паровой котёл, *4* – паротурбинная установка, *5* – питательный насос, *6* – дутьевой вентилятор, *7* – дымосос, *8* – дымовая труба

*Fig 3. Technological diagram of the steam-gas station*

## Литература

1. Гольдштейн А. Д., Комисарчик Т. Н. *Выбор оборудования и характеристики газотурбинных ТЭЦ со сбросом газов в топку водогрейного котла,* Теплоэнергоэффективные технологии. Информационный бюллетень №4, С-П., 2001. – с. 28 – 37.

2. Длугосельский В. И., Зубков А. Я., *Надстройка водогрейных котельных газотурбинными установками*, Теплоэнергетика, №1, 1999, с. 47 – 50.
3. Ерёмин Л. М., *Комбинированное производство электроэнергии – ключ к повышению энергоэффективности*, Теплоэнергоэффективные технологии: Информационный бюллетень, №4, С-П., 2001, с. 3 – 10.
4. Канталинский В. П., *Об особенностях когенерации в системах теплоснабжения коммунально-бытового сектора и промышленной сферы теплоэнергетики г. Калининграда*, Надёжность и эффективность энергетических систем. Междунар. сб. науч. Тр., КГТУ, Калининград, 2003, с. 41 – 48.
5. Канталинский В. П., Черногузов Д. Е., *Об энергосбережении при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии в муниципальных системах теплоснабжения*, Eksploatacja silników spalinowych, Zeszyty Nr 9, Doładowanie silników, Szczecin, 2003. c. 43 – 47.

*Wpłynęło do redakcji w lutym 2006 r.*

**Recenzent**

prof. dr hab. inż. dr n. hum. Jan Gronowicz

**Adres Autora**

prof., kand. nauk techn. Valery Kantalinsky
Kaliningradzki Państwowy Uniwersytet Techniczny (KGTU)
Sovetsky pr., 1, 236000 Kaliningrad, Rosja