

Использование низкопотенциальных потоков теплофикационных паровых турбин для подогрев природного газа перед детандер-генераторным агрегатом

Тумашевский В., Сенько В.

Научные руководители Седнин А.В., Богданович М.Л.

Теплофикационные паровые турбины предназначены для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, причем выработка электроэнергии возможна без отпуска теплоты потребителю – на чисто конденсационном режиме. Указанные конструктивные особенности широко использовались для покрытия потребления электроэнергии на нужды народного хозяйства СССР, что требовало поддерживать ежегодный прирост установленной электрической мощности ТЭС [1]. Большинство моделей теплофикационных паровых турбин ТЭЦ, находящихся в эксплуатации были разработаны в 60-х – 80-х годах. Разумеется, что прогрессивные технические решения, закладываемые при их проектировании, не в полной мере оправданы при существующих режимах работы оборудования и стоимости используемого топлива.

В настоящее время республиканские ТЭЦ преимущественно работают по тепловому графику. Известно, что при увеличении тепловой нагрузки у теплофикационных турбин расход пара в конденсатор уменьшается, а поток рециркуляции основного конденсата (ПРК) возрастает [2], что необходимо для надежной работы системы концевых уплотнений паровой турбины. Проведенные исследования показали, что потери теплоты с ПРК для теплофикационных турбин мощностью 50...100 МВт составляют ориентировочно 12...25 ГДж/ч [3]. Поэтому эффективность работы теплофикационных турбин можно повысить за счет сокращения этих потерь.

В качестве одного из возможного способа утилизации теплоты с ПРК теплофикационных турбин Т-250/300-240 рассмотрим подогрев природного газа перед детандер-генераторным агрегатом (ДГА) Минской ТЭЦ-4 (см. рис.). Новый подогреватель природного газа может выполнять функцию, как основного подогревателя, так и подогревателя первой ступени, что определяется температурой ПРК турбины Т-250/300-240.

Влияние ДГА на тепловую экономичность ТЭЦ в основном зависит от организации подогрева природного газа перед ним [4]. Очевидно, что чем больше доля низкопотенциальной энергии на эти цели, тем выше энергетическая эффективность подогрева [5]. В работе [5] говорится о том, что существующая схема ДГА Минской ТЭЦ-4 обладает недостатком: подогрев природного газа до температуры около 60 °С осуществляется промежуточным теплоносителем, который нагревается паром давлением 1,30 МПа из коллектора собственных нужд (КСН-1,3 МПа). В то же время среднесуточная температура основного конденсата турбины Т-250/300-240 за ПНД-1 и ПРК в отопительный период составляет $t_{\text{пнд}} = 63,9$ °С. Если использовать ПРК для подогрева природного газа перед ДГУ, «вытесняемый» пар КСН-1,3 МПа будет продолжать совершать работу в турбине и выработает дополнительную электроэнергию при постоянном расходе теплоты на турбину. При поддержании электрической мощности турбины на неизменном уровне, «вытесняемый» пар КСН-1,3 МПа сократит расход теплоты на неё.

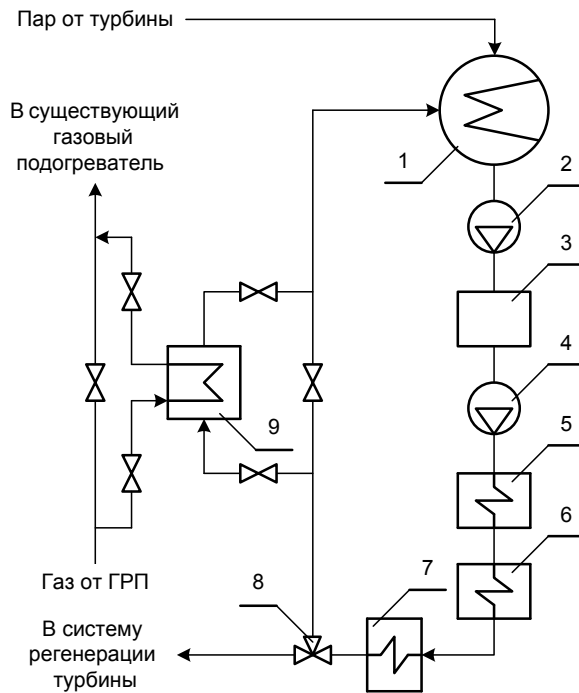


Рисунок. Схема подогрева природного газа перед ДГА Минской ТЭЦ-4 потоком конденсата рециркуляции турбины Т-250/300-240.

1-конденсатор турбины Т-250/300-240; 2-конденсатный насос 1-го подъема; 3-блочная обессоливающая установка; 4- конденсатный насос 2-го подъема; 5-охладитель эжекторов; 6-охладитель уплотнений; 7-ПНД-1; 8-трехходовой клапан; 9-новый подогреватель природного газа.

На Минской ТЭЦ-4 КСН-1,3 МПа подключен к производственному отбору турбоагрегата ПТ-60-130/13 и к РУ 40/13. Когда турбина ПТ-60-130/13 находится в работе, КСН-1,3 МПа питается непосредственно из её производственного отбора. Если турбина ПТ-60-130/13 выводится в ремонт, резерв и т.п., то КСН-1,3 МПа питается из трубопровода «холодного» промежуточного перегрева пара турбоагрегата Т-250/300-240 через РУ 40/13. Поэтому сравнительный анализ выполнялся для следующих режимов работы оборудования.

Режим 1. Пар из коллектора собственных нужд совершает работу в турбине ПТ-60-130/13 до теплофикационного отбора при постоянном вентиляционном пропуске пара в конденсатор $D_{пк} = const$.

Режим 2. Пар из коллектора собственных нужд совершает работу в турбине Т-250/300-240 до теплофикационного отбора при $D_{пк} = const$.

Режим 3. Пар из коллектора собственных нужд совершает работу в турбине Т-250/300-240 до теплофикационного отбора при неизменной электрической мощности $N_э = const$.

Дополнительно были приняты следующие условия:

- турбина работает в теплофикационном режиме с $D_{пк} = 60$ т/ч;
- расход основного конденсата соответствует минимально допустимому значению, при котором обеспечивается надежная работа конденсационной установки и ПНД-1 $D_{ок} = 250$ т/ч. Конденсационная установка включает в себя основной эжектор, эжектор уплотнений, конденсатные насосы и трубопроводы с необходимой арматурой [2];

- расход прочих пароводяных потоков, поступающих в конденсатор составляет $D_{рк} = 20$ т/ч;

- температура основного конденсата за ПНД-1 и ПРК равна $t_{пнд} = 63,9$ °С;

- температура природного газа перед ДГА равна $t_{\text{дга}} = 57,5$ °С, что соответствует среднему значению для УДЭУ №1 за отопительный период 2008 г;
- в работе находится один ДГА, электрическая мощность которого составляет $N_{\text{дга}} = 1823,7$ кВт, что соответствует среднему значению УДЭУ №1 за отопительный период 2008 г.

Очевидно, что предложенный способ подогрева природного газа перед ДГА приведет к изменению тепловых потоков в системе регенерации турбоустановок ПТ-60-130/13 и Т-250/300-240. Данные преобразования наиболее просто оценить с помощью коэффициентов изменения мощности и ценности теплоты, определенных по методике, изложенной в [6]. Принималось, что исходные параметры пара в камерах отбора для турбины Т-250/300-240 соответствуют значениям, вычисленным на номинальном режиме работы [7]. В качестве замыкающей КЭС рассматривалась Лукомльская ГРЭС с удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии $b_{\text{э}}=320$ г у.т./кВт·ч. Сравнительный анализ проводился для отопительного периода г. Минска, продолжительность которого составляет 202 суток [8].

При организации подогрева природного газа перед ДГА по схеме, представленной на рисунке, уменьшается температура ПРК, поступающего в конденсатор. В результате, для поддержания вакуума в конденсаторе, сократится расход циркуляционной воды и снизится мощность циркуляционных насосов. Однако возрастет мощность, потребляемая конденсатными насосами 2-го подъема, из-за необходимости прокачки воды по вновь смонтированной трубопроводной системе и через новый подогреватель природного газа. В расчётах указанными факторами пренебрегли. Результаты расчётов годовой системной экономии топлива для указанных режимов работы оборудования Минской ТЭЦ-4 представлены в таблице.

Таблица. Результаты расчётов годовой системной экономии топлива

Работа оборудования	$\Delta B_{\text{сист}}$, т у.т.
Режим 1	2680
Режим 2	2980
Режим 3	2870

Полученные результаты расчёта годовой системной экономии топлива говорят о возможности внедрения предложенного способа подогрева природного газа перед ДГА Минской ТЭЦ-4. Причём это энергоэффективное мероприятие может рассматриваться и как общесистемное, и как внутростанционное. Однако рекомендовать к применению данный способ подогрева природного газа, можно только после проведения детальных расчётов работы оборудования Минской ТЭЦ-4 на характерных режимах определенных в ходе эксплуатации, а так же после проведения экономического обоснования. К сожалению, информация по режимам работы оборудования Минской ТЭЦ-4 у авторов статьи отсутствует.

Выводы

На основании проведенного теоретического исследования, можно сделать следующие выводы:

1. На сегодняшний день существуют резервы повышения экономичности теплофикационных паротурбинных установок, которые необходимо максимально использовать.

2. Предлагаемый способ подогрева природного газа перед одним из ДГУ Минской ТЭЦ-4 позволяет достигнуть годовой системной экономии топлива на уровне 2840 т у.т.

3. Для окончательной оценки эффективности предложенного мероприятия необходимо произвести расчёт работы оборудования Минской ТЭЦ-4 на характерных режимах определённых в ходе эксплуатации, а так же выполнить экономическое обоснование.

Литература

1. Жарков С.В., О перспективах оборудования отопительных ТЭЦ в России // Газотурбинные технологии.— 2007.— №1.— С. 12–17.
2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / Под ред. Д.П.Бузина. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
3. Гуторов В. Ф., Симою Л. Л., Эфрос Е. И., Панферов С. И. Направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин // Теплоэнергетика.— 2000.— №12.— С. 29–34.
4. Агабабов В.С. Основные особенности применения детандер-генераторных агрегатов на ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка.— 2002.— №3.— С. 27–29.
5. Шкода А., Шкода В. Повышение эффективности подогрева природного газа перед ДГА и энергетическими котлами на ТЭЦ // Энергетика и ТЭК.— 2008.— №6.— С. 26, 43–44.
6. Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.
7. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
8. СНБ 2.04.05 – 2000 Строительная климатология.