

УДК 621.165

А. Л. Шубенко^{*}, чл.-кор. НАН Украины**О. А. Бабенко**^{*}**В. Н. Голощанов**^{*}, канд. техн. наук**Н. В. Лыхвар**^{*}, канд. техн. наук**А. Ю. Козлоков**^{**}

^{*} Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины
(г. Харьков, e-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua)

^{**} ПАО «Харьковская ТЭЦ-5»

(с. Подворки, Дергачевский р-н, Харьковская обл.)

РАБОТА ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБОУСТАНОВКИ Т-100/120-130 ПРИ НАГРЕВЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ В ПОДОГРЕВАТЕЛЕ ВЕРХНЕЙ СТУПЕНИ

При возникновении нештатной ситуации или плановом ремонте предложен способ работы теплофикационной турбоустановки Т-100/120-130 с одним верхним сетевым подогревателем. Представлены результаты расчетных исследований тепловых и электрических нагрузок энергоблоков № 1 и № 2 ПАО «Харьковская ТЭЦ-5» с использованием разработанного в ИПМаш НАН Украины программного комплекса.

При виникненні нештатної ситуації або плановому ремонті запропоновано спосіб роботи теплофікаційної турбоустановки Т-100/120-130 з одним верхнім мережним підігрівником. Наведені результати розрахункових досліджень теплових та електричних навантажень енергоблоків № 1 та № 2 ПАТ «Харківська ТЕЦ-5» з використанням програмного комплексу, що розроблений в ІПМаш НАН України.

Введение

Основным способом обеспечения температурного графика теплосети является регулирование температуры сетевой воды между подогревателями нижней и верхней ступени на выходе теплофикационной установки [1]. Однако при возникновении нештатной ситуации или плановом ремонте сетевого подогревателя нижней ступени теплофикационная турбоустановка согласно инструкции по эксплуатации должна быть переведена на работу в конденсационный режим. При этом тепловая нагрузка ТЭЦ обеспечивается пиковыми водогрейными котлами с дополнительным расходом топлива.

Предлагаемое решение предполагает работу теплофикационной турбоустановки с одним верхним подогревателем сетевой воды, что позволяет не только обеспечить тепловой энергией потребителя при поддержании основных нормативных показателей работы турбины, а в отдельных случаях получить дополнительно прирост электрической мощности. Поэтому представляет интерес проанализировать показатели турбоустановки при реализации такой схемы.

Данный подход может быть использован при эксплуатации действующих теплофикационных турбоустановок с отбором пара на подогреватели сетевой воды типа Т-50/60-130, Т-100/120-130, Т-180/210-130 и Т-250/300-240. При этом незначительные конструктивные изменения в схеме сетевых подогревателей могут быть выполнены как во время их модернизации или планового ремонта, так и во время кратковременного останова блока.

Основная часть

На рис. 1 представлены принципиальные схемы подключения сетевых подогревателей к теплофикационной турбоустановке Т-100/120-130 (а) – действующая, б) – предлагаемая). В штатном режиме турбоустановка работает с использованием сетевых подогревателей нижней и верхней ступеней ПС-1 и ПС-2 (рис.1а), через которые сетевая вода пропускается последовательно, а тепловая нагрузка распределяется между ними поровну. Нагрев сетевой воды производится паром из нижнего отбора (I), имеющим давление p_n , и из верхнего отбора (II) с давлением p_v , поступающим в подогреватели по паропроводам, подсоединенным к цилиндру среднего давления (ЦСД) [1]. При одновременной выработке тепловой и электрической энергии указанное распределение тепловой и электрической нагрузок турбины с учетом температурного графика теплосети приводит к нерациональному использованию тепла в турбоустановке и недовыработке электрической энергии, особенно в нештатных ситуациях и периодах проведения плановых ремонтных работ, связанных с отключением сетевого подогревателя нижней ступени.

В предлагаемом варианте работы теплофикационной установки (см. рис. 1, б) для отключения подогревателя нижней ступени по пару и сетевой воде в теплофикационном узле турбины дополнительно устанавливают на паропроводе нижней ступени, соединяющем нижний отбор (I) с сетевым подогревателем ПС-1, задвижку 1, отсоединяющую подогреватель, и водяные задвижки 2 и 3 для направления сетевой воды в подогреватель верхней ступени ПС-2, минуя (в обход) подогреватель нижней ступени ПС-1. Для нагрева сетевой воды в одном подогревателе верхней ступени необходимо отключить с помощью задвижек 2 и 4 подогреватель нижней ступени ПС-1. При этом сетевая вода обратной магистрали насосом 5 по части байпасного трубопровода через открытую задвижку 6, перемычки с задвижками 7 и 8 при закрытой задвижке 3 части байпасного трубопровода подается в подогреватель ПС-2. В подогревателе паром из верхнего отбора (II) ЦСД, подаваемым по паропроводу с открытой задвижкой 9, сетевая вода нагревается до необходимой температуры t_1 , которая определяется температурой наружного воздуха $t_{нв}$. Через открытую задвижку 10 сетевая вода требуемой температуры поступает в прямую магистраль теплосети.

Регулирование температуры t_1 сетевой воды производится поворотными диафрагмами 11 цилиндра низкого давления (ЦНД) и паровой задвижкой 9 на паропроводе, соеди-

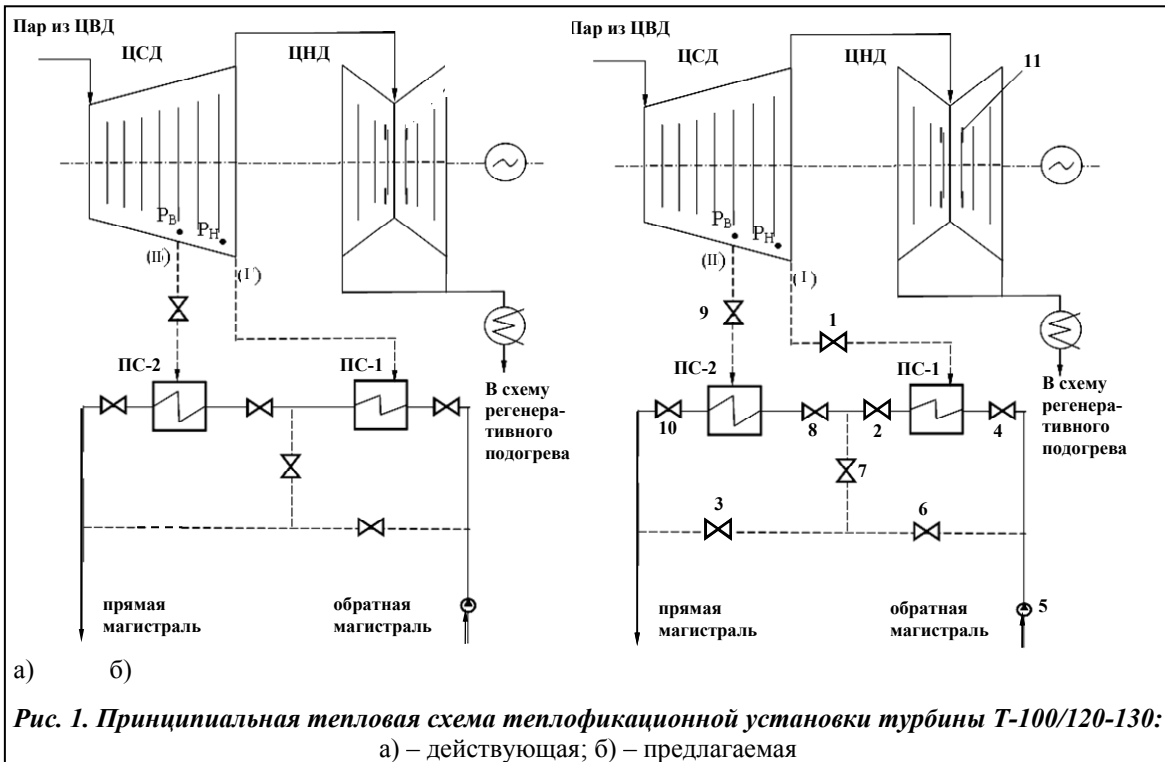


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема теплофикационной установки турбины Т-100/120-130: а) – действующая; б) – предлагаемая

няющем камеру верхнего отбора (II) ЦСД и подогреватель сетевой воды ПС-2. Это позволяет исключить недогревы и перегревы сетевой воды на выходе теплофикационной установки и обеспечить работу турбоустановки без дополнительных затрат.

Для определения режимов работы подогревателя ПС-2 выполнено расчетное исследование тепловых и электрических нагрузок турбины Т-100/120-130 с помощью разработанного в Институте проблем машиностроения НАН Украины программного компьютерного комплекса [2, 3].

В процессе исследования изменялись режимные параметры: расход свежего пара на входе в турбину и расход сетевой воды на подогреватели. Тепловая нагрузка турбины менялась в широком диапазоне, соответствующем техническим характеристикам теплофикационной турбоустановки Т-100/120-130 и сетевых подогревателей. Температура наружного воздуха изменялась от -11 до 10 °С для отопительного периода и в диапазоне от 10 до 30 °С для режима горячего водоснабжения. При этом диапазон -11 °С $\leq t_{\text{нв}} \leq 10$ °С соответствует температурному графику теплосети $150/70$ °С [4].

Изменение мощности турбоустановки Т-100/120-130 в зависимости от температуры наружного воздуха при различных расходах сетевой воды $G_{\text{св}}$ приведено на рис. 2. Изменение мощности турбоустановки N_T рассмотрено для двух вариантов подключения сетевых подогревателей: штатного с двумя подогревателями сетевой воды ($\bar{Q}_{\text{T1}} = 0,5$) и предлагаемого – с одним подогревателем верхней ступени ($\bar{Q}_{\text{T1}} = 0$) в широком диапазоне изменения расхода сетевой воды.

Так, в области расхода сетевой воды $G_{\text{св}} \approx 4000$ т/ч и в диапазоне изменения температуры наружного воздуха от 2 до 10 °С и выше наблюдается увеличение мощности турбины при использовании только подогревателя верхней ступени (область $\Delta N_T > 0$), т.е. мощность турбоустановки N_T при работе только ПС-2 превышает мощность, получаемую при штатном варианте использования двух подогревателей сетевой воды (ПС-1 и ПС-2).

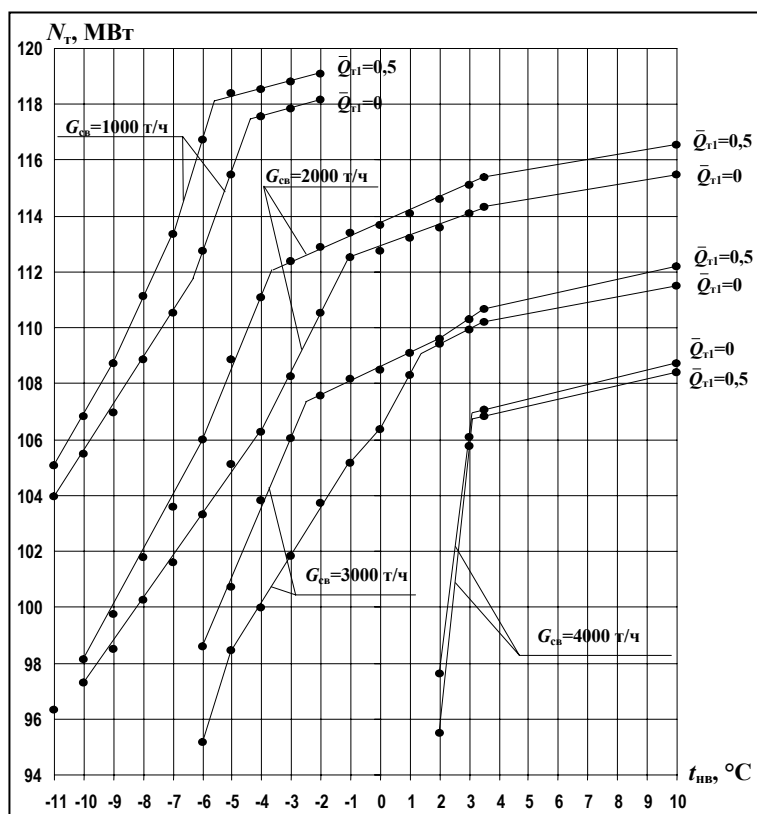


Рис. 2. Изменение мощности турбоустановки Т-100/120-130 при работе с одним включенным подогревателем верхней ступени ПС-2 ($\bar{Q}_{\text{T1}} = 0$) и при работе с двумя подогревателями ПС-1 и ПС-2 при равном распределении между ними тепловой нагрузки ($\bar{Q}_{\text{T1}} = 0,5$)

В интервале изменения температуры от -11 до 2 °С при $G_{\text{св}} < 4000$ т/ч целесообразным является перевод турбоустановки в теплофикационный режим вместо конденсационного, хотя теплофикационный режим работы турбоустановки при включенном подогревателе ПС-2 обеспечивает несколько меньшую электрическую мощность, чем работа турбоустановки в штатном режиме с двумя сетевыми подогревателями при $\bar{Q}_{\text{T1}} = 0,5$.

На рис. 3 показаны разности мощности турбоустановки

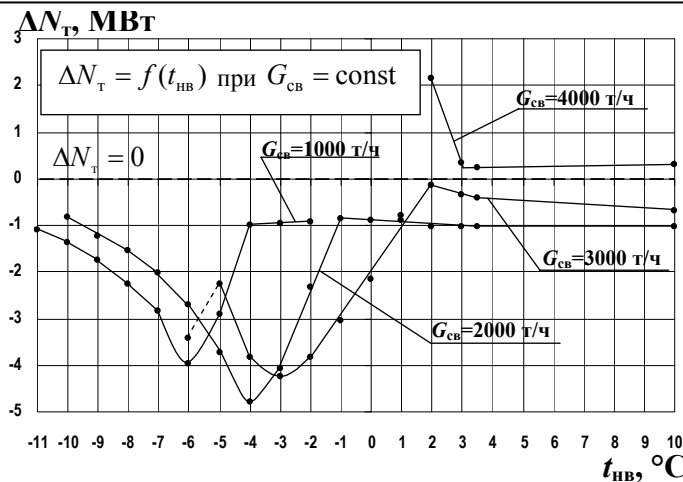


Рис. 3. Изменение мощности турбоустановки Т-100/120-130 при работе с одним подогревателем верхней ступени ($\bar{Q}_{т1} = 0$) по сравнению со штатным вариантом работы подогревателей ($\bar{Q}_{т1} = 0,5$)

новки ΔN_T , получаемой при работе с одним подогревателем верхней ступени (ПС-2) $N_{\bar{Q}_{т1}=0}$, и при штатном режиме работы с двумя сетевыми подогревателями (ПС-1 и ПС-2) $N_{\bar{Q}_{т1}=0,5}$,

$$\Delta N_T = N_{\bar{Q}_{т1}=0} - N_{\bar{Q}_{т1}=0,5}$$

Указанное превышение мощности в первом случае ($\bar{Q}_{т1} = 0$) по отношению ко второму ($\bar{Q}_{т1} = 0,5$) при $t_{HB} = 2^\circ\text{C}$ и $G_{CB} = 4000$ т/ч достигает 2,1 МВт, при $t_{HB} = 3,5 \div 10^\circ\text{C}$ и таком же расходе сетевой воды меняется от 0,22 до 0,31 МВт. Минимальные значения ΔN_T составляют:

- при $t_{HB} = -6^\circ\text{C}$, $G_{CB} = 1000$ т/ч $\Delta N_T = -4,0$ МВт;
- при $t_{HB} = -4^\circ\text{C}$, $G_{CB} = 2000$ т/ч $\Delta N_T = -4,7$ МВт;
- при $t_{HB} = -3^\circ\text{C}$, $G_{CB} = 3000$ т/ч $\Delta N_T = -4,3$ МВт.

Снижение мощности ΔN_T турбины Т-100/120-130 может иметь значения от $-0,1$ до $-4,7$ МВт в зависимости от G_{CB} и t_{HB} .

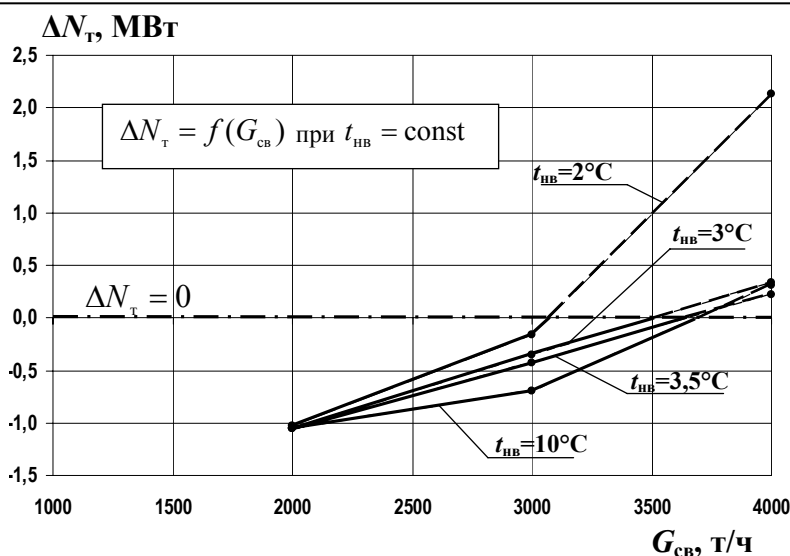
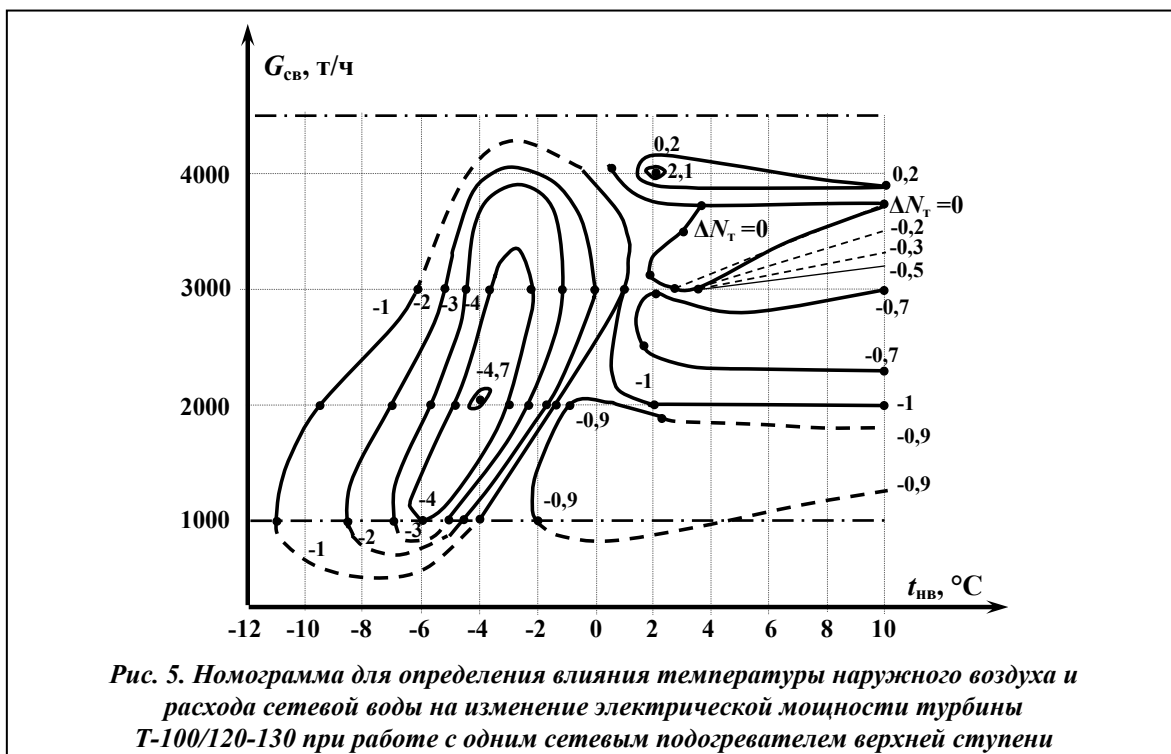


Рис. 4. Приращение мощности турбоустановки в диапазоне изменения расходов сетевой воды 2000÷4000 т/ч с одним сетевым подогревателем верхней ступени

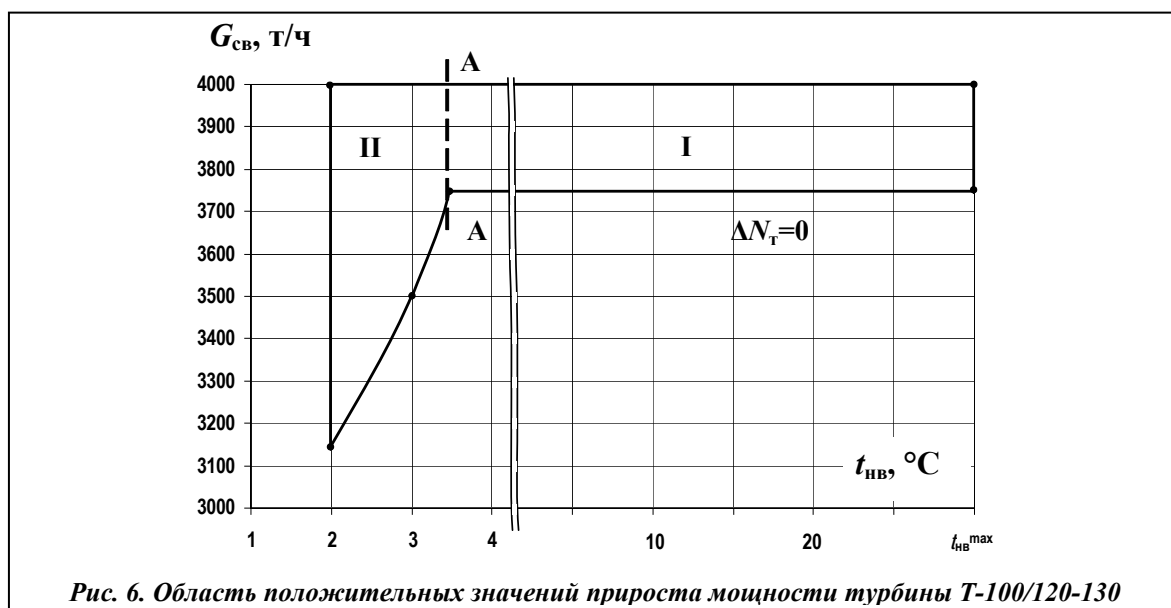


На рис. 4 показано изменение ΔN_T в зависимости от расхода сетевой воды G_{CB} при постоянной температуре наружного воздуха, равной 2; 3; 3,5 и 10 °С.

Как видно из рисунка, для условия $\Delta N_T = 0$ значения G_{CB} составили

- 3150 т/ч при $t_{нв} = 2$ °С;
- 3500 т/ч при $t_{нв} = 3$ °С;
- 3750 т/ч при $t_{нв} = 3,5$ °С;
- 3750 т/ч при $t_{нв} = 10$ °С.

На рис. 5 приведена номограмма для реализации предложенного способа работы теплофикационной турбоустановки Т-100/120-130 с одним сетевым подогревателем верхней ступени с целью оценки значений ΔN_T ($\Delta N_T < 0$, $\Delta N_T = 0$, $\Delta N_T > 0$) при разных значениях расхода сетевой воды и температуры наружного воздуха.



Область интервалов работы турбоустановки с одним верхним подогревателем сетевой воды, в которой возможно получение прироста дополнительной мощности на теплофикационном режиме ($\Delta N_T \geq 0$), приведена на рис. 6.

Область положительных значений ΔN_T целесообразно разделить на две:

область I: $3,75 \leq G_{св}/1000 \leq 4,0$; $3,5 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_{нв} \leq 10 \text{ }^\circ\text{C}$;

область II: $3,15 \leq G_{св}/1000 \leq 4,0$; $2 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_{нв} \leq 3,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Выводы

Таким образом, предлагаемый способ использования подогревателя сетевой воды верхней ступени теплофикационной турбоустановки при невозможности использования сетевого подогревателя нижней ступени позволяет при $G_{св} > 3150$ т/ч и определенных температурах наружного воздуха $t_{нв}$ дополнительно получить приращение мощности турбины, т. е. обеспечить дополнительную выработку электроэнергии теплофикационными турбоустановками типа Т-100/120-130, а в остальном диапазоне изменения расхода сетевой воды от 1000 до 3150 т/ч при $-11 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_{нв} \leq 10 \text{ }^\circ\text{C}$ обеспечить работу турбоустановки в теплофикационном режиме согласно температурному графику при снижении электрической мощности турбины, не превышающей 4,7% от номинальной в наихудшем варианте ($G_{св} = 2000$ т/ч, $t_{нв} = -4 \text{ }^\circ\text{C}$).

При использовании подогревателя верхней ступени дополнительно выработанная электроэнергия без увеличения расхода топлива за отопительный сезон составляет 1212 МВт·ч. Полученный прирост электроэнергии эквивалентен экономии природного газа на ТЭЦ за отопительный сезон в объеме 360,2 тыс. м³.

Литература

1. *Трухний А. Д.* Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. – М.: Издат. дом Моск. энерг. ин-та, 2006. – 540 с.
2. *Лыхвар Н. В.* Гибкие математические модели энергоустановок для оптимизации режимов ТЭЦ / Н. В. Лыхвар // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: Сб. науч. тр. ИПМаш НАН Украины. – Харьков, 2003. – С. 413–419.
3. *Бабенко О. А.* Гибкие математические модели для совершенствования режимов отпуска теплоты теплофикационными блоками ТЭЦ / О. А. Бабенко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 10 (92). – С. 36–40.
4. *Шубенко А. Л.* Повышение экономичности теплофикационных турбин теплоэлектроцентралей на основе математической модели энергоустановки / А. Л. Шубенко, Н. В. Лыхвар, О. А. Зализняк // Энергетика и электрификация. – 2007. – № 6. – С. 19–25.

Поступила в редакцию
27.10.12