

УДК 621.165; 621.311.22

**Бабенко Ольга Анатоліївна**, канд. техн. наук, старш. наук. співроб. Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України, м. Харків, Україна. Вул. Дм. Пожарського, 2/10, м. Харків, Україна, 61046. Тел. +38-057-349-47-42. E-mail: [ola\\_babenko@mail.ru](mailto:ola_babenko@mail.ru) ([orcid.org/0000-0002-7587-8470](https://orcid.org/0000-0002-7587-8470))

### РАЦИОНАЛЬНІ РЕЖИМИ ВІДПУСКУ ТЕПЛОТИ ВІД ТЕПЛОФІКАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ ТУРБИНИ Т-100/120-130

*Розглянуто задачу енергозбереження на теплофікаційних блоках ТЕЦ за рахунок вибору раціональних способів включення підігрівачів сітрової води нижнього та верхнього ступенів в широкому діапазоні зміни їх режимів експлуатації.*

**Ключові слова:** енергозбереження, парова турбіна, теплофікаційна установка, сітвовий підігрівач, режим експлуатації.

**Бабенко Ольга Анатольевна**, канд. техн. наук, ст. науч. сотр. Институт проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины, г. Харьков, Украина. Ул. Дм. Пожарского, 2/10, г. Харьков, Украина, 61046. Тел. +38-057-349-47-42. E-mail: [ola\\_babenko@mail.ru](mailto:ola_babenko@mail.ru) ([orcid.org/0000-0002-7587-8470](https://orcid.org/0000-0002-7587-8470))

### РАЦИОНАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ ОТ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ ТУРБИНЫ Т-100/120-130

*Рассмотрена задача энергосбережения на теплофикационных блоках ТЭЦ за счет выбора рациональных способов включения подогревателей сетевой воды нижней и верхней ступеней в широком диапазоне изменения их режимов эксплуатации.*

**Ключевые слова:** энергосбережение, паровая турбина, теплофикационная установка, сетевой подогреватель, режим эксплуатации.

**Babenko Olga Anatolevna**, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, Institute of Problems of Mechanical Engineering National Academy of Science of Ukraine, Kharkov, Ukraine. *Pozharskogo st., 2/10, Kharkov, Ukraine, 61046.* Tel. +38-057-349-47-42. E-mail: [ola\\_babenko@mail.ru](mailto:ola_babenko@mail.ru) ([orcid.org/0000-0002-7587-8470](https://orcid.org/0000-0002-7587-8470))

### RATIONAL MODES OF HEAT TEMPERING FROM HEATING PLANT OF THE TURBINE T-100/120-130

*The problem of energy efficiency in heat power station cogeneration blocks due to the choice of rational ways to integrate network water heaters the lower and upper stages of a wide range of changes in their operating modes is considered.*

**Keywords:** energy saving, steam turbine, heating plant, network heater, operating mode.

#### Введение

В условиях Объединенной энергосистемы Украины, энергорынка, обеспечения тепловой энергией города, несколько изменились приоритеты и на первое место вышли задачи энергосбережения. Поскольку крупные ТЭЦ Украины в качестве основного топлива используют дефицитный природный газ, задача энергосбережения трансформируется в задачу снижения его потребления при обеспечении тепловой нагрузки, задаваемой теплосетью города и, соответственно, в задачу определения условий, при которых может быть выработана дополнительно электрическая энергия, поступающая в энергосеть.

Режимы эксплуатации и способы включения теплофикационных установок турбин ТЭЦ крупных городов регламентированы инструкциями и не являются оптимальными [1, 2]. Работа энергоблока при изменении внешних погодных условий (температуры наружного воздуха), выполняемая в соответствии с температурным графиком, не всегда реализуется из-за несогласования тепловой нагрузки и гидравлической устойчивости тепловых сетей. Поэтому представляет интерес провести на основе математического моделирования анализ режимов работы турбоустановки при различных способах включения сетевых подогревателей теплофикационной установки, что позволит выбирать рациональные условия эксплуатации, обеспечивая при задаваемой тепловой нагрузке и изменяющихся на протяжении суток погодных условий экономию топлива.

Для проведения комплексных расчетных исследований рассмотрена теплофикационная

установка (ТФУ) турбины Т-100/120-130 (как более широко применяемой для теплофикации городов) при двух способах ее включения: работа с нижним отопительным отбором при изменении тепловой нагрузки и с двумя отборами пара (включены оба подогревателя сетевой воды). Выбор диапазона применения как первого, так и второго способа по критерию дополнительной мощности является **целью** данного этапа исследования.

Поиск оптимального распределения тепловой нагрузки для теплофикационных турбин Т-100/120-130, установленных на Харьковской ТЭЦ-5, Киевской ТЭЦ-5 и ТЭЦ-6 и других ТЭЦ, выполнен с привлечением разработанного в Институте проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины программно-вычислительного комплекса SCAT [3].

Таким образом, необходимо проанализировать работу теплофикационной двухступенчатой установки на примере турбины Т-100/120-130 Уральского турбинного завода (на ТЭЦ Украины эксплуатируются 6 энергоблоков с турбинами данного типа), рассмотреть режимы работы ТФУ, отвечающие требованиям Инструкции [1], согласно которой распределение тепловой энергии производится поровну между сетевыми подогревателями нижней ПС-1 и верхней ПС-2 ступеней и определить рациональные режимы эксплуатации турбины при работе только сетевого подогревателя нижней ступени [4]. При этом следует учесть, что на режимы эксплуатации турбины и ТФУ значительно влияет температура наружного воздуха и расход сетевой воды.

Расход тепловой энергии при работе теплофикационной турбины определяется температурным графиком, задаваемым Потребителем (в условиях города – «Тепловыми сетями»). Поэтому в качестве исходного задания для анализа работы ТФУ принят температурный график тепловых сетей города Харькова, для которых турбоустановка № 1 или № 2 Харьковской ТЭЦ-5 производит тепловую энергию.

#### Постановка задачи

Для оценки диапазона расчетного исследования и определения суточных изменений параметров пара в турбине, электрической и тепловой нагрузки, условий работы теплофикационной установки выполнена выборка режимных характеристик для блока № 1 мощностью 100 МВт в зимний период эксплуатации, летний период и в межсезонье (после отключения отопительных отборов, либо при относительно небольшой отопительной нагрузке).

Расход сетевой воды определяется техническими данными подогревателей сетевой воды (1000–4500 т/ч) и зависит от количества работающих энергоблоков и потребности в тепловой энергии города.

Для оценки работы теплофикационной установки в сезонные периоды рассмотрено изменение температуры сетевой воды на входе в ПС-1  $t_1$ , температуры между сетевыми подогревателями  $t_1'$  и температуры на выходе из ПС-2  $t_2$ , которые связаны с расходом сетевой воды  $G_{св}$ , проходящей через оба подогревателя последовательно и давлением пара в нижнем  $p_n$  и верхнем  $p_v$  отборах.

Расход сетевой воды и ее температуры на выходе из ТФУ ( $t_2 = t_{пр}$ ) определяются диспетчером тепловых сетей, температура в обратной магистрали ( $t_1 = t_{обр}$ ) измеряется при поступлении сетевой воды на ТЭЦ.

Сопоставление реально получаемых температур сетевой воды на входе в ПС-1 и на выходе из ПС-2 (рис. 1) показывает, что в зимний период при задаваемых расходах из ТФУ выходит сетевая вода с пониженной температурой (область А) по сравнению с требованием температурного графика, несмотря на то, что на входе температура сетевой воды до  $t_{нв} = -2$  °С повышена. Обеспечение требуемой согласно графика отпуска тепла температуры  $t_2$  в диапазоне  $t_{нв} \geq -4$  °С приводит к снижению выработки электроэнергии.

В летний период (область Б, рис. 1) температура сетевой воды на выходе, в основном, превышает на протяжении суток температуру, задаваемую температурным графиком. Вода из обратной магистрали имеет более высокую температуру  $t_1$ .

Последнее свидетельствует о том, что температурный график недостаточно точно учитывает нагрузку горячего водоснабжения региона.

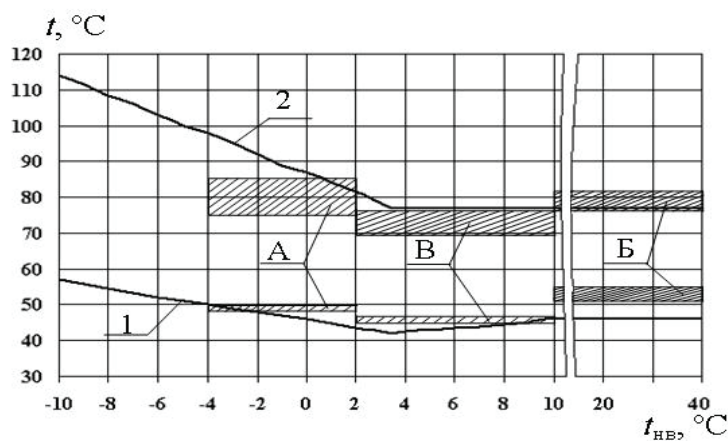


Рис. 1. Реализация температурного графика теплосети г. Харькова при подогреве сетевой воды в паротурбинной установке Т-100/120-130:  
 1 – температура обратной сетевой воды;  
 2 – температура прямой сетевой воды

В межсезонье, в основном, по уровню максимальной нагрузки наблюдается недогрев сетевой воды согласно принятому температурному графику (область В, рис. 1).

Выполненный анализ изменения тепловой нагрузки  $Q_T$  и температур сетевой воды в прямой  $t_{пр}$  и обратной  $t_{обр}$  магистральных свидетельствует о необходимости корректировки в настоящее время температурного графика, связанной с изменениями тепловой нагрузки за счет мероприятий, проводимых населением по утеплению жилых помещений, а также снижению потребления тепла промышленными объектами.

Как отмечалось выше, в практике эксплуатации не определены условия, при которых целесообразно использовать один или два отопительных отбора, а также условия, при которых целесообразно перераспределять тепловую нагрузку между ПС-1 и ПС-2.

В настоящей работе рассмотрены переменные режимы эксплуатации теплофикационной турбины Т-100/120-130 при отпуске тепла от нижнего отбора с помощью ПС-1

$$\bar{Q}_{T1} = Q_{T1}/Q_T = 1,0, \tag{1}$$

что иногда встречается в практике эксплуатации, и отпуске тепла от двух отборов (последовательно включены сетевые подогреватели ПС-1 и ПС-2 при равной тепловой нагрузке)

$$\bar{Q}_{T1} = Q_{T1}/Q_T = 0,5 \text{ или } Q_{T1} = Q_{T2} = 0,5Q_T, \tag{2}$$

где  $Q_{T1}$ ,  $Q_{T2}$  – количество тепла, подводимое в нижнем ПС-1 и верхнем ПС-2 подогревателях сетевой воды;  $Q_T$  – отпускаемое тепло теплофикационной турбиной.

### Результаты исследования

Расчетное исследование выполнено при расходах сетевой воды  $G_{св}$ , равных 1000; 2000; 3000; 4000; 4500 т/ч, в диапазоне изменения температуры наружного воздуха  $t_{нв}$  от -11 до 10 °С (отопительный сезон) и  $t_{нв} > 10$  °С (горячее водоснабжение).

Изменение нагрузки энергоблока производилось за счет изменения расхода свежего пара при постоянном давлении и температуре на входе в турбину. Расход свежего пара для рассматриваемых нагрузок принят следующим:

- $G_0 = 295$  т/ч – нижнее значение регулировочного диапазона турбины;
- $G_0 = 440$  т/ч – номинальный режим работы турбины.

При этом принято ограничение по максимальной электрической мощности турбоустановки, равной 120 МВт, и по температуре прямой сетевой воды.

На рис. 2, 3 приведено изменение электрической мощности и тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха при одноступенчатом подогреве сетевой воды (только в ПС-1, верхний отопительный отбор пара отключен).

При расходах пара  $G_0 = 295$  и 440 т/ч на зависимостях  $N_T = f_1(t_{нв})$  и  $Q_T = f_2(t_{нв})$  наблюдается излом, соответствующий излому  $t_{пр} = f_3(t_{нв})$  температурного графика.

При режиме работы турбины ( $G_0 = 295$  т/ч, рис. 2) летняя тепловая нагрузка может изменяться от 36 до 108 МВт, зимняя – приблизительно от 65 до 114 МВт.

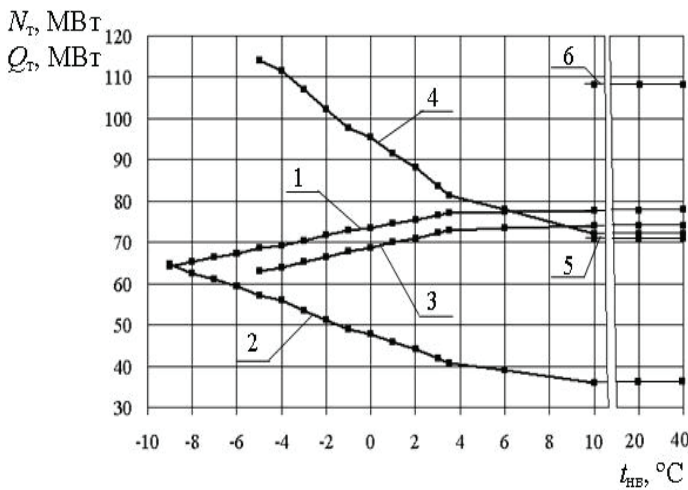


Рис. 2. Характеристики турбины Т-100/120-130 при одноступенчатом подогреве сетевой воды и расходе свежего пара  $G_0 = 295$  т/ч:  
 1, 2 –  $G_{CB} = 1000$  т/ч; 3, 4 –  $G_{CB} = 2000$  т/ч;  
 5, 6 –  $G_{CB} = 3000$  т/ч; 1, 3, 5 –  $N_T$ ; 2, 4, 6 –  $Q_T$

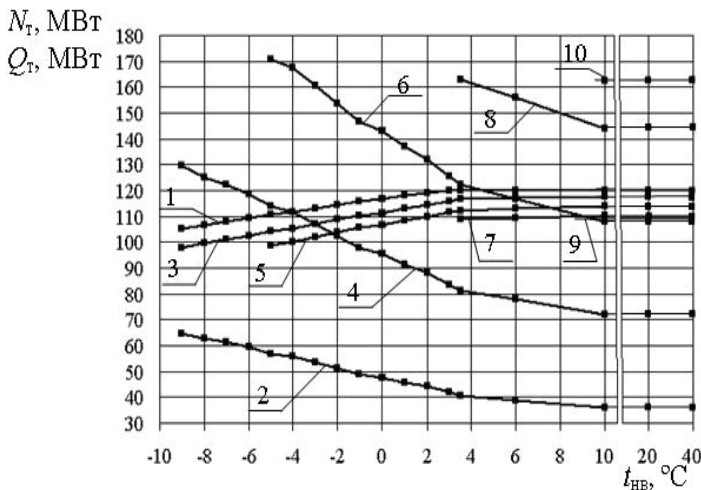


Рис. 3. Характеристики турбины Т-100/120-130 при одноступенчатом подогреве сетевой воды и расходе свежего пара  $G_0^{ном} = 440$  т/ч:  
 1, 2 –  $G_{CB} = 1000$  т/ч; 3, 4 –  $G_{CB} = 2000$  т/ч;  
 5, 6 –  $G_{CB} = 3000$  т/ч; 7, 8 –  $G_{CB} = 4000$  т/ч;  
 9, 10 –  $G_{CB} = 4500$  т/ч;  
 1, 3, 5, 7, 9 –  $N_T$ ; 2, 4, 6, 8, 10 –  $Q_T$

$G_{CB} = 4500$  т/ч снижается до 109 МВт.

В летний период тепловая нагрузка блока при одноступенчатом подогреве сетевой воды изменяется от 36 МВт при  $G_{CB} = 1000$  т/ч до 162 МВт при  $G_{CB} = 4500$  т/ч.

Снижение температуры наружного воздуха  $t_{NB} < 10$  °С приводит к линейному (с изломом) повышению тепловой нагрузки. Максимальная тепловая нагрузка  $Q_T^{max} = 172$  МВт достигается при  $t_{NB} = -5$  °С.

Расчетные исследования характеристик турбоустановки при двухступенчатом подогреве сетевой воды в теплофикационной установке при заданном температурном графике выполнены при одинаковых исходных данных: расход свежего пара  $G_0 = 295$  т/ч и  $G_0^{ном} = 440$  т/ч. Изменение зависимостей электрической  $N_T = f_1(t_{NB})$  и тепловой

При этом режиме энергоблок по тепловой нагрузке в зимний период возможно эксплуатировать от  $-9$  °С при  $G_{CB} = 1000$  т/ч до  $-5$  °С при  $G_{CB} = 2000$  т/ч. При  $G_{CB} = 3000$  т/ч тепловую нагрузку по максимуму целесообразно обеспечивать на одном блоке только в летнее время.

Максимальная электрическая мощность на уровне 77,6 МВт при  $G_{CB} = 1000$  т/ч, 73,4 МВт при  $G_{CB} = 2000$  т/ч и 70,8 МВт при  $G_{CB} = 3000$  т/ч может быть обеспечена при температуре наружного воздуха  $t_{NB} \geq 6$  °С.

При меньшей температуре  $t_{NB}$  наблюдается снижение электрической мощности при  $G_{CB} = 1000$  т/ч до  $N_T = 64,2$  МВт и  $G_{CB} = 2000$  т/ч до  $N_T = 63$  МВт. При  $G_{CB} = 3000$  т/ч и  $t_{NB} < 10$  °С работа ТФУ происходит при существенном недогреве сетевой воды.

Изменение характеристик при номинальном режиме работы турбины (рис. 3) подобно рассмотренному режиму и отличается от него только величинами тепловой и электрической нагрузки и границами влияния расхода сетевой воды. Если на режиме  $G_0 = 295$  т/ч предельным (по необходимому уровню  $t_{обp}$  сетевой воды) был расход  $G_{CB} = 3000$  т/ч, то при номинальном режиме может быть задействован весь допустимый технический диапазон использования расхода сетевой воды (1000 – 4500 т/ч).

При температуре наружного воздуха  $t_{NB} \geq 6$  °С ее дальнейшее увеличение не влияет на изменение  $N_T$ . Снижение  $N_T$  происходит при  $t_{NB} = 3,5$  °С. При расходе сетевой воды  $G_{CB} = 1000$  т/ч турбина обеспечивает максимальную мощность, которая при

$Q_T = f_2(t_{нв})$  нагрузок блока при изменении температуры наружного воздуха  $t_{нв}$  (которая является определяющей для тепловой нагрузки, задаваемой теплосетью города) имеет характер, подобный рассмотренному выше для одноступенчатого подогрева сетевой воды.

Характеристики, приведенные на рис. 4 (для  $G_0 = 295$  т/ч) и рис. 5 (для  $G_0^{ном} = 440$  т/ч), показывают, что изменение качественного характера функций электрической и тепловой нагрузок при различных расходах сетевой воды происходит при  $t_{нв} \approx 10$  °С. При  $t_{нв} > 10$  °С значения  $N_T$  и  $Q_T$  остаются постоянными.

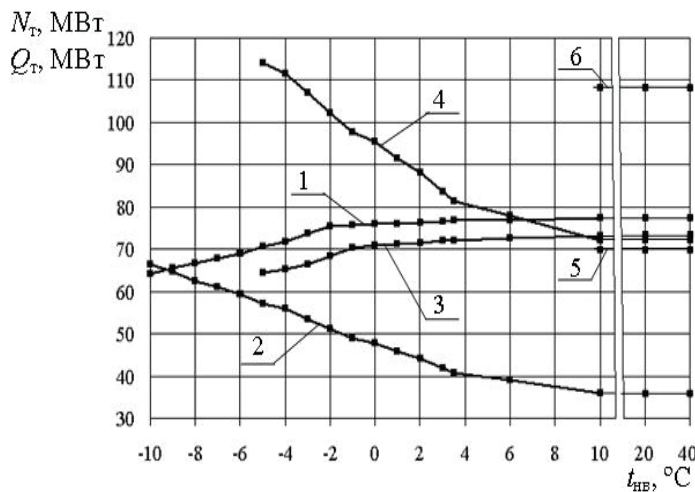


Рис. 4. Характеристики турбины Т-100/120-130 при двухступенчатом подогреве сетевой воды и расходе свежего пара  $G_0 = 295$  т/ч:

1, 2 –  $G_{св} = 1000$  т/ч; 3, 4 –  $G_{св} = 2000$  т/ч;  
5, 6 –  $G_{св} = 3000$  т/ч; 1, 3, 5 –  $N_T$ ; 2, 4, 6 –  $Q_T$

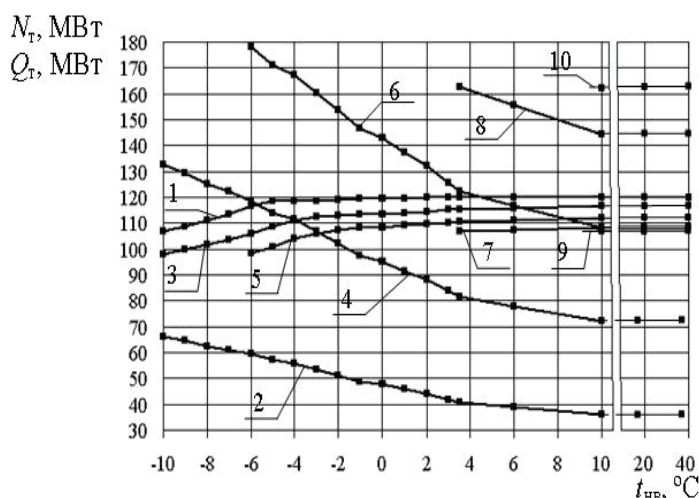


Рис. 5. Характеристика турбины Т-100/120-130 при двухступенчатом подогреве сетевой воды и расходе свежего пара  $G_0^{ном} = 440$  т/ч:

1, 2 –  $G_{св} = 1000$  т/ч; 3, 4 –  $G_{св} = 2000$  т/ч;  
5, 6 –  $G_{св} = 3000$  т/ч; 7, 8 –  $G_{св} = 4000$  т/ч;  
9, 10 –  $G_{св} = 4500$  т/ч;  
1, 3, 5, 7, 9 –  $N_T$ ; 2, 4, 6, 8, 10 –  $Q_T$

значения  $N_T$  и  $Q_T$  остаются постоянными. При расходе сетевой воды  $G_{св} > 3000$  т/ч ее нагрев в сетевых подогревателях до температуры, соответствующей  $t_{пр} = t_1$  сетевого графика, не может быть обеспечен при  $t_{нв} < 10$  °С.

Тепловая нагрузка  $Q_T$  при понижении температуры наружного воздуха ниже 10 °С при расходах сетевой воды 1000 и 2000 т/ч увеличивается и соответствует температурному графику вплоть до  $t_{нв} = -10$  °С при  $G_{св} = 1000$  т/ч и  $t_{нв} = -5$  °С при  $G_{св} = 2000$  т/ч (рис. 4). На данном режиме работы турбины Т-100/120-130 при сетевом расходе  $G_{св} = 3000$  т/ч температура на выходе из ТФУ согласно заданному температурному графику может быть выполнена при  $t_{нв} \geq 10$  °С.

Подобный характер изменения  $N_T$  и  $Q_T$  наблюдается и для номинального режима турбины (рис. 5) в диапазоне температур наружного воздуха от -12 до 40 °С. Характерное изменение электрической  $N_T$  и тепловой  $Q_T$  нагрузок также наблюдается при  $t_{нв} = 10$  °С, их постоянные величины при  $t_{нв} > 10$  °С и линейное (с изломом) изменение при  $t_{нв} < 10$  °С.

При линейном (в разном темпе в зависимости от расхода сетевой воды) увеличении  $Q_T$  происходит снижение  $N_T$  с изломом зависимости  $N_T = f_1(t_{нв})$  для расхода сетевой воды  $G_{св} = 1000$  т/ч при  $t_{нв} = -5$  °С (рис. 5),  $G_{св} = 2000$  т/ч при  $t_{нв} = -3$  °С и при  $t_{нв} = 2$  °С для  $G_{св} = 3000$  т/ч. Увеличение расхода сетевой воды  $G_{св} = 4000$  т/ч приводит к сокращению

диапазона  $t_{нв}$  при обеспечении  $t_{пр} = t_2$  температурного графика. Его можно обеспечить при данной тепловой нагрузке, начиная от  $t_{нв} = 3,5$  °С (линия 8, рис. 5). При максимальном для ПС-1 и ПС-2 расходе сетевой воды  $G_{св} = 4500$  т/ч обеспечить требуемую температуру  $t_{пр} = t_2$  можно только при  $t_{нв} \geq 10$  °С (линия 10, рис. 5).

Таким образом, выполненные исследования позволяют провести оценку мощности турбины при различной тепловой нагрузке, зависящей от температуры наружного воздуха и определяемой структурой потребителей, подключенных к тепловой сети.

Условия эксплуатации турбины с одним или двумя включенными теплофикационными отборами соответствуют тому, что через две ступени ЦСД, расположенные между верхним и нижним отборами, проходит увеличенный или уменьшенный расход пара и, как следствие, эти ступени вырабатывают большую или меньшую мощность, передаваемую на валопровод к генератору. Поэтому целесообразно выполнить сравнительную оценку мощности, вырабатываемой турбиной в зависимости от температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}}$ , т.е. соответствующей ей тепловой нагрузки согласно температурному графику.

Для оценки эффекта при работе с одним, либо с двумя подогревателями сетевой воды целесообразно рассмотреть разность мощности турбины

$$\Delta N_T^0 = N_T^0 - N_T^{\text{д}}, \quad (3)$$

где  $\Delta N_T^0$  – прирост мощности при работе теплофикационной турбоустановки с одним нижним сетевым подогревателем ПС-1, МВт;  $N_T^0$  – мощность, вырабатываемая при одноступенчатом подогреве сетевой воды, МВт;  $N_T^{\text{д}}$  – мощность, вырабатываемая при двухступенчатом подогреве сетевой воды и равном распределении тепловой нагрузки между подогревателями ПС-1 и ПС-2, МВт.

На рис. 6 приведено изменение этой разности для режима работы турбины  $G_0 = 295$  т/ч при разных расходах сетевой воды. Видно, что при температуре наружного воздуха  $t_{\text{нв}} \geq 6$  °С

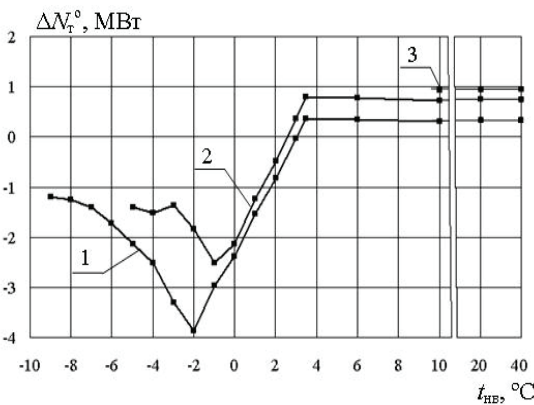


Рис. 6. Разность мощностей турбины при работе с одноступенчатым и двухступенчатым подогревом сетевой воды на режиме  $G_0 = 295$  т/ч:

- 1 –  $G_{\text{св}} = 1000$  т/ч, 2 –  $G_{\text{св}} = 2000$  т/ч,
- 3 –  $G_{\text{св}} = 3000$  т/ч

и  $G_{\text{св}} = 1000$  т/ч мощность турбины при одноступенчатом подогреве сетевой воды превышает мощность при двухступенчатом на 0,25 МВт, при  $3,5 \leq t_{\text{нв}} < 6$  °С значение  $\Delta N_T^0$  достигает максимальной величины, равной 0,4 МВт. С увеличением расхода сетевой воды до  $G_{\text{св}} = 2000$  т/ч (зависимость 2, рис. 6) при  $t_{\text{нв}} \geq 6$  °С мощность турбоустановки при одноступенчатом подогреве сетевой воды превысила мощность при двухступенчатом на 0,73 МВт, а максимальное превышение составляет 0,8 МВт при  $t_{\text{нв}} = 3,5$  °С. Нулевое значение  $\Delta N_T^0$  соответствует  $t_{\text{нв}} = 2,5$  °С. Дальнейшее увеличение расхода сетевой воды до  $G_{\text{св}} = 3000$  т/ч при  $t_{\text{нв}} \geq 10$  °С приводит к превышению мощности турбины при одноступенчатом подогреве до 0,9 МВт. При значениях температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}} < 2,5$  °С работа турбины с одноступенчатым подогревом сетевой воды нерациональна и ведет

к потере мощности. Так, для  $G_{\text{св}} = 1000$  т/ч потеря мощности при одноступенчатом подогреве по сравнению с двухступенчатым может составить 3,87 МВт. Эта потеря мощности происходит при  $t_{\text{нв}} = -2$  °С. Для  $G_{\text{св}} = 2000$  т/ч подобная потеря мощности составляет 2,65 МВт при  $t_{\text{нв}} = -0,7$  °С.

Для номинального режима работы турбины (см. рис. 7) превышение мощности при одноступенчатом подогреве воды в диапазоне изменения температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}} > 2$  °С и расходах сетевой воды  $G_{\text{св}} > 1000$  т/ч более существенно. Для расхода  $G_{\text{св}} = 1000$  т/ч при  $t_{\text{нв}} \geq 3$  °С наблюдается нулевой прирост мощности, так как турбина в обоих вариантах (одноступенчатый или двухступенчатый подогрев сетевой воды) работает на максимальной мощности, равной 120 МВт. Максимальный выигрыш в мощности наблюдается при  $t_{\text{нв}} = 3,5$  °С (точка излома температурного графика) и соответствует  $\Delta N_T^0 = 1,25$  МВт для  $G_{\text{св}} = 2000$  т/ч,  $\Delta N_T^0 = 1,7$  МВт для  $G_{\text{св}} = 3000$  т/ч,  $\Delta N_T^0 = 2,15$  МВт для

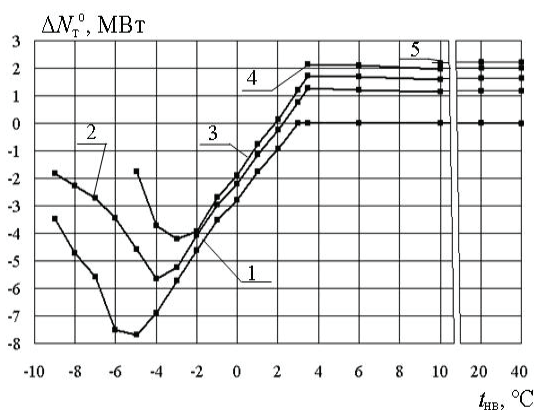


Рис. 7. Разность мощностей турбины при работе с одноступенчатым и двухступенчатым подогревом сетевой воды на номинальном режиме  $G_0^{ном} = 440$  т/ч: 1 –  $G_{св} = 1000$  т/ч, 2 –  $G_{св} = 2000$  т/ч, 3 –  $G_{св} = 3000$  т/ч, 4 –  $G_{св} = 4000$  т/ч, 5 –  $G_{св} = 4500$  т/ч

составить 0,25 – 2,15 МВт. При  $t_{нв} < 2$  °C работа с одним нижним теплофикационным отбором становится нерациональной. Увеличение потерь электроэнергии (мощности турбины) происходит при уменьшенных расходах сетевой воды, достигая наибольшей величины 7,7 МВт при  $G_{св} = 1000$  т/ч и  $G_0^{ном} = 440$  т/ч.

Результаты исследования позволяют более достоверно определять параметры регулирования, определяющие тепловую нагрузку – давление в нижнем отборе и давление в конденсаторе при наблюдаемой температуре наружного воздуха. В исследованном диапазоне температур наружного воздуха от -12 до 40 °C, по-видимому, следует ориентироваться не на температурный график, как принято, а на задаваемые тепловым потребителем параметры: на расход сетевой воды и ее температуру в прямой магистрали. При этом необходимо выбирать рациональные условия работы ТЭЦ, учитывая разбивку нагрузки между ее энергоблоками.

**Список использованной литературы:**

1. Инструкция по эксплуатации паровой турбины Т-100/120-130. – Х.: Харьковская ТЭЦ-5, 1989. – 121 с.
2. Трухний, А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки [Текст] / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 540 с.
3. Бабенко, О.А. Гибкие математические модели для совершенствования режимов отпуска теплоты теплофикационными блоками ТЭЦ [Текст] / О. А. Бабенко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 10(92). – С. 36–40.
4. Рациональное распределение тепловой нагрузки в теплофикационной установке турбины Т-100/120-130 [Текст] / А. Л. Шубенко, О. А. Бабенко, В. Н. Голощапов, А. Ю. Козлоков // Вісник Національного технічного університету “ХПІ”. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Збірник наукових праць № 12(1055). – Харків: НТУ “ХПІ”, 2014. – С. 34–37.

**References:**

1. Instrukcija po jekspluataciji parovoj turbiny T-100/120-130. – H.: Har'kovskaja TJeC-5, 1989. – 121 p.
2. Truhnij, A. D. Teplofikacionnye parovye turbiny i turboustanovki [Tekst] / A. D. Truhnij, B. V. Lomakin. – M.: Izdatel'skij dom MJeI, 2006. – 540 p.
3. Babenko, O. A. Gibkie matematicheskie modeli dlja sovershenstvovaniya rezhimov otpuska teploty teplofikacionnymi blokami TJeC [Tekst] / O.A. Babenko // Jenergoberezenie. Jenergetika. Jenergoaudit. – 2011. – № 10(92). – P. 36–40.
4. Racional'noe raspredelenie teplovoj nagruzki v teplofikacionnoj ustanovke turbiny T-100/120-130 [Tekst] / A. L. Shubenko, O. A. Babenko, V. N. Goloshchapov, A. Ju. Kozlokov // Visnik Nacional'nogo tehnicnogo universitetu “HPI”. Serija: Energetichni ta teplotekhnichni procesi j ustatkuvannja. Zbirnik naukovih prac' № 12(1055). – Harkiv: NTU “HPI”, 2014. – P. 34–37.

$G_{св} = 4000$  т/ч. При  $t_{нв} \geq 6$  °C возможное увеличение мощности составит  $\Delta N_T^0 = 1,05$  МВт для  $G_{св} = 2000$  т/ч,  $\Delta N_T^0 = 1,55$  МВт для  $G_{св} = 3000$  т/ч,  $\Delta N_T^0 = 1,9$  МВт для  $G_{св} = 4000$  т/ч,  $\Delta N_T^0 = 2,15$  МВт для  $G_{св} = 4500$  т/ч. При  $t_{нв} = 2,3$  °C и  $G_{св} = 2000$  т/ч прирост мощности становится равным  $\Delta N_T^0 = 0$ , при  $t_{нв} = 1,9$  °C и  $G_{св} = 3000$  т/ч  $\Delta N_T^0 = 0$ . Диапазон прироста мощности для  $G_{св} = 4500$  т/ч ограничивается температурой  $t_{нв} = 10$  °C, для  $G_{св} = 4000$  т/ч –  $t_{нв} = 3,5$  °C.

**Выводы**

Выполненное расчетное исследование работы теплофикационной турбины Т-100/120-130 в условиях работы с одним или двумя теплофикационными отборами пара показало, что в области положительных температур наружного воздуха  $t_{нв} > 2$  °C при всех расходах сетевой воды  $G_{св}$  целесообразна работа с одним нижним отбором (при отключенном верхнем). При этом дополнительная мощность в области температур наружного воздуха  $t_{нв} \geq 6$  °C может, в зависимости от  $G_{св}$ , т.е. количества отпускаемого в тепловую сеть тепла,

Поступила в редакцию 04.02 2015 г.