

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

УДК 621.165

Н.И. МАМОНТОВ, чл.-корр. Инж. акад. Украины; главный инженер Филиала Харьковское ЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром», г. Харьков
О.М. КОБЦЕВ, начальник бюро, главный конструктор проекта Филиала Харьковское ЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром», г. Харьков
Ю.Т. ВОЕВОДИН, главный специалист Филиала Харьковское ЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром», г. Харьков
Т.Н. ПУГАЧЕВА, старший преподаватель УИПА, г. Харьков

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ СХЕМЫ ДАРНИЦКОЙ ТЭЦ И ВЫБОР НОВОГО ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Харківським ЦКБ «Енергопрогрес» розроблена та рекомендована до впровадження оптимізація теплофікаційної схеми ТЕЦ, в яку входить заміна існуючих трубопроводів мережної води на нові з більшим пропуском води. В обсязі реконструкції ТЕЦ розглядалися варіанти модернізації існуючого основного обладнання та можливі варіанти розширення новим енергетичним обладнанням. На першому етапі реконструкції ТЕЦ виконується технічне переобладнання турбіни ПТ-60-90 ст. № 7, а також маловитратні роботи по теплової схемі ТЕЦ. На другому етапі встановлюється турбоустановка Р-25-1,45, відпрацьована пара якої використовується для цілей теплозабезпечення.

Kharkov Central Design Office «Energoprogress» has developed and recommended to the application the optimization of the HPP extraction scheme, which contains the replacement of the existing piping for the delivery water with new ones for the greater water pass. In the framework of HPP reconstruction modifications of existing main equipment modernization and possible modifications of new power equipment installation were considered. At the first stage of HPP reconstruction technical re-equipment of the turbine ПТ-60-90 (PT-60-90) st. № 7 and also economy-type works by the HPP extraction scheme are provided. At the second stage the turboset P-25-1,45 (R-25-1.45) is installed. The terminal steam of the turboset is used for the providing with heat.

Дарницкая ТЭЦ (г. Киев) сооружалась в две очереди: первая очередь строительства предусматривала сооружение электростанции мощностью 100 МВт (четыре турбины ПТ-25-90 и пять котлов ТП-170), а вторая очередь – мощностью 150 МВт (три турбины ВПТ-50-2).

Введение агрегатов было произведено в 1954–1965 годах. В связи с физическим и моральным износом первых четырех турбин мощностью по 25 МВт они были демонтированы.

Турбины ВПТ-50-2 (ПТ-60-90/13 ЛМЗ) рассчитаны для работы при следующих номинальных параметрах свежего пара:

- абсолютное давление пара перед стопорным клапаном – 8,82 МПа (90 кгс/см²);
- температура пара перед стопорным клапаном – 535 °С;
- номинальное расчетное давление в конденсаторе – 5 кПа (0,05 ата) в отопительный период и 8 кПа (0,08 ата) в летний период;
- максимальный расход свежего пара через стопорный клапан – 110,55 кг/с (398 т/ч);
- номинальный расход охлаждающей циркуляционной воды через конденсатор турбины составляет 8000 м³/ч.

Турбина имеет два регулируемых отбора пара:

- производственный давлением 0,98–1,57 МПа (10–16 ата), предназначенный для внешнего производственного и пикового теплофикационного потребления и для регенеративного подогрева питательной воды. Номинальный расход пара в производственный отбор составляет 43,05 кг/с (155 т/ч) при $P_n = 1,274$ МПа (13 ата), максимальный расход пара – 73,89 кг/с (230 т/ч);
- теплофикационный давлением 0,069–0,245 МПа (0,7–2,5 ата), предназначенный для основного теплофикационного потребления и для регенеративного подогрева конденсата. Номинальный расход пара в теплофикационный отбор составляет 36,11 кг/с (130 т/ч) при $P_n = 0,118$ МПа (1,2 ата), максимальный расход – 44,44 кг/с (160 т/ч).

Для увеличения тепловой мощности и улучшения технико-экономических показателей ТЭЦ ранее была проведена следующая реконструкция котельного и турбинного оборудования:

- котлоагрегаты стационарные №№ 1 и 2 реконструированы на водогрейные;
- котлоагрегаты №№ 3 и 4 реконструированы на выработку пара сниженных параметров 1,3 МПа, 300 °С;
- турбины ПТ-60-90/13 ЛМЗ ст. № 6 и 7 переведены на режим работы с ухудшенным вакуумом и использованием конденсатора для подогрева сетевой воды. При этом удалены рабочие лопатки и диафрагмы последних ступеней;
- турбина ст. № 5 прошла техническое перевооружение с заменой высокотемпературных узлов и деталей: ЦВД, стопорного клапана, ПВД и паропроводов;
- в ЦНД турбины ст. № 5 выполнена реконструкция по увеличению пропуска пара через часть среднего давления и в теплофикационный отбор за счет уменьшения производственного отбора.

ТЭЦ работает по графику тепловых и электрических нагрузок.

Схема тепловых сетей закрытая, двухтрубная; расчетный температурный график 115/58 °С, расход сетевой воды 11250 м³/ч, расчетная тепловая нагрузка 641 Гкал/ч.

В настоящее время по условиям возможностей установленного оборудования отпуск тепла от ТЭЦ производится со срезкой до 95 °С и фактическим отпуском порядка 448 Гкал/ч тепла.

При этом максимальный отпуск тепла от турбинного оборудования составляет 400–410 Гкал/ч и осуществляется следующим образом:

- от конденсаторов ТГ-6 и 7 67 Гкал/ч;
- от теплофикационных отборов турбин ТГ 5, 6 и 7 232 Гкал/ч;
- в том числе на основные сетевые подогреватели..... 190 Гкал/ч;
- от производственных отборов турбин..... 135 Гкал/ч;
- в том числе на пиковые бойлеры 108 Гкал/ч.

Итого выработанная тепловая энергия для целей отопления и горячего водоснабжения (ГВС) от турбин ТГ 5, 6 и 7..... 407 Гкал/ч;

- от пиковых водогрейных котлов (ВК)..... 41 Гкал/ч.

Итого тепловая энергия для целей отопления и ГВС от ТЭЦ 448 Гкал/ч.

При этом электрическая мощность ТЭЦ составляет 180 МВт.

Удельный расход тепла на выработанный кВт·ч 1389,4 ккал/(кВт·ч);

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч.....282,4 г/(кВт·ч).

Принципиальная тепловая схема до реконструкции Дарницкой ТЭЦ приведена на рис. 1.

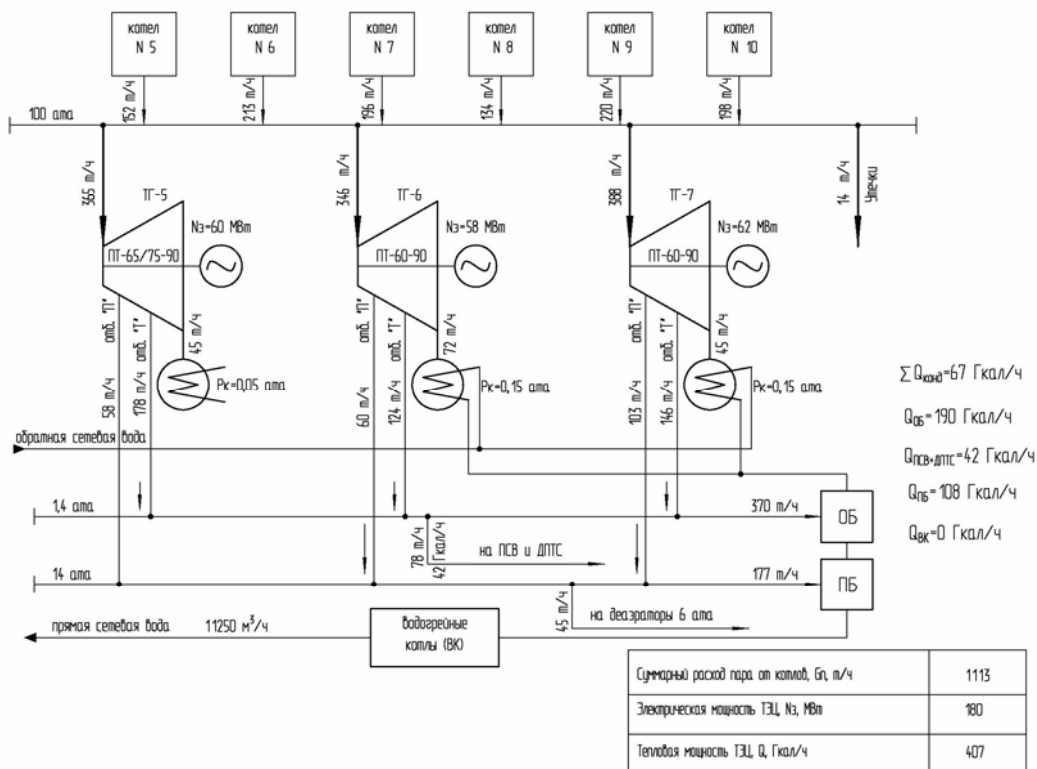
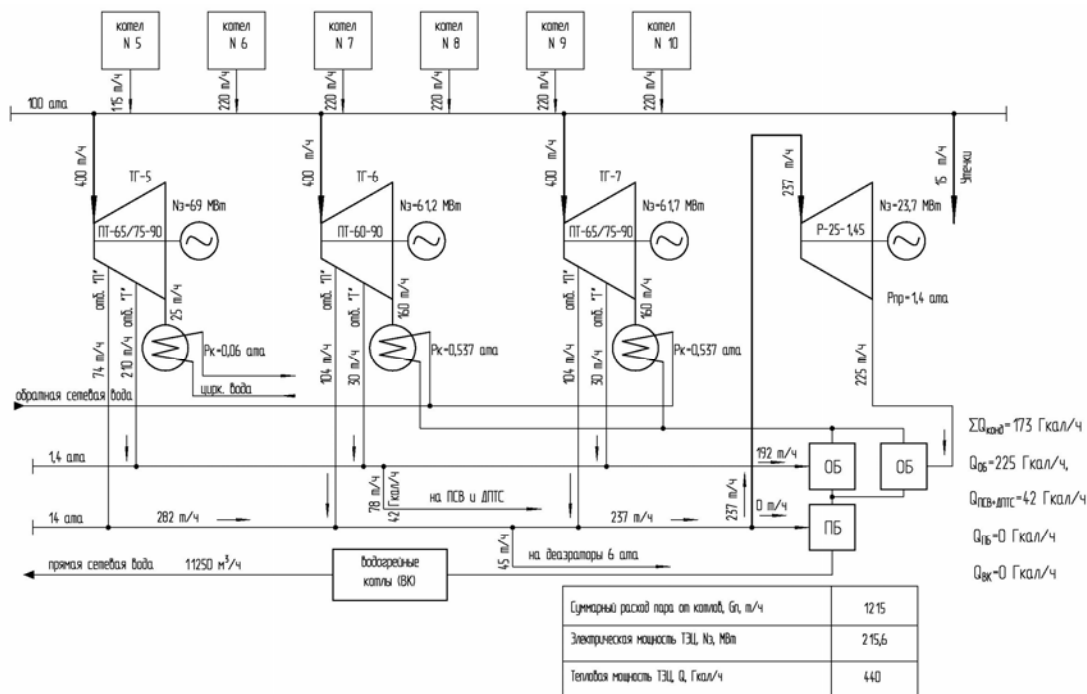


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема до реконструкции Дарницкой ТЭЦ (макс. отопительный режим)



ПСВ – подогреватель сырой воды; ДПТС – деаэрактор подпитки теплосети;
 ОБ – основной бойлер; ПБ – пиковый бойлер

Рис. 2. Принципиальная тепловая схема Дарницкой ТЭС после реконструкции с установкой турбины P-25-1,45 (макс. отопительный режим)

В настоящее время расход пара производственных параметров для внешних потребителей значительно сократился. Фактический расход с учётом собственных нужд составляет 11–22 кг/с (40–80 т/ч).

В связи с этим турбины работают в неэкономичном режиме, а именно:

- расход свежего пара на турбины значительно меньше расчетного, что обуславливает снижение КПД проточной части и электрической мощности ЦВД;
- использование пара из производственного отбора на теплофикацию в пиковых бойлерах приводит к дополнительному снижению электрической мощности турбины.

С целью увеличения отпуска тепла и электрической энергии от ТЭЦ и улучшения экономических показателей рассмотрены возможные варианты реконструкции существующего основного оборудования и расширения ТЭЦ новым энергетическим оборудованием.

1. Варианты установки теплофикационных турбин типа Т-40/55-1,5 или Т-76-90 с конденсационным устройством требуют больших капитальных вложений за счет стоимости как самой турбоустановки, так и необходимости расширения системы технического водоснабжения (строительство новой градирни, циркуловодов, установка циркуляционных насосов и др.).

Срок окупаемости капитальных затрат составляет около 12 лет, что делает варианты нерентабельными.

2. Наиболее целесообразным является вариант установки в здании первой очереди ТЭЦ новой противоаварийной турбоустановки типа Р-25-1,45 с выхлопом на автономную бойлерную установку, выделенную из ныне существующих (рис. 2).

Турбина Р-25-1,45 рассчитана на максимальный расход свежего пара 69–77 кг/с (250–280 т/ч) и имеет параметры противоаварийного давления 0,05–0,15 МПа.

Подача рабочего пара на турбину Р-25-1,45 осуществляется из коллектора 0,98–1,57 МПа (от производственных отборов ТГ-5, 6 и 7). При этом давление на выхлопе турбины Р-25-1,45 в отопительный период соответствует давлению в теплофикационных отборах турбин ПТ-60-90.

В летний период при тепловой нагрузке ГВС на уровне 63 Гкал/ч противоаварийное давление турбины Р-25-1,45 снижается до 50–60 кПа, что приводит к увеличению электрической мощности и повышению экономичности работы ТЭЦ.

Работа ТЭЦ по предложенному варианту позволит максимально использовать паровую мощность котельного оборудования, увеличить электрическую и тепловую мощность ТЭЦ и улучшить технико-экономические показатели электростанции.

Реконструкцию ТЭЦ целесообразно выполнять поэтапно.

На первом этапе следует провести техническое перевооружение турбины ПТ-60-90 ст. № 7 с заменой ЦВД на новый, а также выполнить малозатратные работы по тепловой схеме ТЭЦ.

Увеличение электрической мощности турбины ст. № 7 за счет технического перевооружения составит порядка 500–600 кВт.

На втором этапе предлагается установить турбину Р-25-1,45 с генератором. При этом пар противоаварийного давления (для целей теплоснабжения) от турбины подается на одну из существующих бойлерных установок.

При этом суммарная электрическая мощность ТЭЦ увеличится на 20–25 МВт и составит 215 МВт, максимальная тепловая мощность отпускаемая от турбинного оборудования увеличится до 440 Гкал/ч.

Средний удельный расход топлива за отопительный период на вырабатываемую электроэнергию составит 246,5 г/(кВт·ч).

Ожидаемое увеличение прибыли в течение года (по ценам и тарифам 2009 г.) позволит окупить капитальные затраты за 3–4 года.

Также были рассмотрены режимы работы турбин Дарницкой ТЭЦ с выработкой максимально возможной электрической мощности по конденсационному циклу в летний период и в теплое время отопительного периода.

В настоящее время покрытие существующих летних тепловых нагрузок на ГВС в количестве 63 Гкал/ч осуществляется от ТГ-5 при охлаждении конденсатора циркуляционной водой с удельным расходом условного топлива на выработку электроэнергии 422 г/(кВт·ч).

Оптимизация отпуска тепла от того же оборудования без каких либо реконструкций возможна за счет уменьшения конденсационного расхода пара, покрытия всей тепловой нагрузки из теплофикационного отбора и уменьшения расхода свежего пара на турбину.

При этом удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии может составить 370 г/(кВт·ч). Однако на таком режиме расход пара на турбину должен быть около 83,4 кг/с (300 т/ч), что невозможно по условию максимальной разгрузки котлов, работающих на угле. По этой причине неизбежна излишняя конденсационная мощность, вырабатываемая в летний период и ухудшающая экономические показатели.

Таким образом, установка турбины Р-25-1,45 с возможностью работы в летний период с пониженным противодавлением до 50–60 кПа (0,5–0,6 ата) даст дополнительное увеличение электрической мощности на 3,7–4 МВт и позволит иметь в летний период удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на уровне 370 г/(кВт·ч).

Сравнительные расчеты работы ТЭЦ по конденсационному циклу (с отпуском 63 Гкал/ч тепла на ГВС и максимально возможной выработкой электроэнергии), в вариантах с установкой турбин Т-40/55-1,5 и Р-25-1,45 показали, что электрическая мощность ТЭЦ в летний период может быть увеличена до 263 МВт и 176 МВт соответственно. Однако при этом удельные расходы топлива на выработку электроэнергии составят 439–465 г/(кВт·ч), что значительно выше, чем на крупных пылеугольных ТЭС (таких как Трипольская, Ладыжинская, Змиевская и др.). Также неэкономична выработка конденсационной мощности в теплое время отопительного периода, когда появляется резерв по пару отборов.

В связи с вышеизложенным установка конденсационных турбин на Дарницкой ТЭЦ, а также работа на конденсационном режиме с существующими параметрами свежего пара 90 ата, 535 °С не рекомендуется.

Анализ предлагаемых мероприятий по увеличению покрытия тепловых и электрических нагрузок от основного турбинного оборудования ТЭЦ позволяет сделать следующие выводы:

1. Реконструкцию ТЭЦ целесообразно выполнять поэтапно.
2. На первом этапе в ближайшее время целесообразно провести техническое перевооружение турбины ПТ-60-90 ст. № 7 с заменой ЦВД на новый, а также выполнить малозатратные работы по тепловой схеме ТЭЦ.
3. На втором этапе предлагается установить турбину Р-25-1,45 с генератором. При этом пар противодавления (для целей теплоснабжения) от турбины подается на одну из существующих бойлерных установок.

4. Расчётные основные технико-экономические показатели после реконструкции ТЭЦ:

4.1 Увеличение тепловой мощности турбинного оборудования – 33 Гкал/ч.

4.2 Увеличение электрической мощности ТЭЦ – 35 МВт.

4.3 Снижение удельного расхода условного топлива:

4.3.1 отопительный период – 107,7 г/(кВт·ч);

4.3.2 летний период – 43,4 г/(кВт·ч).

4.4 Срок окупаемости затрат – около 3 лет.

Список литературы: 1. ТС107-013. Анализ тепловой схемы, балансов пара и тепла с выбором оптимального варианта отпуска тепла и технического перевооружения Дарницкой ТЭЦ // филиал ХЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром». – 2009. 2. 41Т292-1320 ПЗ. Разработка рабочей документации по реконструкции турбины ПТ-60-90/13 ст. №5 Дарницкой ТЭЦ с целью увеличения электрической мощности и экономичности турбины путем увеличения пропускной способности ЧСД и расхода пара в теплофикационный отбор // филиал ХЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром». – 2009. 3. 38Т292-1293 ПЗ. Разработка рабочей документации по реконструкции турбины ПТ-60-90/13 ЛМЗ ст. №5 Дарницкой ТЭЦ с целью перевода на режим работы с ухудшенным вакуумом и использованием конденсатора в качестве подогревателя сетевой воды // филиал ХЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром». – 2007. 4. ГКД 34.09.108-98. Розподіл витрати палива на теплових електростанціях на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві. Методика // НДІЕнергетики. – Київ. – 1998.

© Мамонтов Н.И., Кобцев О.М., Воеводин Ю.Т., Пугачева Т.Н., 2010
Поступила в редколлегию 15.02.10