

## Повышение эффективности подогрева сырой воды

Сафронов П. Г., канд. техн. наук

Филиал ОАО «ОГК-3» — «Харанорская ГРЭС», пос. Ясногорск, Забайкальский край

Рассмотрена актуальность применения в современных условиях известного способа повышения эффективности подогрева сырой воды на ТЭС. Проведен эксергетический анализ и на его основе определены сроки окупаемости такого подогрева (на примере Харанорской ГРЭС).

**Ключевые слова:** турбина, подогреватель, эксергия, энергия, подогрев сырой воды.

Повышение энергетической эффективности производства энергии на ТЭС всегда было основной задачей инженерно-технического персонала станции. После упадка промышленности в результате распада СССР на ТЭС высвободилось огромное количество тепловой мощности. Турбины типов Р, П и ПТ недогружаются по тепловой нагрузке, удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии повысились, энергетика стала менее эффективной [1, 2]. Предложение, которое рассматривается в статье, достаточно известно, но почему-то до сих пор не реализовано на многих ТЭС. Скорей всего, это связано с ценой на топливную составляющую, значительно возросшую в последние годы.

Одно из направлений повышения энергетической эффективности практически любой ТЭС — уменьшение потребления пара высокопотенциального второго отбора турбины, который на угольной ТЭС используется для парообеспыливания, подогрева воздуха перед воздухоподогревателем котлов, подогрева сырой воды для нужд химического цеха и др.

Существующая схема подогрева сырой воды блока К-215-130 — стандартная, разработанная еще в СССР. Сырая вода, забираемая из сбросного канала, направляется в теплообменник, в котором греющей средой служит пар второго отбора после редуцирования его в РОУ. Принципиальная схема турбины К-215-130 представлена на рис. 1. Необходимая температура сырой воды после подогревателя составляет 35 °С, температура греющего теплоносителя — 250 °С и выше. С точки зрения максимизации эксергии в цикле такой подход неверен. Нагрев сырой воды до низкой температуры необходимо осуществлять низкопотенциальными источниками теплоты. Такими источниками на ТЭС могут быть уходящие газы котлов, циркуляционная вода после конденсатора, обратная сетевая вода, вода после охлаждения механизмов и др.

Использование циркуляционной воды после конденсатора на КЭС не получило распространения ввиду особенностей конструкций оборотных систем. Теплота от конденсации пара в конденсаторе используется на ТЭС с достаточно крупными теплофикационными турбинами, начиная от 50 МВт. В конденсаторах данных турбин установлена дополнительная теплообменная поверхность (теплофикационный пучок), которая, как правило, занимает 10 % их поверхности.

Необходимые параметры подогретой сырой воды и текущие параметры теплоносителей: максимальный расход сырой воды — 200 т/ч, средний — 140 т/ч; максимальное давление воды — 9 кгс/см<sup>2</sup>, минимальное — 6 кгс/см<sup>2</sup>; температура воды — 35 ± 1 °С; минимальная температура воды после конденсатора — 11 °С, максимальная — 37 °С; минимальная температура обратной сетевой воды в зимний период (декабрь — февраль) — 70 °С. Наибольший эффект достигается в результате использования в качестве сырой воды циркуляционной воды, нагретой в конденсаторе. Эффективность данного решения определяется утилизацией сбросной теплоты и возврата ее в цикл. На рис. 2 приведена принципиальная схема использования низкопотенциальной теплоты турбины для нагрева сырой воды.

В литературе рассматриваются два основных способа оценки экономичности принимаемых решений: энергетический и эксергетический. У каждого метода имеются свои сторонники и противники. Энергетический метод учитывает только количество теплоты, тогда как эксергетический метод учитывает еще ее качество. Под ним понимается температура, при которой передается теплота и чем больше температура агента, тем выше его качество.

Определим, насколько изменится КПД установки при подогреве сырой воды, если

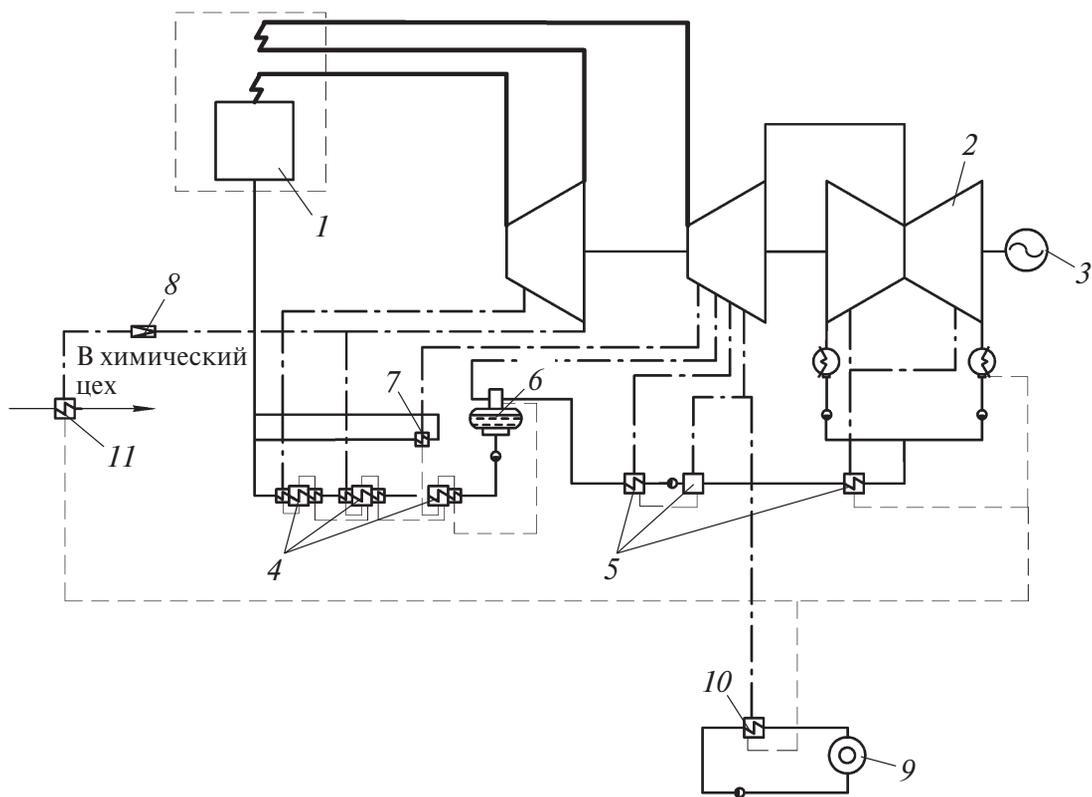


Рис. 1. Принципиальная схема турбины ПТС К-215-130:

1 — котел; 2 — турбина; 3 — генератор; 4 — группа ПВД; 5 — группа ПНД; 6 — деаэрактор; 7 — пароохладитель; 8 — РОУ; 9 — потребитель; 10 — сетевой подогреватель; 11 — подогреватель сырой воды

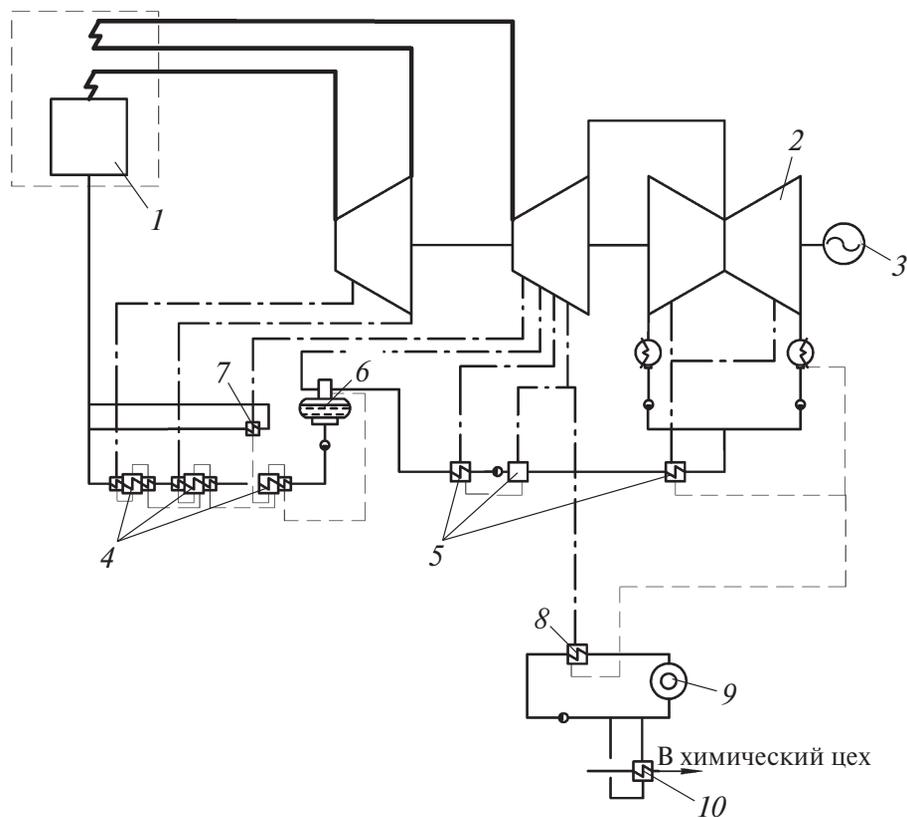


Рис. 2. Принципиальная схема турбины ПТС К-215-130 с подогревом сырой воды обратной сетевой водой:

1 — 7 и 9 — то же, что на рис. 1; 8 — сетевой подогреватель; 10 — подогреватель сырой воды

Таблица 1

Номер отбора	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Температура, °С	Энтропия, Дж/(кг · К)	Эксергия, кДж/кг
	Параметры пара				
2	2,51	3050	317	6713	1210
6	0,11	2811	167	7651	713
2	0,7	3050	296	7547	1053
Место отбора воды	Параметры воды				
Перед подогревателем (в сбросном канале)	0,6	19	3	46	6
Перед подогревателем (после конденсатора)	0,6	52	11	165	7
После подогревателя	0,5	151	35	503	13

изменить качество теплоносителя. Рассмотрим зимний режим. Электрическая нагрузка равна 215 МВт, давление в отборе — 2,51 МПа. Примем постоянство температуры до и после теплообменника. В обоих случаях КПД теплообменника равен 0,98. Расход сырой воды составляет 140 т/ч, ее температура в сбросном канале — 3 °С, после конденсатора — 11 °С. Температура воды после теплообменника — 35 °С, температура окружающей среды — 1 °С (вода в водохранилище), ее энтропия — 15,27 Дж/(кг · К), энтальпия — 4,28 кДж/кг. Параметры пара в отборах приведены в табл. 1.

Расход пара на теплообменник от РОУ

$$D^{\text{РОУ}} = \frac{G(i_1 - i_2)}{(h - h')\eta}$$

где  $G$  — расход сырой воды, кг/с;  $i_1$  и  $i_2$  — энтальпия сырой воды на входе и выходе из теплообменника, кДж/кг;  $h$ ,  $h'$  — энтальпия греющего пара и его дренажа, кДж/кг.

Подставляя значения величин в эту формулу, получаем

$$D^{\text{РОУ}} = \frac{55,6(151-19)}{(3050-697) \cdot 0,98} = 3,18 \text{ кг/с.}$$

Увеличение пара в 6-м отборе по аналогии с полученной формулой

$$D^{\text{6от}} = \frac{55,6(151-19)}{(2811-429) \cdot 0,98} = 3,14 \text{ кг/с.}$$

Увеличение расхода пара в 6-м отборе с учетом использования теплоты конденсатора

$$D^{\text{6от}} = \frac{55,6(151-52)}{(2811-429) \cdot 0,98} = 2,36 \text{ кг/с.}$$

Потери эксергии в РОУ

$$(E^{\text{РОУ}})' = E_1 - E_2 = m(e_1 - e_2) = 3,18(1210 - 1053) = 499 \text{ кВт,}$$

где  $e_1$  и  $e_2$  — эксергия пара на входе и выходе РОУ, кДж/кг.

Потери эксергии из-за неиспользования пара 6-го отбора:

$$(E^{\text{от}})' = E^{2\text{от}} - E^{6\text{от}} = m_2 e_2 - m_6 e_6 = 3,18 \cdot 1210 - 3,14 \cdot 713 = 1609 \text{ кВт,}$$

где  $m_2$  и  $e_2$ ,  $m_6$  и  $e_6$  — расход, кг/с, и эксергия, кДж/кг, пара 2-го и 6-го отборов.

Потери эксергии от неиспользования низкопотенциальной теплоты турбины

$$(E^{\text{конд}})' = E_1^{6\text{от}} - E_2^{6\text{от}} = m(e_{61} - e_{62}) = 55,6(52 - 19) = 1835 \text{ кВт,}$$

где  $e_{62}$  и  $e_{61}$  — эксергия сырой воды с использованием и без использования низкопотенциальной теплоты, кДж/кг;  $m$  — расход сырой воды, кг/с.

Полные потери эксергии при использовании пара 2-го отбора для подогрева сырой воды

$$E_{\text{полн}}' = (E^{\text{конд}})' + (E^{\text{от}})' = 1835 + 1609 = 3444 \text{ кВт.}$$

Основной вид продукции, отпускаемый конденсационной турбиной, — электроэнер-

Таблица 2

Показатель	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Температура подпиточной воды, °С	8,50	8,80	9,20	8,60	19,20	25,90	29,20	25,60	15,30	10,70	9,60	9,30
Расход подпиточной воды, кг/с	3,20	2,98	2,63	2,34	1,63	0,00	0,23	0,82	3,39	2,36	3,54	3,07
Температура сетевой воды, °С:												
прямой	99,08	89,36	84,35	71,29	69,20	64,58	69,36	68,64	68,80	69,30	75,03	96,77
обратной	75,90	70,77	64,91	52,78	52,40	58,76	59,32	58,48	57,56	58,76	62,30	76,51
Расход сетевой воды, кг/с	302,00	304,60	269,70	162,61	84,05	102,93	98,92	99,70	167,54	242,10	313,20	276,90
Электрическая нагрузка, МВт	184	205	201	193	201	188	189	193	196	186	213	213
Расход сетевой воды через ПТО, кг/с	2,72	2,94	3,15	8,05	2,90	—	0,10	0,57	6,40	3,73	5,80	2,48
Температура на выходе из ПТО, °С	32,80	33,90	34,90	42,10	37,80	-	30,00	30,30	41,80	37,00	40,60	32,10
Удельный расход условного топлива на опуск электроэнергии, г/(кВт · ч):												
до внедрения	343,45	346,41	348,02	352,51	355,74	359,60	357,29	355,67	355,28	354,24	349,70	346,49
после внедрения	343,06	346,11	347,67	352,23	355,61	359,60	357,28	355,62	354,95	353,95	349,30	346,13
Разница удельных расходов топлива, г/(кВт · ч)	0,000390	0,000297	0,000353	0,000276	0,000135	—	0,000018	0,000054	0,000332	0,000284	0,000396	0,000353
Экономия условного топлива за месяц, т	53,44	41,03	52,68	38,42	20,12	—	2,58	7,74	46,82	39,24	60,74	56,00
Стоимость условного топлива, руб/т	1600	1600	1600	1600	1600	—	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Экономический эффект, руб	85 504	65 648	84 288	61 472	32 192	—	4128	12 384	74 912	62 784	97 184	89 600

гия. Ее эксергия составляет 215 000 кВт (в рассматриваемом примере). Тогда снижение эффективности преобразования энергии

$$q_{\text{ex}} = 3444/215\,000 = 0,016, \text{ или } 1,6 \%$$

При расчетах тепловой схемы приняты следующие значения:

КПД цилиндра высокого давления турбины

$$\eta_{0i}^{\text{ЦВД}} = -3,6 \cdot 10^{-10} D_0^4 + 3,405 \cdot 10^{-7} D_0^3 - 1 \cdot 10^{-4} D_0^2 + 0,0743 D_0 + 44,928;$$

КПД цилиндра среднего давления принимается равным 91 %, КПД цилиндра низкого давления — 71 %;

недогревы в теплообменниках рассчитываются при их поверочном тепловом расчете;

КПД котла брутто — 93 %;

коэффициент собственных нужд станции — 0,121;

температура охлаждающей воды принята 20 °С во всем временном интервале;

стоимость условного топлива — 1600 руб/т.

Расчет тепловой схемы при различной нагрузке осуществлен по программе [3]. Был выбран теплообменник ЗАО “Ридан”, его конструкторский и поверочный расчет выполнен по программе “Ридан” версии 4.175. Данные расчетов представлены в табл. 2. Принято, что теплообменник работает, по-

стоянно пополняя потери основного конденсата.

Годовой экономический эффект составит 670,096 тыс. руб. При стоимости теплообменника 1110 тыс. руб. (3,34 евро/кВт) и 1 евро = 42 руб. срок окупаемости — 1,7 года.

Рассмотренное в статье решение актуально для многих ТЭС России, особенно для ТЭС с большими потерями основного конденсата. С каждым годом топливная составляющая в себестоимости электроэнергии увеличивается. Поэтому все более востребованными являются высокоэффективные решения, которые ранее (при низкой стоимости топлива) были неактуальны.

### Список литературы

1. Сафронов П. Г. Об эффективности централизованного теплоснабжения и теплофикации в рыночных условиях. — Промышленная энергетика, 2011, № 11.
2. Иванов С. А., Батухтин А. Г., Сафронов П. Г. Повышение экономичности ТЭЦ путем оптимизации распределения потоков теплоты. — Промышленная энергетика, 2011, № 3.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009614236. Программа расчета реальных тепловых схем ТЭС и распределения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами “Scheme Calculation” / А. Г. Батухтин, П. Г. Сафронов, В. А. Мершеева.

**zab\_rab4kv113@mail.ru**