

УДК 621.184

К выбору варианта реконструкции ТЭЦ малой мощности

Седнин А. В., Богданович М. Л.

Белорусский национальный технический университет

В последние годы наблюдается устойчивая тенденция роста цен на энергоносители для Республики Беларусь, в частности – на природный газ. Данное обстоятельство вынуждает вести постоянное поиск технических решений связанных с эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов.

Для ТЭЦ малой мощности существует ряд проблем, решение которых может быть осуществлено за счет изменения типа, вида и состава основного и вспомогательного оборудования, а также тепловой (технологической) схемы энергетического производства. Важность этого обстоятельства отмечают также в Российской Федерации, а именно в Краснодарской энергосистеме [1].

На примере Могилевской ТЭЦ-1, рассмотрим некоторые варианты реконструкции ТЭЦ малой мощности. За исходные величины теплофикационных нагрузок примем 2005 год. В рассматриваемом году выделим три основных периода (режима) работы Могилевской ТЭЦ-1:

- зимний (отопительный, см. табл. 1);
- летний (неотопительный, см. табл. 2);

Таблица 1. Основные показатели Могилевской ТЭЦ-1 за отопительный период 2005 года.

Интервал температур наружного воздуха, °С	Отпуск теплоты			Выработка электроэнергии Э, кВт ч	Расход натурального топлива В, м ³ /ч
	Отборный пар $Q_{отб}$, Гкал/ч ($P_1 = 0,45$ МПа, $T_1 = 230$ °С)	Редуцированный пар $Q_{ред}$, Гкал/ч ($P_2 = 1,10$ МПа, $T_2 = 230$ °С)	Сетевая вода $Q_{св}$, Гкал/ч		
+ (8 ÷ 0)	25,480	0,439	41,545	10786,7	10950,1
- (0 ÷ 4)	28,501	0,561	46,038	11554,1	12295,4
- (4 ÷ 8)	30,117	0,697	54,385	13178,5	13611,5
- (8 ÷ 12)	30,702	0,426	60,045	14278,6	15063,7
- (12 ÷ 25)	31,446	0,463	62,196	15191,8	15470,6

Таблица 2. Основные показатели Могилевской ТЭЦ – 1 за летний период 2005 года.

Месяц	Продолжительность τ , часы	Отпуск теплоты			Выработка электро- энергии Σ , кВт ч	Расход натурального топлива B , м ³ /ч
		Отборный пар $Q_{отб}$, Гкал/ч	Редуци- рованный пар $Q_{ред}$, Гкал/ч	Сетевая вода $Q_{сет}$, Гкал/ч		
Апрель	480	21,165	0,283	23,819	7152,9	7482,3
Май, Июнь, Октябрь	1800	16,399	0,273	20,418	5744,0	6071,6
Июль, Сентябрь	1344	12,544	0,267	18,622	4991,6	5170,9
Август	552	13,786	0,248	15,672	4663,2	4519,8

- ремонтной кампании тепловых сетей. Этот режим не учитываем, в виду сложности определения тепловых нагрузок и относительной малой годовой продолжительности (около 5 %).

В варианты реконструкции ТЭЦ представлены в таблице 3.

Произведя необходимые расчеты, были получены следующие результаты абсолютных приростов выработки электроэнергии, потребления топлива и годовой экономии топлива для каждого из представленных вариантов (см. таблицу 4).

При рассмотрении варианта 1, оказалось невыгодным покрытие нагрузки потребителя $P_2 = 1,10$ МПа, $T_2 = 230$ °С отборным паром. Это объясняется малым значением энергопотребления (3232 Гкал/год) и, как следствие, возрастанием влияния внутренних энергетических потерь турбины с отбором $P_{отб} = 1,10$ МПа.

В варианте 2, было принято решение не разделять циркуляционные контуры колов-утилизаторов по давлениям (контур $P_1 = 0,45$ МПа, $T_1 = 230$ °С, контур $P_2 = 1,10$ МПа, $T_2 = 230$ °С), так как обоим потребителям, в соответствии с договорными параметрами, необходим пар с температурой 230 ± 15 °С.

Таблица 3. Состав основного оборудования рассматриваемых вариантов реконструкции Могилевской ТЭЦ – 1.

Рассматриваемый вариант	Основное оборудование	
	Котлы	Турбины
Вариант 1: ПТУ ТЭЦ	2 × БГМ – 35 – 3,9/440; 2 × БКЗ – 75 – 3,9/440; 2 × КВГМ – 30.	1 × Р – 12 – 3,4/0,1; 1 × ПР – 12 – 3,4/0,6/0,1.
Вариант 2: ГТУ ТЭЦ	2 × КУ – 50 – 1,2/240; 2 × КВГМ – 30.	2 × ТВМ – 211 RB.
Вариант 3: ГТУ + ПТУ ТЭЦ	2 × КУ – 50 – 1,2/240; 2 × КВГМ – 30.	2 × ТВМ – 211 RB; 3 × ТГ 0,6/0,4 – К 1,3.
Вариант 4: ПТУ + ГПА ТЭЦ	2 × БГМ – 35 – 3,9/440; 2 × БКЗ – 75 – 3,9/440; 1 × КУ – 0,3 – 1,2/240; 2 × КВГМ – 30.	1 × Р – 12 – 3,4/0,1; 1 × ПР – 12 – 3,4/0,6/0,1; 1 × Quanto C190 SP.

Таблица 4. Основные показатели Могилевской ТЭЦ – 1 в зависимости от рассматриваемого варианта реконструкции

Рассматриваемый вариант	Абсолютный прирост:		Экономия топлива В, тыс. м ³
	выработки электроэнергии ΔЭ, тыс. кВт ч	расхода натурального топлива ΔВ, тыс. м ³	
Вариант 1: ПТУ ТЭЦ	51063,98	10348,46	4513,66
Вариант 2: ГТУ ТЭЦ	300278,27	43760,47	46077,08
Вариант 3: ГТУ + ПТУ ТЭЦ	310156,67	44443,65	48457,39
Вариант 4: ПТУ + ГПА ТЭЦ	52531,36	10598,6	4697,35

Таким образом, выигрыш от снижения температуры насыщения при выделении контура циркуляции $P_1 = 0,45$ МПа, $T_1 =$

230 °С компенсируется проигрышем в величине перегрева пара. Целью совмещения ПТУ с ГТУ в варианте 3, было получение дополнительной выработки электроэнергии за счет подогрева обратной сетевой воды в бойлере, который может рассматриваться как конденсатор без потерь в окружающую среду. То есть давление пара в выхлопном патрубке паровой турбины подбиралось таким образом, чтобы температура насыщения была незначительно выше температуры обратной сетевой воды.

Выбор тепловой мощности ГПА варианта 4, основывался на минимальном устойчивом часовом значении потребления теплоты из коллектора $P_2 = 1,10$ МПа, $T_2 = 230$ °С. При таком подходе число часов использования ГПА с комбинированной выработкой электроэнергии на базе теплового потребления возрастает до своего максимального значения.

Из анализа данных таблицы 4 видно, что с точки зрения системной экономии топлива наиболее целесообразно идти по пути совместного применения ГТУ и ПТУ, наименее – чисто ПТУ (даже при оптимальном составе оборудования).

Рассмотрим характерные достоинства и недостатки, присущие ГТУ ТЭЦ по сравнению с ПТУ ТЭЦ со средними параметрами свежего пара (для нашего случая).

Достоинства:

- Отсутствие трубопроводов II категории 1-й группы подведомственных Проматомнадзору [3]. Максимальная категория применяемых трубопроводов – IV, что упрощает требования к приемке в эксплуатацию, контролю и диагностике, а также к ремонту с применением электросварки в процессе эксплуатации.
- Пониженные параметры свежего пара позволяют снизить требования к показателям качества питательной воды [4], и следовательно, упрощается ХВО, и снижаются расходы на подготовку воды, для восполнения внутренних потерь.
- Пониженные требования по содержанию кислорода в питательной воде [4].
- Отказ от различного рода корректировки питательной воды, что также снижает расходы на ХВО. Например, для Могилевской ТЭЦ – 1 расходы связанные на корректировку питательной

воды с помощью гидразингидрата и аммиака за 2005 год составили $Z_{кр}^{на} \approx 3000$ у.е. (в ценах на 01.06.2006 г.).

Недостатки:

- При низких температурах наружного воздуха (в период максимального теплового потребления) снижается паропроизводительность котлов-утилизаторов и возрастает нагрузка на водогрейные котлы.
- Отсутствие резервных источников для обеспечения бесперебойного снабжения паром производственных потребителей 1-й категории в аварийных ситуациях. Установка в котлах-утилизаторах аварийных горелок усложняет и удорожает схему.
- Нет опыта проектирования, эксплуатации и ремонта ТЭЦ подобного рода.

Выводы

1. При существующем уровне цен на природный газ проводить реконструкцию ТЭЦ малой мощности на базе паротурбинного цикла при сохранении начальных параметров пара, как в качестве основного недопустимо.
2. Эффективность применения ГТУ ТЭЦ характеризуется не только высокими технико-экономическими показателями, но и пониженными текущими расходами на ХВО, что может компенсировать текущие расходы на обслуживание и ремонты газотурбинных двигателей и воздушных компрессоров.

Литература

1. Галушко, В. Ф. Использование заводских ТЭЦ для увеличения производства электрической и тепловой энергии в Краснодарском крае / В. Ф. Галушко // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 4. – С. 28–29.
2. Паровые турбины малой мощности КТЗ / В. И. Кирюхин, И. М. Тарасенко, Е. П. Огурцова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 320 с.
3. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – Минск, 1998.
4. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – Минск, 2006.
5. Яковлев, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя и выхаванне, 2002. – 448 с.