

6. Эффективность способов получения пиковой электрической мощности на промышленно-отопительных ТЭЦ / А.Д. Качан, Н.И. Шкода, В.К. Балабанович, В.А. Золотарева, Н.В. Муковозчик, В.А. Чиж // Электрические станции. – 1980. – № 2. – С. 31–34.

7. Управление резервом мощности теплофикационных турбин / В.А. Иванов, Э.А. Ляпин, А.Н. Капустин, В.Б. Савин, И.И. Бойко // Электрические станции. – 1974. – № 10. – С. 21–24.

УДК 621.165

ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭЦ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Кузнецова М.И.

Научные руководители – канд. техн. наук, доцент СЕДНИН А.В.,
БОГДАНОВИЧ М.Л.

В последние годы наблюдается устойчивая тенденция роста цен на энергоносители для Республики Беларусь, в частности – на природный газ. Данное обстоятельство вынуждает вести постоянный поиск в области энергоэффективности. Для ТЭЦ малой мощности существует ряд проблем, решение которых может быть осуществлен за счет изменения типа, вида и состава основного и вспомогательного оборудования, а также тепловой (технологической) схемы энергетического производства. Важность этого обстоятельства заметили также в России, а именно в Краснодарской энергосистеме [1].

На примере Могилевской ТЭЦ-1, были рассмотрены технические возможности реконструкции ТЭЦ малой мощности. За исходные величины теплофикационных нагрузок принимался 2005 г. В рассматриваемом году выделялось три основных режима работы Могилевской ТЭЦ-1:

- зимний (отопительный, таблица 1);
- летний (неотопительный, таблица 2);
- ремонтной кампании тепловых сетей. Этот режим не учитывался, в виду сложности определения тепловых нагрузок и относительной малой годовой продолжительности (около 5 %).

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

Интервал температур наружного воздуха, °С		Продолжительность τ , часы	Отпуск теплоты			Выработка электроэнергии \mathcal{E} , кВт·ч	Расход натурального топлива V , м ³ /ч
			Отборный пар $Q_{отб}$, Гкал/ч ($P_1 = 0,45$ МПа, $T_1 = 230$ °С)	Редуцированный пар $Q_{роу}$, Гкал/ч ($P_2 = 1,10$ МПа, $T_2 = 230$ °С)	Сетевая вода $Q_{св}$, Гкал/ч		
+8	0	1920	25,480	0,439	41,545	10786,7	10950,1
0	-4	720	28,501	0,561	46,038	11554,1	12295,4
-4	-8	912	30,117	0,697	54,385	13178,5	13611,5
-8	-12	336	30,702	0,426	60,045	14278,6	15063,7
-12	-25	240	31,446	0,463	62,196	15191,8	15470,6

В варианты реконструкции ТЭЦ представлены в таблице 3.

По результатам расчетов, были получены численные значения абсолютных приростов выработки электроэнергии, потребления топлива и годовой экономии топлива, представленные в таблице 4.

При рассмотрении варианта 1, оказалось невыгодным покрытие потребителя $P_2 = 1,10$ МПа, $T_2 = 230$ °С отборным паром. Это объясняется малостью энергопотреб-

ления (3232 Гкал/год) и, как следствие, возрастанием влияния внутренних энергетических потерь турбины с отбором $P_{отб} = 1,10$ МПа.

Таблица 2. Основные показатели Могилевской ТЭЦ-1 за летний период 2005 г.

Месяц	Продолжительность τ , часы	Отпуск теплоты			Выработка электроэнергии \mathcal{E} , кВт·ч	Расход натурального топлива B , м ³ /ч
		Отборный пар $Q_{отб}$, Гкал/ч	Редуцированный пар $Q_{роу}$, Гкал/ч	Сетевая вода $Q_{св}$, 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

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

Вариант	Рассматриваемый вариант	Основное оборудование	
		котлы	турбины
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
2	ГТУ ТЭЦ	2 × КУ-50-1,2/240 2 × КВГМ-30	2 × ТВМ-211 RB
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
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 за 2005 г.

Вариант	Абсолютный прирост:		Экономия топлива B , тыс. м ³
	выработки электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$, тыс. кВт·ч	расхода натурального топлива ΔB , тыс. м ³	
1	51063,98	10348,46	4513,66
2	300278,27	43760,47	46077,08
3	310156,67	44443,65	48457,39
4	52531,36	10598,60	4697,35

В варианте 2, было принято решение не разделять циркуляционные контуры котлов-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. 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. Характерной особенностью данных котлов-утилизаторов можно считать применение сетевого пучка для снижения температуры уходящих газов.

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 таблицы 4 видно, что наиболее целесообразно идти по пути совместного применения ГТУ и ПТУ, наименее – чисто ПТУ (даже при оптимальном составе оборудования).

Выводы

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.

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 // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 4. – С. 28–29.
2. Кирюхин В.И., Тарасенко И.М., Огурцова Е.П. Паровые турбины малой мощности КТЗ. – 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. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.

УДК 621.181

ОРГАНИЗАЦИЯ ТОПЛИВОПОДАЧИ ДРЕВЕСНОГО ТОПЛИВА

Михайловский В.В.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор **КАРНИЦКИЙ Н.Б.**

Древесная биомасса, как энергетический источник по теплотворной способности уступает ископаемым видам топлива, однако имеет серьезные преимущества перед ними. Основными из них являются возобновляемость, относительно меньший выброс диоксида углерода при сжигании, значительно меньшее содержание вредных веществ в золе по сравнению с минеральными видами топлива, а также углем и торфом, возможность выращивания и заготовки вблизи мест потребления, позволяющая многократно сократить расстояние транспортировки от места происхождения до места потребления и др. Для многих стран она является местным видом топлива, позволяющим экономить средства на импорт топлива.

Древесное топливо для нашей республики является видом топлива, которое пока ещё мало используется в энергетике. С ростом цен на газ, древесное топливо должно занять одну из значимых составляющих энергетического баланса страны. Древесина ет нам средства на импорт топлива из других стран.