

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ АДИАБАТИЧЕСКОГО ПАРООБРАЗОВАНИЯ

С. В. ПОЛОЖИИ

(Представлена проф. докт. техн. наук И. Н. Бутаковым)

Повышение эффективности работы промышленных электростанций имеет большое народнохозяйственное значение ввиду низкой тепловой экономичности и большого абсолютного расхода топлива промышленными электростанциями. В табл. 1 для иллюстрации представлена структура промышленных электростанций заводов черной металлургии.

Таблица 1

Тип электростанций	Установлен. мощн. в % к общей мощности	Кол-во электростан- ций в % к общему кол-ву	Средний удельн. рас- ход условн. топлива, г/квт-ч
ТЭЦ высокого давления	38	15	487
КЭС среднего давления	10	9	569
ТЭЦ среднего давления	42	26	457
КЭС низкого давления	10	50	1023
Электростанции общей мощностью более 25 тыс. <i>квт</i>	86	41	
Электростанции общей мощностью до 25 тыс. <i>квт</i>	14	59	

Как видно из таблицы, более 80% электроэнергии на промышленных электростанциях заводов черной металлургии вырабатывалось на низких и средних давлениях. Больше половины электростанций оборудовано турбинами мощностью до 6 т. *квт*. Остальные электростанции имели агрегатную мощность в 10—25 тыс. *квт*. В химической, машиностроительной, пищевой и других отраслях промышленности электростанции имеют еще более низкие показатели работы, чем в металлургической промышленности. Доля электростанций мощностью до 5 тыс. *квт* составляла, например, в 1958 году 20% от всей установленной мощности. Эти электростанции производили около 10% всей электроэнергии в стране с себестоимостью в десять и больше раз выше, чем на мощных ГРЭС. Средняя мощность по районным ТЭЦ в 1958 г. составляла 25—35 тыс. *квт*, а по промышленным ТЭЦ — всего лишь 3—5 тыс. *квт*. Мощность

турбин с противодавлением не превышала 5% общей мощности теплофикационных турбин. Структура производства электроэнергии и фактическое состояние теплофикации в недалеком прошлом представлены в табл. 2. Общая выработка электроэнергии на ТЭЦ по неэкономичному конденсационному циклу превышала 65% от всей электроэнергии, производимой на ТЭЦ в тот период при одновременном отпуске тепла в остром паре более 35% всего отпущенного тепла с ТЭЦ. Это означает, что

Таблица 2

Тип электростанций	Электрическая мощн. млн. квт	Выработка энергии на тепловом потреблении, млрд. квт-ч	Отпущено тепла	
			всего	в паре
			млн. мкал	
Районные ТЭЦ	5,4	8,5	63,3	52
Промышленные ТЭЦ	4,5	7,5	85,0	68
Прочие ТЭЦ	1,0	1,5	7,0	2
Всего:	11,0	16,5	155,0	122
К общей выработке в %	30	11	100	81,6

около 60% ТЭЦ работали, как худшие конденсационные станции небольшой мощности, невысоких параметров с неэкономичными турбинами и в нерезжимных условиях. Более 30% ТЭЦ работали, как центральные котельные с дорогими и сложными энергетическими котлами, со сложной системой теплофикационного оборудования. В ряде ТЭЦ отпуск тепла из котлов в остром паре превышала 80%. Эффект от теплофикации в 1958 году выразился в общей экономии топлива в 16,5 млн. т условного топлива. Из них только 4,1 млн. т топлива было сэкономлено за счет производства электроэнергии по теплофикационному циклу [2]. 75% экономии топлива было получено за счет централизации теплоснабжения, отпуска пара от котельных ТЭЦ, благодаря вытеснению менее экономичных промышленных и домовых котельных.

Таблица 3

Структура производства электроэнергии	Производство электроэнергии, млрд. квт-ч, %	Расход условн. топлива, млн. т	Удельн. расход условн. топлива, г/квт-ч
По теплофикационному режиму	7,5 25%	1,5	200
По конденсационному режиму	11,5 75%	10,0	870
Общее производство электроэнергии промышленными ТЭЦ	19,0 100%	11,5	605
Промышленные КЭС	17,7	12,5	715

О структуре производства электроэнергии и расходе топлива на промышленных ТЭЦ можно судить по данным табл. 3. Средний удельный расход топлива на промышленных ТЭЦ на 33% превышал средний расход топлива на ГРЭС по станциям МЭС, а удельный расход топлива на промышленных ТЭЦ при работе их по конденсационному циклу поч-

ти в два раза превышал расход топлива на ГРЭС. Еще менее экономично работали промышленные КЭС. Работа всех типов ТЭЦ в 1962 г. также сопровождалась невысокой долей производства электроэнергии на базе внешнего теплового потребления: 42% суммарной выработки электроэнергии ТЭЦ, а на станциях общего пользования по теплофикационному циклу было выработано только 33% от электроэнергии, произведенной всеми ТЭЦ общего пользования [3]. Медленно повышается доля комбинированного производства на базе внешнего теплового потребления. Например, в 1958 году она составляла 10,5%, а в 1962 году — 12,5% — ежегодный прирост 5%. Более 65% ТЭЦ общего пользования в 1962 году работали как конденсационные станции, менее экономично, чем ГРЭС тех же параметров пара. В настоящее время и в перспективе строительства современных ТЭЦ может быть оправдано при работе КЭС, районных котельных и ТЭЦ на твердом топливе при мощности ТЭЦ в 50 тыс. кВт и выше. При работе КЭС, РК и ТЭЦ на газе теплофикация на базе современного паросилового цикла может быть оправдана только при мощности ТЭЦ в 100 мвт и выше [3]. Это является причиной развития в нашей стране централизованного теплоснабжения от районных котельных. В 1970 году намечено около 20% тепла отпускать потребителям от центральных котельных. Современные паросиловые установки небольшой мощности являются тяжелым бременем для народного хозяйства. На строительство современных ТЭС небольшой мощности с изобарическим парообразованием тратится значительная часть средств. Такие энергетические установки строятся не только в районах, удаленных от энергосистем, но и в районах, находящихся в сфере действия энергосистем. За десятилетие 1951—1961 гг. число малых и средних изолированных электростанций возросло в три раза, с 57000 в 1950 году до 171000 в 1961 году. В 1961 году все эти электростанции выработали 12% общего количества электроэнергии в стране. Ежегодный относительный ущерб народному хозяйству от эксплуатации мелких электростанций, по сравнению с эксплуатацией ГРЭС, исчисляется в 1,5—2,0 млрд. руб. Кроме того, перерасходуется до 3 млн. т условного топлива в год. Себестоимость производства электроэнергии на этих станциях была в десятки раз выше, чем для мощных ГРЭС, а удельные капиталовложения — в 4—5 раз выше, чем для мощных ГРЭС.

Из этого краткого обзора развития промышленных КЭС и ТЭЦ и других типов паросиловых установок небольшой мощности становится очевидным, насколько актуальной является задача повышения эффективности этой группы паросиловых установок. Очевидно также, что технический уровень развития этой группы паросиловых установок не отвечает современным достижениям развития производительных сил, науки и техники. Такие установки не имеют перспектив дальнейшего повышения тепловой экономичности. Длительное существование такого типа паросиловых установок приводит в настоящее время к огромному перерасходу топлива, металла и других материальных ценностей, является архаизмом, без которого, оказывается, нельзя обойтись и в значительной перспективе. В этом заключается сущность кризисного развития современного паросилового цикла в этой отрасли теплоэнергетики. Такое состояние развития паросиловых установок обусловлено существующим способом парообразования, физическими и термодинамическими свойствами пара и циклов таких установок, при которых существенное повышение термического к.п.д. и агрегатной мощности невозможно без увеличения начального давления пара до сверхвысоких величин, а также возникающими противоречиями между термодинамической эффективностью цикла и эффективностью использования рабочего тела в паровой

турбине и, наконец, технико-экономическими противоречиями в достижении целесообразного уровня использования энергии топлива. Промышленные КЭС и ТЭЦ, имея небольшую мощность, не позволяют использовать сверхвысокие давления пара и вынуждены работать при современном парообразовании на не экономичных невысоких давлениях пара и сохранять недостатки таких параметров пара.

Таблица 4

Наименование величин	Низкое давление пара—18 бар		
	Температура перегретого пара, °С		
	380	450	500
Теоретическое теплопадение „нетто“, <i>кдж/кг</i>	1510	1600	1670
Удельный расход пара „нетто“, <i>кг/квт-ч</i>	3,7	3,08	2,91
Снижение удельного расхода пара, % . .	26,6	31,7	34,3
Удельный расход тепла, <i>кдж/кг</i> ,	11700	11000	10900
<i>ккал/квт-ч</i>	2660	2630	2600
Снижение удельного расхода тепла, % . .	18,5	19,5	20,2
Удельный расход топлива, <i>кг/квт-ч</i>	0,446	0,440	0,4 6
Снижение удельного расхода топлива, %	22,9	24,7	28,2
К. п. д. „нетто“ станции, %	27,4	27 8	28,2
Снижение расхода охлаждающей воды, %	23	31	34
Увеличение работоспособности установки на <i>кг</i> пара, %	40,6	46,3	52,2

Таблица 5

Наименование величин	Среднее давление пара—35 бар		
	Температура перегретого пара, °С		
	450	500	600
Теоретическое теплопадение „нетто“, <i>кдж/кг</i>	1550	1620	1770
Удельный расход пара „нетто“, <i>кг/квт-ч</i>	2,83	2,71	2,29
Снижение удельного расхода пара, % . . .	19,1	22,5	28,9
Удельный расход тепла, <i>ккал/квт-ч</i> . . .	2370	2330	2229
Снижение удельного расхода тепла, % . .	11,9	13,6	18,6
Удельный расход топлива, <i>кг/квт-ч</i>	0,376	0,370	0,363
Снижение удельного расхода топлива, %	14,5	16,9	18,3
К. п. д. „нетто“ станции, %	32,5	33,2	33,7
Снижение расхода охлаждающей воды, %	19	22	29
Увеличение работоспособности на <i>кг</i> пара в установке, %	23,6	28,8	40,0

Примечание к табл. 4 и 5:

„нетто“—с учетом расхода энергии на циркуляционный и питательный насосы котла. Данные таблиц без регенеративного подогрева питательной воды. Относительные изменения показателей установок с адиабатическим парообразованием сравнивались с обычной установкой того же давления, и температуры перегрева пара. Давление нагретой воды для всех вариантов 226 бар, температура—374°С.

Принято: относительный внутренний к. п. д. турбин ИГ—0,72, паровых турбин—0,83, механический к. п. д. и к. п. д. генератора —0,96, к. п. д. котла—0,90.

грейного котла и сравнение его с котлом Бийского котельного завода типа ДКВ. В соответствии со снижением удельного расхода топлива, охлаждающей воды и пара происходит снижение расхода металла и стоимости элементов оборудования ТЭС, связанных с расходом топ-

Таблица 7

Наименование величин	Тип котла		Изменение относительно котла ДКВ, %
	ИГ	ДКВ	
Производительность по пару, <i>т/час</i>	10	6,5	+54
Производительность по воде, <i>т/час</i>	21	—	
Давление перегретого пара, <i>бар</i>	35	13	
Температура перегретого пара, °С	450	350	
Давление воды на выходе из котла, <i>бар</i>	230		
Температура воды на выходе из котла, °С	373		
Суммарная поверхность нагрева, <i>м²</i>	286	332	-14
В том числе:			
топки, <i>м²</i>	54	33	
котла, фестоны, <i>м²</i>	5,7	190	
экономайзера, <i>м²</i>	182		
пароперегревателя, <i>м²</i>	46,3	99	
Диаметр и материал труб котла, экранов, экономайзера, <i>мм</i>	28/19 Ст 10	51/46 Ст 10	
То же пароперегревателя	32 26 Ст 20 12ХМФ	38/32 Ст 20	
Вес металла под давлением, <i>кг</i>	15770	18090	-13
Мощность установки „нетто“, обеспечиваемая одним котлом, <i>квт</i>	2400	750	+320
Удельный расход пара, <i>кг/квт-ч</i>	3,7	8,7	-230
Расход металла на <i>кг</i> пара, <i>кг/кг</i>	1,57	2,73	-170
Расход металла на <i>квт</i> мощности, <i>кг/квт</i>	6,0	24,0	-400
Удельный расход условного топлива, <i>кг/квт-ч</i>	0,58	0,95	-38
Объем котла, <i>м³</i>	55	115	-210
Удельный объем котла, <i>м³/квт</i>	0,0198	0,122	-610

лива, воздуха, продуктов сгорания, конденсационной установки и водоснабжения, системы регенеративного подогрева питательной воды, а также снижает удельный расход металла и стоимость паровых турбин с испарителем-генератором.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Юрнев. Повышение экономичности промышленных электростанций. Теплоэнергетика, № 4, 1958. Промышленные электростанции. ГЭИ, Москва, 1963.
2. Л. А. Мелентьев. Направление развития и задачи повышения экономичности теплофикации. Электрические станции, № 5, 1959.
3. Е. Я. Соколов. Эффективность и целесообразные области использования теплофикации, централизованного теплоснабжения и электрических методов отопления. Теплоэнергетика, № 5, 1964.
4. С. В. Положий. Изв. вузов СССР — Энергетика, № 1, 1965.