

ДЕГРАДАЦИЯ ТРАДИЦИОННОГО ЦИКЛА ВТОРОЙ ОБЛАСТИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

С. В. ПОЛОЖИИ

(Представлена научным семинаром кафедры ТЭУ)

Отечественная энергетика на современном этапе по развитию КЭС следует американскому пути развития. США первыми перешли к использованию традиционного паротурбинного цикла II области, первыми же приняли ошибочные решения в начальный период, перейдя к строительству блоков на очень высокие начальные параметры пара в 350 *ата*, 650°C с одним и двумя повторными перегревами пара, экономически нецелесообразных, эксплуатационно ненадежных, практически неосваиваемых, а также отказались от дальнейшего строительства таких блоков и перешли к массовому внедрению блоков на пониженные параметры пара 240 *ата*, 538/538°C, которые впоследствии стали мировым стандартом параметров пара блочных ТЭС в энергетике высокоразвитых стран. США прежде других стран ориентировали развитие энергетики на строительство блоков огромной мощности до 800—1200 *Мвт*, хорошо их освоили и добились проектных показателей их работы в базовом режиме. Энергетики США первыми убедились в непригодности эксплуатации базисных блоков в переменном режиме для покрытия полупиковой нагрузки и усиленно стали внедрять маневренные ТЭС низкой тепловой экономичности для переменной части графиков нагрузки энергосистем.

В энергетике США впервые в мире проявилось со всей очевидностью основное противоречие традиционного цикла II области — несовместимость блочных ТЭС с условиями и требованиями энергосистем работы в переменном режиме, а также ошибочность плановых решений о непрерывном снижении удельного расхода топлива от массового внедрения и хорошего освоения совершенных, высокоэкономичных базовых блоков с традиционным паротурбинным циклом II области. Эмпиризм в отечественной энергетике проявляется не в меньшей мере, чем в энергетике США. В одних случаях отечественная энергетика учитывала опыт и ошибочные технические решения в энергетике США, в других нет. Развитие блочных ТЭС в нашей стране началось с более низких параметров пара—130 *ата* 565/565°C, блоки 150 и 200 *Мвт*. В нашей стране не были приняты рекомендации значительной части ученых пятидесятых годов о строительстве и внедрении блоков на 350 *ата*, 650/650°C, которые эксплуатировались и осваивались в то время в США. Тем самым удалось избежать катастрофы, которая была бы вызвана таким нереальным развитием блочных ТЭС в нашей стране. Теперь это всем ясно. В других случаях отечественная энергетика пренебрегла мировым стан-

дартон начальной температуры пара в мощных блоках СКД в 540°C , сохранив ее на высоком уровне в 565°C в блоках большой мощности до 1971 г. В энергетике нашей страны не был своевременно учтен опыт США по обеспечению надежности работы — о необходимости разработки маневренных блоков пониженных параметров пара и тепловой экономичности для полупиковой и пиковой нагрузки энергосистем (рис. 1) [11].

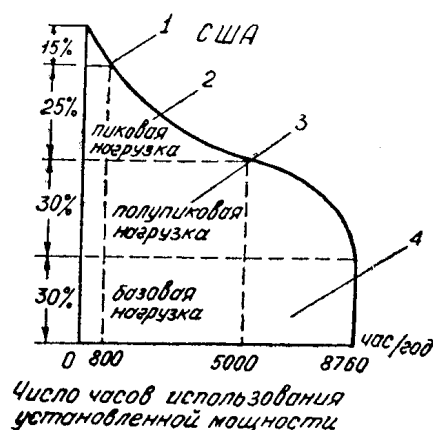


Рис. 1. Структура генерирующих мощностей и перевод базисных блоков СВД и СКД в переменную часть графиков нагрузки в энергосистемах США (прогноз на 1980—85 гг. [11]) 1 — реактивные ГТУ, 2 — парогазовые установки, 3 — ТЭС, 4 — АЭС

строительства блочных ТЭС в прошлом и в настоящее время в нашей стране характеризуется производством энергетических мощностей только базовой нагрузки, оправданных только при большом числе часов использования установленной мощности таких, как блоки К-160-130, К-200-130, К-300-240, энергетическое оборудование для ТЭЦ и атомных электростанций.

На IX пятилетку запланировано производство и строительство также только базового оборудования, совершенно непригодного для работы в переменной части графиков нагрузки электро-энергосистем. По этой причине уже в настоящее время образовался большой разрыв между ТЭС базовой мощности и располагаемой базовой нагрузкой ЕЕЭС [1, 2]. По нагрузке ЕЕЭС Центра и Северо-Запада требуется 57% базовых ТЭС, в наличии же 74,8%, полупиковых ТЭС требуется 22%, а в наличии 7,7%. Развитие ТЭЦ в нашей стране не рассматривается как фактор, сужающий базовую на-

грузки энергосистем (рис. 1) [11].

Длительное время в нашей стране преобладал необоснованный оптимизм в оценке возможностей быстрого освоения блоков СКД 300 Мвт на $560/565^{\circ}\text{C}$, что привело к массовому внедрению трудноосваиваемых блоков в энергосистемах страны. Позднее, чем в США, пришли к выводу о бесперспективности повышения начальных параметров выше 240 ата, 540°C . Два-три года тому назад и даже в настоящее время еще высказывались рекомендации о дальнейшем повышении начальных параметров в нашей стране до 300 ата, 650°C .

Отечественная энергетика не учитывала при массовом внедрении блочных ТЭС проблему пиковой мощности, рациональную структуру генерирующих мощностей для европейской части страны (рис. 2). Весь период

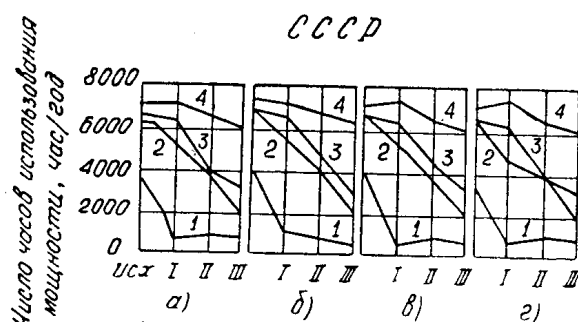


Рис. 2. Перевод базисных блоков СВД и СКД в переменную часть графиков нагрузки энергосистем СССР (прогноз на 1985 г. [12]). а — основной вариант; б — темпы ввода ТЭЦ снижены; в — темпы ввода АЭС снижены; г — увеличен переток электрической энергии из Сибири. Исх. — исходный вариант; I — первое пятилетие; II — второе пятилетие; III — третье пятилетие. 1 — блоки К-100-90, 2 — блоки СВД К-200-130, 3 — блоки СКД К-300-240, 4 — блоки СКД К-800-240

грузку для блочных высокоэкономичных ГРЭС СКД. В ЕЕЭС на долю ТЭЦ приходится более 30% всей установленной мощности, которая используется только в базовой части графиков нагрузки ЭЭС, сокращая на эту величину базовую нагрузку для блочных ТЭС СВД и СКД.

Длительный период освоения блоков СКД 300 Мвт, высокие приведенные расчетные затраты на производство электрической энергии, наряду с низкой надежностью [3, 4, 13, 14, 15] (табл. 1 и 2) не позволили накопить опыт и выявить деградацию традиционного цикла II области в период работы энергосистем с хорошо освоенными блоками и своевременно принять необходимые технические меры, особенно по разработке и внедрению маневренных ТЭС для покрытия переменной части графика нагрузки электроэнергосистем, поставив в тяжелые условия работу ЭЭС как по эффективности, так и по надежности производства электрической энергии в ЕЕЭС [5]. Решение проблемы пиковой мощности в Единой Европейской энергосистеме по этой причине приобрело важнейшее государственное значение. Решение этой задачи оказалось неподготовленным и постановка ее неожиданной [5]. Только в 1970 году, как можно судить по литературе, приступили к исследованиям в этой области и наметили задачи по ее решению, которые, оказывается, могут быть осуществлены не раньше, как в следующих пятилетках, ввиду большого задела по развитию базисных блочных ГРЭС, ТЭЦ и АЭС в IX пятилетке.

По мнению Минэнерго СССР [6], до 1980 года нет другого решения, кроме повышения маневренности выпускаемых энергоблоков СКД 300 Мвт, и все задачи, связанные с этим, должны быть решены в кратчайшие сроки. В настоящее время благодаря технической невозможности работы блоков СКД К-300-240 в переменном режиме ЕЕЭС приходится вырабатывать большое количество электрической энергии на этих блоках в базовом режиме на дорогом привозном топливе и передавать эту энергию в районы с более дешевым топливом — в обратном направлении топливно-транспортному потоку — с Северо-Запада и Центра в ОЭС Юга и Юго-Востока, что приводит к существенному повышению расчетных затрат и расхода топлива на выработку энергии. Такая нерациональная структура генерирующих мощностей в ЕЕЭС, которая приобретает угрожающее значение, является результатом невыявленности закона о деградации традиционного цикла II области в отечественной энергетике.

Деградация традиционного цикла II области в отечественной энергетике за прошедшее десятилетие проявилась в трудностях освоения блоков СКД 300 Мвт [3—5], в невозможности длительное время реализовать проектные показатели работы таких блоков, в малом числе часов использования установленной мощности, в высоких удельных расходах топлива и особенно расчетных затрат на производство электрической энергии блочными установками СКД, а также в низкой надежности и большой аварийности таких блоков. Отсутствие специальных маневренных ТЭС еще в большей степени усиливает отрицательный эффект от деградации традиционного цикла II области в нашей стране. Перевод базисных блоков в 200 и 300 Мвт в полупиковую нагрузку технически не подготовлен, экономически не целесообразен, эксплуатационно не пригоден [1—3,5].

Работа базисного блока К-200-130 в полупиковом режиме увеличивает затраты на производство электрической энергии для районов дорогого топлива с 0,9 при базовом режиме до 1,94 коп/квтч при 2000 часов работы в год и до 1,34 коп/квтч при 4000 ч/год. При этом удельный расход топлива на каждый киловатт-час, выработанный в полупиковом

Т а б л и ц а 1

Экономические показатели работы блоков СКД К-300-240 [13] за 1965—67 гг.*
в связи с деградацией традиционного цикла II области в стадии освоения блоков

Наименование показателей	Годы	Наименование ГРЭС				
		Череповецкая	Новочеркасская	Приднепровская	Канаковская	Троицкая
Коэффициент использования рабочего времени, %	1965	21	47,4	24,9	48,7	42,3
	1966	45,9	60,8	44,3	65,8	59,0
	1967	45,9	44,1	60,3	65,8	59,0
Коэффициент использования установленной мощности, %	1965	15,3	37,8	18,9	33,8	21,6
	1966	33,1	48,7	34,6	54,2	40,6
	1967	33,1	34,6	48,4	54,2	40,6
Удельный расход условного топлива на отпущенный <i>квтч</i> , <i>г/квтч</i> (факт./проект.)	1965	418/327	489/318	400/338	380/318	449/328
	1966	414/327	397/318	402/338	365/318	455/328
	1967	414/327	407/318	397/338	358/318	404/328
Превышение фактического удельного расхода топлива над проектным (<i>г/квтч</i> ; %)	1965	91,33	171,54	62,18	62,19	121,37
	1966	87,26	59,17	64,19	47,14,8	127,38,8
	1967	87,26	89,28	59,17	40,17,6	76,23

* В среднем эксплуатационные показатели блоков К-300-240 ниже проектных за 1965—67 гг. составляли: удельный расход топлива на 15%; коэффициент использования рабочего времени на 24,5%; коэффициент использования установленной мощности — 23%. Расход энергии на собственные нужды выше на 2,6%. По проектным показателям турбины СКД К-300-240 должны были иметь по сравнению с турбинами 100 *Мвт* К-100-90 удельный вес в два раза, а трудоемкость более чем в 1,5 раза ниже. Фактически вследствие затяжных сроков освоения удельная себестоимость на пятом году освоения блоков К-300-240 была выше проектной на 34%.

Т а б л и ц а 2

Проектные и эксплуатационные данные по себестоимости одного отпущенного *квтч* по блокам СВД К-200-130 [13]

ГРЭС	Полная себестоимость, <i>коп./квтч</i> , %	В том числе				
		топ- ливо	амортизация	зар- плата	прочие расходы	
Змиевская	0,472 106 %	0,372	0,094	0,053	0,053	Фактич.
	0,445 100 %	0,326	0,063	0,019	0,038	Проектн.
Луганская	0,519 137 %	0,303	0,115	0,021	0,080	Фактич.
	0,380 100 %	0,296	0,054	0,006	0,024	Проектн.
Старобешевская	0,436 126 %	0,296	0,102	0,015	0,023	Фактич.
	0,345 100 %	0,270	0,046	0,008	0,021	Проектн.
Южно-Уральская	0,546 113 %	0,416	0,105	0,008	0,20	Фактич.
	0,479 100 %	0,384	0,067	0,001	0,027	Проектн.

режиме, возрастает от 30 при 400 *ч/год* до 70 *г/квтч* условного топлива при 2000 часов работы в год с абсолютным удельным расходом топлива в 380—400 *г/квтч* вместо 330 *г/квтч* при базовом режиме [5]. Внедрение специальных маневренных блоков с традиционными циклами и энергетическим оборудованием преследует прежде всего вопросы обеспечения надежности работы энергосистем и наряду с этим позволяет при пониженных параметрах пара с упрощенными тепловыми схемами значительно снизить расчетные затраты на производство электрической энергии в полупиковой части нагрузки энергосистем по сравнению с переводом базовых блоков в эту часть графиков нагрузки (рис. 3), если бы базовые блоки СКД технически были пригодны для работы в полупиковой части графиков нагрузки ЭЭС.

Расчетные затраты на производство электрической энергии специальными маневренными паротурбинными ТЭС и газотурбинными электрическими станциями при 2000 часов работы в год на 0,2—0,5 *коп/квтч* ниже, чем для базовых К-200-130 и на 0,1—0,08 *коп/квтч* ниже при 4000 часов работы в год. Тепловая же экономичность маневренных полупиковых ТЭС и ГТС оказывается значительно ниже базовых блоков при их работе в полупиковом режиме. Удельный расход топлива на таких маневренных ТЭС в зависимости от числа часов работы в год составляет 450—500 *г/квтч* [5]. В современных ЭЭС более половины производства электрической энергии приходится на переменную часть графиков нагрузки в энергосистемах ЕЕЭС нашей страны. Еще более высокими удельными расходами топлива характеризуется производство электрической энергии в остропиковой части графиков нагрузки.

Интенсивное внедрение атомных электростанций в ЕЕЭС в перспективе приведет к полному вытеснению блочных ТЭС и ТЭЦ в переменную часть графиков нагрузки энергосистем (рис. 2) с малым числом

часов использования установленной мощности, дорогой и экономичной в базовом режиме, с остановкой на ночь и выходные дни, с работой при низких нагрузках, с частыми пусками и остановками блоков, что вызовет резкое снижение эффективности работы блочных ТЭС и ЭЭС в целом в будущих энергосистемах и приведет к окончательной деградации традиционного цикла II области в отечественной энергетике. В этом случае еще в большей степени возрастает проблема пиковой мощности и переменного режима работы ЭЭС, еще острее станет необходимость внедрения неэкономичных по расходу топлива специальных маневренных паротурбинных и газотурбинных электростанций.

Модернизация базисных блоков СКД для работы в полупиковом режиме, если удастся найти техническое решение по созданию маневренных блоков СКД с традиционным циклом II области, приведет к дополнительному удорожанию блоков СКД по сравнению с выпускаемыми в настоящее время базисными блоками СКД, а также к дополнительному снижению тепловой экономичности и еще к более высоким расчетным затратам и удельным расходам топлива в переменном режиме по сравнению с работой современных базовых блоков в полупиковом режиме. В связи с этим развитие теплоэнергетики по параметрам пара, тепловой экономичности и, тем более, по расчетным затратам пойдет вспять — по пути снижения эффективности производства электрической энергии вместо предполагаемого и планируемого непрерывного повышения эффективности энергетического производства в будущих энергосистемах с традиционным циклом II области. От высоких замыслов, блестящих прогнозов о достижении низких расчетных затрат на производство электроэнергии, от перехода энергетики на блочные базисные ТЭС СКД в недалекой перспективе намечается обратный процесс — снижение эффективности энергетики с затратой огромных средств и материальных ресурсов на научные исследования, разработку, внедрение и освоение новой техники с преодолением сложных проблем и больших трудностей, связанных с условиями переменного режима работы ТЭС в энергосистемах.

Ни высокий уровень энергомашиностроения, ни комплексная автоматизация и оптимизация сооружения и эксплуатации электростанций и энергосистем и многие другие достижения в энергетике и других отраслях производства не в состоянии остановить или предотвратить окончательную деградацию традиционного цикла II области, историчность его развития при полном переходе ТЭС на органическом топливе в переменную часть графиков нагрузки будущих энергосистем. Весь этот процесс в отечественной и зарубежной энергетике протекает без раскрытия основного закона традиционного цикла II области, без глубокого представления отрицательных последствий для развития энергетики будущего от современных технических решений в области теплоэнергетики [1—10].

Большие достижения советской энергетики за последнее десятилетие [8], высокие качественные и количественные показатели производства электрической энергии, быстрые темпы энергостроительства, обеспечивающие на всех этапах развития народного хозяйства техническое перевооружение всех отраслей производства, являются результатом социалистической системы хозяйства, высокого научно-технического уровня развития нашей страны, напряженной деятельности научно-технического и производственного потенциала отечественной энергетики. Особенно примечательно то, что эти достижения отечественной энергетики достигнуты в рамках традиционного цикла II области, потребовавшего решений чрезвычайно сложных и трудных технических проблем, высокой

организации научных исследований, проектных и конструкторских работ, высокого уровня развития энергомашиностроения, металлургии и других отраслей народного хозяйства, а также концентрации материальных и производственных ресурсов. Эти достижения стали возможны благодаря осуществлению на всем протяжении развития отечественной энергетики и особенно за последнее десятилетие концентрации энергетических мощностей и централизации энергоснабжения в нашей стране, решающего фактора технического прогресса традиционного пути развития энергетики.

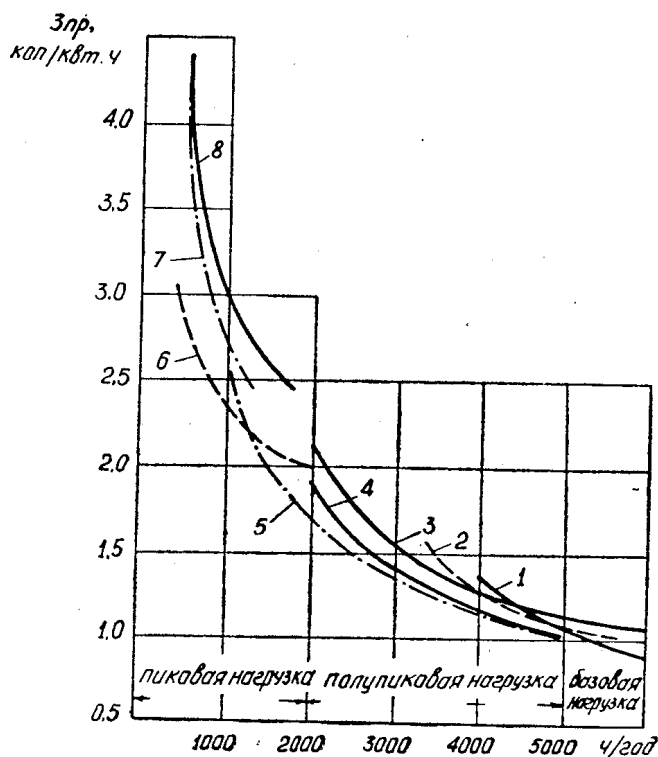


Рис. 3. Расчетные затраты на производство электрической энергии на различных типах электростанций в зависимости от их годового числа часов использования [5].
1 — АЭС, 2 — блоки СКД К-800-240, 3 — блоки СВД К-200-130, 4 — блоки СВД К-500-160, 5 — маневренные блоки на 90 ат, 500°C, 6 — авиационные реактивные ГТУ 54 Мвт, 7 — ГТУ при удельных капиталовложениях 70 руб/квт, 8 — ГАЭС при удельных капзатратах 170 руб/квт (дешевое топливо)

Концентрация производства электрической энергии в нашей стране позволила ускорить наращивания мощностей, сократить удельный объем строительной части ТЭС, повысить производительность труда и эффективность использования капиталовложений, увеличить выпуск оборудования энергетическими заводами и повысить технико-экономические показатели производства электрической энергии.

На начало 1972 года мощность крупных блоков составляла в нашей стране более 40% всех агрегатов, установленных на ТЭС [9]. Общая мощность ГРЭС в 1—2,4 млн. квт превышала 35% всех ТЭС в стране. Переход на блоки 800 Мвт в последующей пятилетке может привести к экономии денежных средств порядка 8 рублей на каждый квт установленной мощности и снизить удельный расход топлива на 6 г/квтч по

сравнению с блоками мощностью 300 Мвт на те же параметры пара. Предполагаемый ввод 40 блоков 800 Мвт в течение последующих 10 лет позволит сэкономить 250 млн. рублей и 1150 тыс. т условного топлива в год [9].

Еще более эффективной оказалась концентрация производства при комбинированной выработке электрической энергии на ТЭЦ за счет внедрения крупных энергетических агрегатов и строительства мощных ТЭЦ.

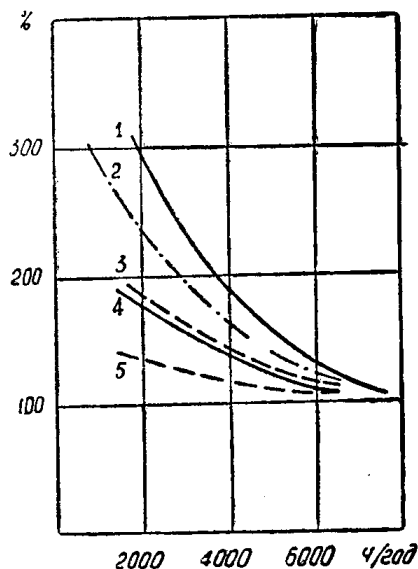


Рис. 4. Зависимость относительной стоимости выработки электрической энергии от годового числа часов использования электростанций. 1 — АЭС, ядерное горючее, 21 марк. ФРГ/т у. т.; 2 — ТЭС, бурый уголь, 35 марк. ФРГ/т у. т.; 3 — ТЭС, каменный уголь, 91 марк. ФРГ/т у. т.; 4 — ТЭС, газ-мазут, 49 марк. ФРГ/т у. т. — газ, 63 марк. ФРГ/т у. т. — мазут; 5 — ТЭС — АФ, бурый уголь, по данным ТПИ. (Удельные капиталовложения ТЭС на буром угле на 15% больше, а на газомазутном топливе на 12% ниже ТЭС на каменном угле. Удельные капиталовложения на АЭС на 70% выше газомазутных ТЭС). 1—4 — для условий ФРГ.

дет еще к более резкому повышению удельных расходов топлива и расчетных приведенных затрат на производство электрической энергии, чем это могло бы иметь место при работе блоков в базовом режиме с традиционным циклом II области (рис. 3, 4).

Эти данные могут служить некоторой иллюстрацией деградации традиционного цикла II области в ЕЕЭС нашей страны в перспективе 10—15 лет, а также подтверждают выводы ТПИ об отсутствии достаточного представления об объективном законе развития энергетики в современной литературе, отражающей техническую политику и прогнозирование энергетики будущего.

Переход от ТЭЦ мощностью 100 Мвт к ТЭЦ в 300—1000 Мвт и выше привело к снижению капиталовложений на 70—80 руб/квт.

Суточный график электропотребления в ЕЕЭС имеет ярко выраженный пиковый характер, особенно в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Юга. При перспективном развитии ЕЕЭС особо остро возникает проблема покрытия переменной части графиков нагрузки, проблема оптимального выбора состава генерирующих мощностей.

По данным Энергосетьпроекта [9] для покрытия переменной части графиков нагрузки в масштабе ЕЕЭС через 10—15 лет необходимо ввести до 10 млн. квт ГТУ, удвоить ГЭС за счет сооружения ГАЭС и установить до 15 млн. квт специальных маневренных паротурбинных ТЭС низкой тепловой экономичности на докритическое давление пара, способных ежедневно останавливаться и быстро включаться в работу, а также производить разгрузку части мощных блоков СКД в ночное время на 30—50% номинальной мощности (рис. 2 [12]). При этом только строительство маневренных блоков даст экономию капитальных затрат в 210 млн. рублей по сравнению с эксплуатацией базовых блоков СКД той же мощности при равной (низкой) тепловой экономичности в переменной части графиков нагрузки сравниваемых блоков. Эксплуатация ГТУ и НАГЭС приве-

Достигнутые успехи в развитии отечественной энергетики благодаря концентрации энергетических мощностей и централизации энергоснабжения, ввиду деградации традиционного цикла второй области, фактически оказываются чрезвычайно заниженными. Высокая эффективность и прогрессивная роль концентрации энергетических мощностей и централизации энергоснабжения не могут быть реализованы в энергетике с современными паротурбинными установками СВД и СКД, и они почти полностью расходятся на преодоление многочисленных недостатков развития энергетики с традиционным циклом II области в стадии его деградации.

В недалекой перспективе, через 10—15 лет, при полном переходе мощных базовых блочных ТЭС СКД в переменную часть графиков нагрузки энергосистем концентрация энергетических мощностей, даже современного уровня, приведет не к повышению, а к снижению эффективности производства электрической энергии в энергосистемах, из прогрессивного станет регрессивным фактором развития энергетики с традиционным циклом II области в стадии окончательной его деградации [10].

ЛИТЕРАТУРА

1. М. А. Стырикович, Л. С. Попырин. Зарубежный опыт применения паротурбинных электростанций для покрытия пиковой и полупиковой части графиков нагрузки энергосистем. «Теплоэнергетика», 1971, № 3.
2. Н. С. Черницкий, Е. Р. Полткин, А. Ш. Лайзерович. Техно-экономические показатели электростанций для переменного режима работы. «Теплоэнергетика», 1971, № 3.
3. М. С. Шкроб. Повышение надежности и экономичности энергетических блоков сверхкритического давления. «Теплоэнергетика», 1971, № 3.
4. С. В. Положий. Трудности развития паротурбинных установок — результат использования паросилового цикла, его противоречий и недостатков. Сборник статей I Научно-технической конференции по теплообмену и сжиганию. КПИ, Красноярск, 1971.
5. Л. А. Мелентьев, К. Д. Лаврененко. О выборе эффективного оборудования в переменной части графиков нагрузки электроэнергетических систем. «Теплоэнергетика», 1971, № 3.
6. С. В. Положий. Еще раз к вопросу о применении адиабатического фазообразования в паротурбинных установках. Изв. ТПИ, т. 205, Томск, 1972.
7. А. А. Бесчинский, К. П. Кислов, Ю. М. Коган, М. А. Чернин. Техно-экономические проблемы развития энергетики на генеральную перспективу. Всесоюзное научно-техническое совещание. «Электрические станции», 1972, № 2.
8. А. А. Бесчинский, Г. А. Илларионов, С. С. Рокотян. Энергетическая база коммунистического строительства. «Теплоэнергетика», 1972, № 12.
9. Ю. Н. Флаксерман. Экономическая эффективность концентрации мощностей и централизации электроснабжения. «Теплоэнергетика», 1972, № 12.
10. С. В. Положий. Деградация традиционного паротурбинного цикла — основная тенденция развития мировой энергетики. Настоящий сборник.
11. А. Ш. Лейзарович. Перспективы применения ГТУ в США. Экспресс-информация. «Теплоэнергетика», 1971, № 38.
12. Г. Б. Левенталь, Л. С. Попырин. Оптимизация теплоэнергетических установок. М., «Энергия», 1970.
13. К. И. Климов, Е. В. Петрова. Экономическая эффективность технического прогресса в тяжелой промышленности СССР. М., «Наука», 1971.
14. Л. А. Трубицын. Повышение надежности энергетических блоков на закритические параметры пара. «Теплоэнергетика», 1971, № 6.
15. И. Р. Крянжн, Г. А. Тумяков, Л. П. Трусков. Новые аспекты проблемы эксплуатационной надежности металла в тепловой энергетике. «Теплоэнергетика», 1973, № 10.