

УДК 621.311.22

В.М. КОВЕЦКИЙ (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ ПАРОГАЗО-ТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Рассмотрены вопросы использования технологий парогазотурбинных энергоблоков, повышения их мощности и эффективности.

Повышение энергетической эффективности теплоэлектрогенерирующих установок требует максимального технически возможного повышения начальных параметров рабочей среды и их минимизации в конце рабочего процесса. В современных паротурбинных установках (ПТУ) начальные параметры рабочей среды составляют: давление 30 МПа, температура 580°C с промежуточным перегревом пара 610°C, а конечные 2,8 кПа, 23°C при температуре охлаждающей воды +5...15°C. При работе на природном газе КПД энергоблоков достигает 50% [1]. Увеличение температуры пара до 700-800°C сдерживается возможностями металлургии в создании требуемых жаропрочных сплавов.

Дальнейшее повышение начальной температуры рабочей среды до 900-1400°C возможно в газотурбинном двигателе (ГТД) благодаря разработке новых жаропрочных материалов и покрытий, а также способов охлаждения направляющих и рабочих лопаток газовой турбины. В качестве топлива ГТД могут использоваться природный газ, светлые сорта нефти (керосин, дизельное топливо), горючие газы металлургического производства (доменный, коксовый, конверторный), спутниковый газ нефтедобычи, угольный синтез-газ, метан и другие горючие газы. Использование этих топлив в ГТД возможно только после глубокой очистки от соединений серы, ванадия, твердых частиц и влаги. Кроме того, требуются кондиционирование смеси нескольких видов газа для достижения проектной теплоты сгорания и сжатие до давления, обеспечивающего работу горелок в камерах сгорания.

Простейшей по технологической схеме парогазотурбинной установкой (ПГУ) является

установка, работающая на смеси газового, воздушного и парового рабочих тел. При этом фактически турбина ГТД объединяет функции газовой и паровой турбины. Котел-утилизатор использует теплоту выхлопных газов ГТД для получения пара, который вводится в ядро горения топлива, увеличивая массовый расход рабочего тела на турбину с повышением ее мощности и КПД. Величина энергетического впрыска пара для разного типа ГТУ колеблется в пределах 0,1-0,25 кг пара на 1 кг воздуха (оптимальный 0,18 кг/кг), что позволяет повысить КПД (брутто) на 20-60% (отн) и мощность на 50-90% (отн). Перегрев впрыскиваемого пара выше температуры насыщения позволяет дополнительно увеличить КПД установки до 6% (отн). Экологический впрыск пара в камеры сгорания (0,08 кг пара на 1 кг воздуха) позволяет снизить величину топочного образования NO_x до 25 ppm при сжигании природного газа и до 50 ppm при сжигании жидкого топлива. Впрыск пара требует модернизации горелок, камер сгорания и проточной части газовой турбины [2]. Холодным источником в этом термодинамическом цикле Ченга является котел-утилизатор и атмосферный воздух, а при улавливании влаги из дымовых газов – контактные конденсаторы.

В НПП «Машпроект» использовали эту технологию, создав два образца опытно-промышленных ГТУ «Водолей-16» и «Водолей-25» с серийными газовыми турбинами UGT10000 и UGT 15000. Их технические характеристики представлены в табл. 1.

При энергетическом впрыске 0,17 кг/кг мощность ГТУ возросла на 6 МВт и 7,5 МВт, а КПД на 9% и 8% (абс) соответственно.

Таблица 1

Параметры	UGT10000	Водолей-16	UGT15000	Водолей-25
Мощность, МВт(э)	10,5	16,0	17,5	25,0
Расход воздуха, кг/с	36,02	36,02	70,86	70,86
Расход топлива, кг/с	0,68	0,83	1,14	1,30
Расход пара, кг/с	–	6,12	–	12,05
КПД, %	36	45	35	43

Недостатком этой технологии, сдерживающей ее внедрение, является необходимость постоянной подпитки котлов-утилизаторов химически очищенной водой из-за выноса пара в атмосферу с уходящими газами ГТУ. Затраты на водоподготовку увеличивают на 2% себестоимость вырабатываемой электроэнергии. В газотурбинных установках «Водолей» для уменьшения потери пара используется котел-утилизатор, обеспечивающий температуру уходящих газов близкую к точке росы (95-105°C) [3]. Последовательное размещение по ходу дымовых газов контактных конденсаторов позволяет исключить потери пара в атмосферу при температуре охлаждающей воды ниже 30°C. Охлаждение этой воды осуществляется в сухой радиаторной градирне Геллера. Установка контактных конденсаторов пара позволяет возвращать собранную воду из дымовых газов для повторного использования.

Японские специалисты выполнили проект 2-х вальной ГТУ типа AGTJ-100 мощностью 400 МВт с впрыском пара в камеры сгорания высокого (0,19 кг/кг) и низкого (0,09 кг/кг) давлений, паровым охлаждением элементов газовой турбины в частях высокого и низкого давлений и промежуточным охлаждением сжимаемого воздуха в компрессоре [4, 5]. Начальная температура газов перед частью высокого давления – 1300°C, низкого – 1175°C. При суммарной степени сжатия 80 расчетный КПД установки достигает 54,3%. Удельные капитальные затраты на сооружение ПГУ с впрыском пара в зависимости от мощности составляют 400-635 долл./кВт.

Более сложной бинарной термодинамической схемой с паровым теплоносителем является схема, в которой газовый теплоноситель отделен от пароводяного поверхностями теплообмена.

Необходимость реконструкции физически устаревших энергоблоков ТЭС и ТЭЦ с повышением их мощности и экономичности привела к использованию ГТУ простой схемы в качестве надстройки к существующим паросиловым энергоблокам. Возможность использования газотурбинной надстройки (ГТН) определяется следующими факторами:

- остаточным прочностным ресурсом и физическим состоянием основного и вспомогательного оборудования ПТУ;

- наличием свободной площади и объема в ячейке энергоблока для размещения ГТД с всасывающими и выхлопными газоходами, электрогенератора с токопроводами;

- фактической пропускной способностью, мощностью и другими техническими характеристиками существующего тепло- и электротехнического оборудования;

- возможностью достижения оптимального отношения мощности газовой и паровой частей энергоблока (приблизительно 2:1).

На существующих энергоблоках ТЭС и ТЭЦ эти факторы реализуются индивидуально. Для газомазутных энергоблоков признанной технологической схемой является сбросная – сброс горячих выхлопных газов ГТД в топку парового котла.

На Березовской ТЭС надстройка устаревшего газомазутного энергоблока мощностью 160 МВт двумя газотурбинными установками ГТЭ-25 (Зоря-Машпроект) мощностью по 25 МВт и КПД 37% позволила получить парогазовую установку мощностью 215 МВт с современным уровнем экономичности (удельный расход условного топлива уменьшился с 370 г/кВт·ч до 310 г/кВт·ч), высокими эксплуатационными показателями (КПД 40%) и маневренностью [6]. Мощность ГТУ составила 23% от мощности энергоблока.

Так как выхлопные газы поступают в обычный котел, предназначенный для работы с разрежением, то для защиты его от наддува при отказе дымососов требуется установка быстродействующих высокотемпературных пускозащитных клапанов и байпасной дымовой трубы. Эти клапаны позволяют осуществить раздельную работу ГТУ и ПТУ без изменения режимов работы установок. При отключении ГТУ от ПТУ пускозащитные клапаны направляют дымовые газы ГТУ в байпасную дымовую трубу.

Для обеспечения необходимого расчетного коэффициента избытка воздуха в зоне горения котла устанавливается дополнительный вентилятор, подающий воздух в специально организованную камеру для смешения с выхлопными газами ГТУ. Подача в топку горячих газов позволяет исключить из тракта котла подогреватели воздуха и ввести подогреватели питательной воды высокого и низкого давления, ранее использовавшие тепло пара, из отборов паровой турбины. В результате возникает необходимость пропуска через проточную часть паровой турбины возросшего количества пара, что приводит к возрастанию мощности на 15 МВт. Невключение в объем реконструкции паровой турбины и электрогенератора позволило увеличить мощность энергоблока только на 5 МВт

исходя из предельно допустимых возможностей электрогенератора. Удельные капитальные затраты на эту реконструкцию в пять раз ниже, чем на строительство новой ПГУ, так как удается использовать большую часть существующего оборудования. Однако сбросная схема не позволяет достичь КПД современных ПГУ (60%).

Капитальные затраты на реконструкцию энергоблока, работающего по сбросной схеме на ТЭС, выработавших нормативный ресурс (до 250 тыс. ч), будут рационально использованы в том случае, когда продленный рабочий ресурс оставшегося в работе оборудования энергоблока будет не меньше рабочего ресурса ГТУ (36–100 тыс. ч). Неопределенность в оценке времени продления рабочего ресурса, рассмотренные ранее компоновочные сложности и подорожание природного газа сдерживают широкое использование этого способа реконструкции существующих газомазутных ТЭС.

Использование сбросной технологической схемы для реконструкции действующих пылеугольных энергоблоков ТЭС представляет собой более сложную задачу по сравнению с реконструкцией газомазутных энергоблоков. Использование газотурбинной надстройки для модернизации энергоблоков пылеугольных ТЭС кроме повышения КПД позволяет решить ряд актуальных задач подготовки и сжигания непроектного топлива в условиях нестабильных поставок и качества угля:

1. При повышении влажности топлива до 15% количество требуемого сушильного агента в два раза превышает проектное. Существующее оборудование пылеприготовления не обеспечивает такое увеличение сушильного агента. Подача в пылесистему сбросных газов ГТУ с понижением их температуры до 430–340°C в газодводяных теплообменниках, охлаждаемых питательной водой, позволяет сохранить проектную производительность углеразмольных мельниц, обеспечить бесшлаковочный режим работы топки котла и гарантировать подготовку топлива с влажностью 11%.

2. При повышении зольности от 25 до 35% температура газов в поворотном газоходе котла повышается на 40–50°C при номинальном режиме, что приводит к необходимости снижать мощность энергоблока (на 30–40 МВт для энергоблока мощностью 300 МВт). Подача сбросных газов ГТУ в каналы вторичного воздушного дутья горелок котла при содержании кислорода 15% эквивалентно увеличению расхода дутья в 1,4

раза, что приводит к расчетному значению температуры газа в поворотном газоходе при номинальной нагрузке.

3. Использование выхлопных газов ГТУ с концентрацией кислорода 13–15% при подаче их в пылеприготовительную систему обеспечивает ее безопасную работу при поступлении взрывоопасного угля различных марок.

Проект реконструкции пылеугольных блоков мощностью 300 МВт первой очереди Угледорской ТЭС путем газотурбинной надстройки с ГТД V84.3A фирмы Siemens мощностью 170 МВт(э) и КПД 38% предусматривает увеличение КПД энергоблока до 44–46% [7]. Удельные капитальные затраты на реконструкцию оцениваются в 210 долл./кВт. В реконструкцию не включены паровая турбина и электрогенератор. В результате создается ПГУ мощностью 430 МВт(э), в которой мощность паротурбинной части 310 МВт ограничена техническими возможностями электрогенератора, а мощность ГТУ снижается до 120 МВт (28% от мощности ПГУ) из-за роста давления на выхлопе газовой турбины. Рост давления вызван размещением газодводяных теплообменников, большой протяженностью и сложной конфигурацией выхлопных газоходов ГТУ в пылеприготовительную систему и к горелкам котла.

Различие сбросной схемы ПГУ с газомазутными и пылеугольными энергоблоками состоит в том, что в газомазутном котле используется вся тепловая энергия выхлопных газов ГТД, а в пылеугольном только ее часть, идущая на вторичное дутье в горелки котла. Поэтому изменение мощности газомазутного энергоблока выполняется за счет изменения дополнительного сжигаемого газа в топке котла. Изменение мощности пылеугольного энергоблока осуществляется за счет изменения расхода горячего дутья на горелки при сохранении требуемого избытка воздуха по отношению к сжигаемому топливу. Это приводит к изменению мощности газовой турбины и ее работы с неоптимальным КПД. Такая реконструкция пылеугольных энергоблоков, выработавших свой нормативный срок службы, сохраняет те же недостатки, что и реконструкция аналогичных газомазутных энергоблоков и также не находит широкого распространения несмотря на малые капитальные затраты.

В последние годы находит все большее применение параллельная технологическая схема ПГУ, в которой генерируемый острый пар

в котле-утилизаторе ГТУ направляется в паровую турбину, частично вытесняя пар энергетического котла. Такая технологическая схема применима как для реконструкции ТЭС и ТЭЦ, так и при сооружении новых энергоблоков с газомазутными и пылеугольными котлами. Подобная надстройка практически полностью сохраняет инфраструктуру ТЭС и главного корпуса, параметры паросиловой части, оборудование и его компоновку.

Примером реализации такой схемы является проект реконструкции первой очереди ТЭЦ-23 «Мосэнерго» [8], в которой рабочий ресурс паротурбинного оборудования близок к исчерпанию. При реконструкции кроме размещения газовой турбины с котлом-утилизатором предусматривается замена турбогенератора Т-100-130 мощностью 100 МВт на Т-110/120-130-5 с использованием существующего фундамента. Энергетический котел ТГМ-96 не входит в объем реконструкции.

В рассматриваемой параллельной схеме пар от котла-утилизатора ГТУ направляется в конвективный пароперегреватель энергетического котла вторым (параллельным) потоком, где нагревается до температуры 555°C. Реконструкции также подлежит система отвода конденсата и питательной воды на котел-утилизатор. Планируется использовать газовую турбину V64.3A фирмы Siemens мощностью 67,7 МВт. КПД ПГУ мощностью 178,5 МВт при номинальной нагрузке в конденсационном режиме 42,3%, что на 7,2% больше КПД существующего энергоблока.

Наиболее высоким КПД обладают утилизационные ПГУ, в которых температура выхлопных газов ГТД превышает температуру свежего пара ПТУ на 25-30°C. В работе [9] выполнен анализ тепловых схем утилизационных ПГУ для

варианта 1ГТУ+1КУ+1ПТУ. Расчеты выполнены при использовании ГТУ мощностью 330 МВт, с температурой выхлопных газов 650°C, расходом 750 кг/с, КПД 37,3%. Рассматривались конденсационные ПГУ без промперегрева пара и с промперегревом. Давление пара в конденсаторе 3,9 кПа, влажность пара 9%. Результаты исследования влияния давления пара перед турбиной и количества пароводяных контуров на мощность и экономичность ПГУ представлены в табл. 2.

Из нее следует, что КПД и мощность ПГУ возрастают с увеличением количества контуров, давления пара и при использовании промперегрева. Для ГТУ, у которых температура выхлопных газов превышает 600°C, это означает, что в паросиловой части ПГУ целесообразно использовать трехконтурные схемы с промперегревом и максимально возможными начальными параметрами острого пара и горячего промперегрева. Наиболее подходящими могут быть начальные параметры острого пара 12,75/565/565 с разделительным давлением по промперегреву 2,9-3,3 МПа.

Достижение максимального КПД парогазовой утилизационной установки обеспечивается при оптимальном отношении электрических мощностей ГТУ и ПТУ в диапазоне 1,70-1,95 в зависимости от количества пароводяных контуров, давления острого пара и наличия промперегрева (таб. 2). На КПД ПГУ существенно влияет энергетическая эффективность газотурбинных двигателей.

Утилизационные ПГУ могут выполняться по двум конструктивным схемам: одновальные – на одном валу располагаются воздушный компрессор, газовая турбина, ротора паровой турбины и электрогенератора; многовальные – несколько ГТУ со своими электрогенераторами

Таблица 2

Перегрев пара (п/п)	без п/п	без п/п	без п/п	без п/п	без п/п	без п/п	с п/п	с п/п
Количество контуров	1	2	3	1	2	3	3	3
Давление пара, МПа	6,67	6,67	6,67	12,75	12,75	12,75	12,75	23,5
Температура пара, °С	565	565	565	565	565	565	565	565
Температура промперегрева, °С	–	–	–	–	–	–	565	565
Мощность ПГУ, МВт в т.ч. N _{пту} , МВт	499,0 169	506,9 176,9	508,0 178,0	506,3 176,3	515,0 185,0	516,5 186,5	519,7 189,7	523,5 193,5
N _{гту} / N _{пту} ,	1,95	1,86	1,85	1,87	1,78	1,76	1,74	1,70
КПД ПГУ, %	56,65	57,54	57,67	57,48	58,46	58,64	59,0	59,43

Таблиця 3

Технические параметры	ПГУ-450Т	ПГУ-677
ГТУ	V94.2	M9F
Электрическая мощность, МВт	153,7	213,7
Расход газов на выходе, кг/с	514,3	–
Температура на выходе, °С	535	583
КПД, %	33,9	34,1
Выбросы NO _x , ppm	20	60
Котел-утилизатор		
Расход пара ВД, т/ч	475	–
Давление пара ВД, МПа	7,6	11
Температура пара ВД, °С	510	540
Расход пара СД, т/ч	–	–
Давление пара СД, МПа	–	2,7
Расход пара НД, т/ч	108	–
Давление пара НД, МПа	0,62	0,45
ПТУ	T-150-7,7	
Электрическая мощность, МВт	151	250
Давление пара, МПа	7,2	11
Температура пара, °С	504	535
ПГУ		
Электрическая мощность, МВт	451	677,4
КПД брутто, %	50,7	53,56

на одну паровую турбину с электрогенератором.

Преимуществами одновальных ПГУ, наиболее полно реализующих принцип блочности, являются: сокращение количества электрических генераторов, главных трансформаторов и ячеек распределительных устройств; упрощение управления и объединение маслосистем паровой турбины и ГТУ. Трудности при их использовании возникают из-за расположения котла и паровой турбины на одной линии по разные стороны от ГТУ, что увеличивает длину паропроводов, и увеличения пусковой мощности в результате роста общей массы роторов агрегатов.

В многовальных ПГУ с двумя ГТУ на одну паровую турбину нет ограничений на использование многоцилиндровых паровых турбин большой мощности. В таких ПГУ есть возможность вести капитальный ремонт одной ГТУ при непрерывной работе всей установки со снижением электрической мощности до 50%. Для получения пиковой электроэнергии можно использовать ГТУ без паровой части при наличии байпасных дымовых труб. Трудности при использовании многовальных ПГУ состоят в: усложнении авто-

матизированной системы управления тремя электрогенерирующими установками; обеспечении выдачи электрической мощности от трех электрогенераторов с установкой главных трансформаторов. Кроме того, размещение многовальных ПГУ требует больше площади, чем одновальных.

Стремление наиболее рационально использовать дорогостоящий природный газ и дизельное топливо определило развитие утилизационных ПГУ широкого диапазона мощностей (от 8,5 до 972 МВт) в различном конструктивном исполнении. В России на Северо-Западной ТЭЦ (Санкт-Петербург) сооружена парогазовая установка ПГУ-450Т. В ее составе:

- две газовые турбины V94.2 (Сименс-Интертурбо) с регулируемым входным направляющим аппаратом компрессоров;

- два котла-утилизатора двух давлений типа П-90 (Подольский машиностроительный завод), барабанные, вертикальной компоновки с принудительной циркуляцией. В контуре высокого давления каждого котла-утилизатора располагаются конвективные поверхности нагрева (экономайзер, испаритель, пароперегреватель), в контуре низкого давления – испари-

тель и пароперегреватель. Последняя по ходу газов поверхность нагрева котла-утилизатора – газовый подогреватель конденсата (ГПК);

– одна паровая турбина Т-150-7,7 (Ленинградский металлический завод), которая имеет три отбора пара для подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях.

Турбина работает на паре контуров высокого и низкого давлений и не имеет паровых регенеративных подогревателей. Давление в конденсаторе 8,12 кПа при температуре охлаждающей воды 20°C. Подогрев основного конденсата происходит в ГПК котлов-утилизаторов. Деаэрационно-питательная установка включает деаэратор и две группы питательных электронасосов – высокого и низкого давления. Питание паром деаэратора осуществляется из контура низкого давления котлов-утилизаторов. Основные технические характеристики ПГУ-450Т в конденсационном режиме представлены в табл. 3 [10-12].

Отношение мощностей в номинальном режиме составляет 2,04. Теплофикационная установка имеет максимальную тепловую мощность 349 МВт (300Гкал/ч). Температура прямой/обратной сетевой воды 130/70°C, расход сетевой воды составляет 1388 кг/с. Переход ПГУ-450Т с конденсационного режима работы на теплофикационный приводит к снижению номинальной электрической мощности на 30 МВт (до 421 МВт) [20], в то же время термодинамический КПД ее возрастает с 50,7% до 78,3% [13] при максимальной тепловой нагрузке в самую холодную пятидневку года. С понижением тепловой нагрузки по тепловому графику до 30% от максимальной в конце отопительного периода и до 10% в летний период величина КПД ПГУ приближается к значению в конденсационном режиме.

В Великобритании на электростанции Кидби [14] сооружена ПГУ мощностью 677,4 МВт с КПД 53,56%. Она включает 2 ГТУ М9F (GE) мощностью 213,7 МВт, 2 котла-утилизатора (Бабкок) и паровую турбину (Альстом) мощностью 250 МВт. Основные характеристики ПГУ приведены в табл. 3. Газовая турбина М9F выполнена с воздушным охлаждением лопаточного аппарата. Котел-утилизатор трех давлений с промперегревом пара (2,7 МПа, 540°C). Паровая турбина состоит из совмещенного цилиндра высокого-среднего давления и двухпоточного ЦНД. Давление в конденсаторе 3,7 кПа при прямоточной системе циркуля-

ционной охлаждающей воды. Достижение высокого КПД установки стало возможным в результате:

– оптимального соотношения мощности ГТУ и ПГУ равного 1,94 при номинальных параметрах рабочих сред в газовой и паровой части установки;

– использования котлов-утилизаторов трех давлений пара с промперегревом;

– глубокому вакууму в конденсаторе паровой турбины.

Удельные капитальные затраты на сооружение ПГУ составляют 1035 долл./кВт в условиях Великобритании.

На ТЭС Baglan Bay в Великобритании эксплуатируется ПГУ мощностью 480 МВт с ГТУ фирмы GE типа 9H, которая относится к последнему поколению. Ее особенностью является использование для охлаждения сопловых и рабочих лопаток первой и второй ступеней турбины не воздуха, а пара, отбираемого из холодной нитки и возвращаемого в горячую нитку промперегрева парового контура, а также монокристаллических сопловых и рабочих лопаток первой ступени турбины, термобарьерных покрытий нового типа, многочисленных новых конструктивных решений, частично заимствованных из авиации. Температура на входе в газовую турбину 1430°C, степень сжатия воздуха в компрессоре 23. В результате КПД ПГУ-480 достигает 60%, а выбросы NO_x 9ppm [15,16].

По состоянию на 2007 год ведущие фирмы в газо-, тубо- и парогазотурбостроении создали утилизационные ПГУ, обладающие наибольшей электрической мощностью при использовании природного газа. К ним относятся ПГУ: MPCP2 (M701G) Mitsubishi мощностью 972 МВт, КПД 58,2%; GUD2.94.3A Siemens Westinghouse мощностью 765,2 МВт, КПД 58,3%; KA13E2-3 Alstom Power мощностью 720 МВт, КПД 52,9%; CC109H GE Energy мощностью 480 МВт, КПД 60%.

По данным работы [17] на мировом энергетическом рынке удельные капитальные затраты на сооружение конденсационных ПГУ на газе мощностью 200 МВт и более составляют 500-600 долл./кВт, а ПГУ меньшей мощности – 600-800 долл./кВт.

Выводы

При замене существующих газомазутных энергоблоков целесообразно сооружать утили-

зационные парогазовые установки, позволяющие в 1,6-1,9 раза уменьшить удельный расход топлива при номинальной нагрузке, концентрации паров воды и сократить удельные капитальные затраты. трацию оксидов азота ниже 25 ppm в выхлопных газах и сократить удельные капитальные затраты.

1. Кяер С. Опыт проектирования и эксплуатации энергоблоков на сверхкритические параметры пара в Дании // *Электрические станции*. – 2002. – № 3. – С. 63–68.
2. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М. Технологические методы повышения мощности и эффективности стационарных ГТУ // *Проблемы загалной енергетики*. – 2002. – № 4. – С. 35–39.
3. Романов В.И., Кривуца В.А. Комбинированная газопаровая установка мощностью 16...25 МВт с утилизацией тепла уходящих газов и регенерацией воды из парогазового котла // *Теплоэнергетика*. – 1996. – № 4. – С. 27–30.
4. Яскин Л.А. Газотурбинные установки с энергетическим впрыском пара // *Энергетическое строительство*. – 1990. – № 2. – С. 67–73.
5. Фаворский О.Н., Цанев С.В., Бузов В.Д., Карташев Д.В. Технологические схемы и показатели экологичности ПГУ с впрыском пара в газовый тракт // *Теплоэнергетика*. – 2005. – № 4. – С. 28–34.
6. Романов В.В., Склярский Д.В. Опыт применения газотурбинных установок ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект» для реконструкции Березовской ГРЭС по сбросной схеме // *Газотурбинные технологии*. – 2005. – № 5. – С. 16–19.
7. Панасовский О.Г., Курьшико Г.И. Программа сохранения и развития энергетики Украины путем объединения паро- и газотурбинных циклов // *Энергетика и электрификация*. – 1997. – № 5. – С. 82–12.
8. Длугосельский В.И., Гольдштейн А.Д., Комисарчик Т.Н. и др. Техническое перевооружение ТЭЦ на базе парогазовых технологий с использованием параллельной схемы // *Теплоэнергетика*. – 2006. – № 12. – С. 11–18.
9. Березинец П.А., Васильев М.К., Костин Ю.А. Анализ схем бинарных ПГУ на базе перспективной ГТУ // *Теплоэнергетика*. 2001. – № 5. – С. 18–30.
10. Костюк Р.И., Писковацков И.Н., Чузун А.В. и др. Некоторые особенности режимов эксплуатации головного энергоблока ПГУ-450Т // *Теплоэнергетика*. – 2002. – № 9. – С. 6–11.
11. Лебедев А.С., Патрина И.В., Фомин В.А. Парогазовые установки с котлами-утилизаторами на базе энергетического оборудования ОАО «Силовые машины» // *Электрические станции*. – 2005. – № 10. – С. 71–78.
12. Лисянский А.С., Радин Ю.А. Опыт эксплуатации паровой турбины Т-150-7,7 ЛМЗ в условиях тепловой схемы ПГУ-450 // *Электрические станции*. – 2005. – № 10. – С. 56–61.
13. Потьмин Л.С., Щеглов А.Г. Эффективные типы парогазовых и газотурбинных установок для ТЭС // *Электрические станции*. – 1997. – № 7. – С. 8–17.
14. Горин В.И., Дьяков А.Ф., Нечаев В.В., Ольховский Г.Г. Развитие теплоэнергетических технологий // *Электрические станции*. 1993. – № 5. – С. 49–61.
15. Smith D. H System steams on // *Mod. Power Systems*. – 2004. – № 2. – P. 17–20.
16. Ольховский Г.Г. Энергетические ГТУ за рубежом // *Теплоэнергетика*. – 2004. – № 11. – С. 71–76.
17. Фаворский О.Н., Полищук В.Л., Лившиц И.М., Длугосельский В.И. Мировой опыт и перспективы внедрения парогазовых и газотурбинных технологий в теплоэнергетику России на основе возможностей отечественного энергомашиностроения // *Теплоэнергетика*. – 2007. – № 9. – С. 46–51.