

УДК 621.039: 621.22

КОВЕЦКИЙ В.М.¹, ДОМАШЕВ Е.Д.², ЗЕНЮК А.Ю.³, КОВЕЦКАЯ М.М.²

¹ *ОАО «Энергопроект»*

² *Институт технической теплофизики НАН Украины*

³ *Министерство энергетики Украины*

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ДЕЙСТВУЮЩИХ АЭС УКРАИНЫ И ИХ МОДЕРНИЗАЦИИ ЗА СЧЕТ ГАЗОТУРБИННОЙ НАДСТРОЙКИ

Розглянуто варіанти модернізації енергоблоків АЕС за допомогою газотурбінної надбудови. Дано техніко-економічне обґрунтування такої модернізації для України

Рассмотрены варианты модернизации энергоблоков АЭС с помощью газотурбинной надстройки. Дано технико-экономическое обоснование такой модернизации для Украины.

Several variant of the modernization of nuclear power plants units by means of a gas turbine superstructure are considered. The technically-economical ground of such modernization for Ukraine is executed.

АЭС – атомная электростанция;
ТЭС – тепловая электростанция;
РУ – реакторная установка;
ГТУ – газотурбинная установка;
ПТУ – паротурбинная установка;
ТВС – тепловыделяющая сборка;
ПГ – парогенератор;

ЦВД, ЦНД – цилиндры высокого и низкого давления соответственно;
ГЦН – главный циркуляционный насос;
ПВД – подогреватель высокого давления,
N – мощность;
G – расход;
t – температура.

Сложная экономическая и топливная ситуация в Украине, при все возрастающем количестве электрогенерирующих мощностей, подлежащих снятию с эксплуатации по старости (более 30 лет непрерывной работы) и техническому уровню (КПД менее 30 %) пробуждает интерес к исследованию и оценке различных технических возможностей и экономической целесообразности продления срока службы отечественных АЭС. Это мотивируется и тем, что при 23.7 % установленной мощности АЭС от общей мощности электростанций Украины выработка на них электроэнергии в 1998 г. достигла 43.5 % от общей по стране. Кроме того, по известным причинам, в Украине маловероятно в ближайшие годы строительство АЭС на новых площадках.

Возможности продления срока службы оборудования АЭС и совершенствование ее термодинамического цикла рассмотрены в работах [1-7]. В работе [2], кроме того, одновременно с повышением КПД, рассматриваются пути устранения из парового тракта паротурбинной установки (ПТУ) сепараторов-пароперегревателей (СПП), дающих до 30 % общего количества остановов энергоблока.

В 1970 году Бексли В., Хентон С. [5] предложили для АЭС комбинированный цикл Ренкина и Брайтона с последовательным включением по «острому» пару парогенераторов РУ типа PWR и теплообменника-пароперегревателя ГТУ. Последний перегревал весь пар РУ за счет тепла выхлопных газов ГТУ (рис. 1).

Выполненные нами для энергоблока с ВВЭР-1000 расчеты показали (табл. 1), что при температуре «острого» пара 430-445 °С и давлении равном давлению в парогенераторах РУ возможно повышение КПД (брутто) до 41.0-42.5 %, т.е. абсолютный рост составил 11.0-12.5 %.

При этом было учтено следующее:

- тепловая мощность и паропроизводительность РУ типа ВВЭР-1000 снижена на 26 % из-за замены 42 ТВС из 163 в активной зоне для создания дополнительного внешнего отражательного пояса и ослабления воздействия нейтронного потока на корпус реактора. В первом приближении это может позволить увеличить нормативный срок службы не менее 10 лет;
- из существующего в мире парка ГТУ была выбрана V94.3A «Simens», мощностью 240 МВт и КПД

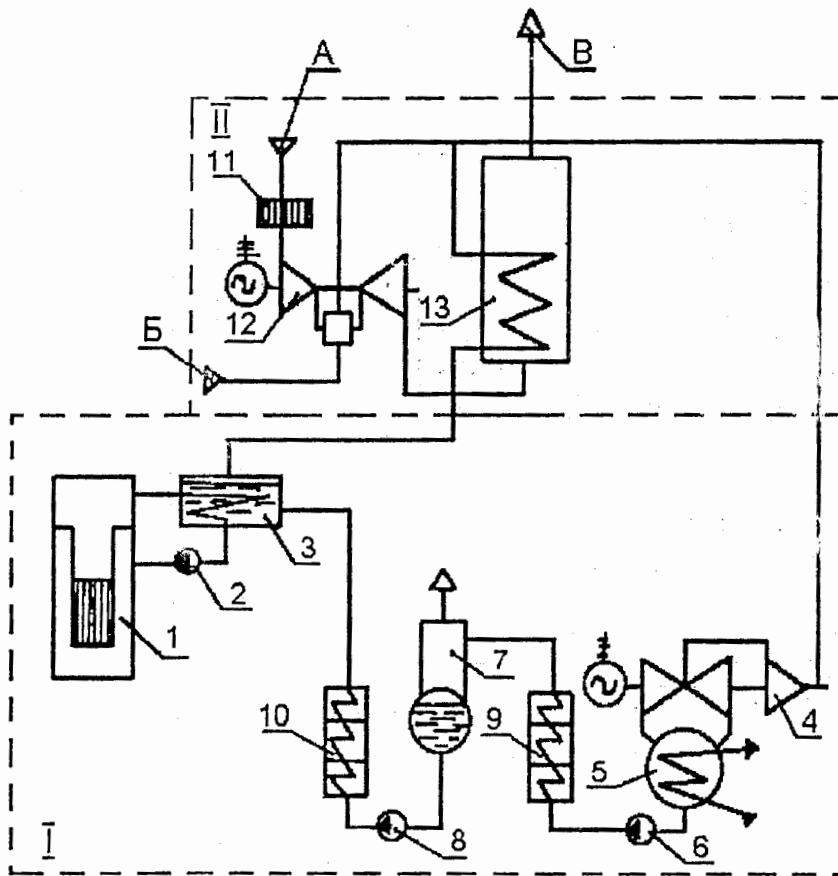


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема АЭС, модернизированная газотурбинной надстройкой. I – Главный корпус АЭС: 1 – ядерный реактор, 2 – ГЦН, 3 – ПГ, 4 – паровая турбина с электрогенератором, 5 – конденсатор паровой турбины, 6 – конденсатный насос, 7 – деаэратор, 8 – питательный насос, 9 – регенеративные пароводяные ПНД, 10 – регенеративные пароводяные ПВД. II – тепловая газотурбинная блок-надстройка: 11 – воздушный фильтр-глушитель, 12 – ГТУ с электрогенератором, 13 – парогазовый теплообменник для перегрева пара. А – всас воздуха из атмосферы, Б – подвод органического топлива (природного газа), В – выхлоп отработанных дымовых газов в атмосферу через дымовую трубу.

38%, позволяющая получить перегрев насыщенного пара РУ до 430-445 °С.

– такой уровень перегрева «острого» пара является необходимым и достаточным для отказа от существующих сепараторов-пароперегревателей ПТУ, виновников остановов энергоблока в 30% и более случаев [2], и позволяет уложиться в максимально допустимую влажность выхлопного пара турбины – 12% и минимальную модернизацию ее ЦВД;

– реально возможное по компоновке площадки АЭС и выполнению требований безопасности РУ расположение здания ГТУ с теплообменниками – пароперегревателями и выхлопной трубой на расстоянии 1 км от главного корпуса энергоблока;

– использование в расчетах значений параметров сред и характеристик их изменений реально существующего оборудования.

В результате мощность РУ снижена с 1000 до 740 МВт (эл), а суммарная мощность модернизирован-

ного энергоблока возросла до 1500 МВт(эл) в результате установки 4-х ГТУ.

Расчетом проверена целесообразность более полного использования тепла выхлопных газов ГТУ (рис. 2). Для этого в ПТУ убраны ПНД и ПВД, а основной конденсат и питательная вода нагреваются в экономайзерной части теплообменника ГТУ. Результаты расчета представлены в табл. 1.

Этот вариант уступает предыдущему и ведет к созданию мощной по количеству труб большого диаметра (400, 600, 800 мм) эстакады протяженностью до 1 км. Это обуславливает рост потерь тепла в трубопроводах связи ПТУ с теплообменником ГТУ. Развитие экономайзерной части теплообменника ГТУ повлекло увеличение количества газовых турбин до 5 штук. В целом при таком же уровне снижения мощности РУ суммарная мощность энергоблока возросла в среднем до 1900 МВт (эл).

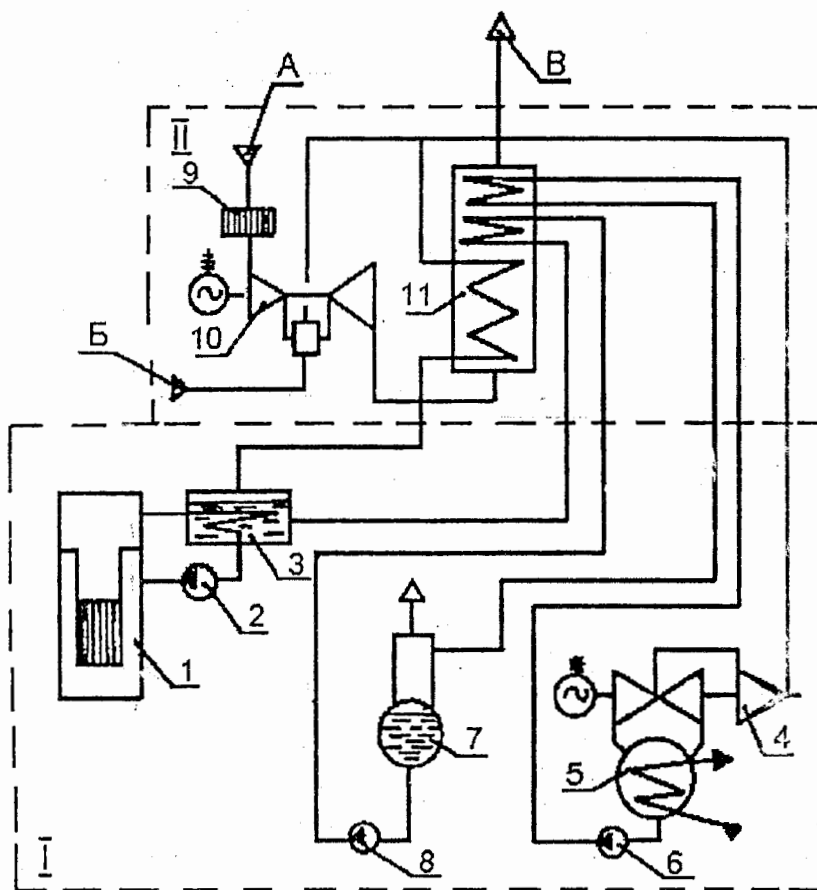


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема АЭС, модернизированная газотурбинной надстройкой. Обозначения 1-8, а также А, Б, В см. рис. 1. II – тепловая блок-надстройка: 9 – воздушный фильтр-глушитель, 10 – ГТУ с электрогенератором, 11 – парогазовый теплообменник для перегрева пара, нагрева питательной воды и основного конденсата.

Рассмотренные комбинированные циклы уступают по КПД чисто парогазовому циклу, применяемому на ТЭС (54.9-56 %), но в перспективе позволяют модернизированному энергоблоку по истечении срока службы РУ, а также при досрочном или аварийном ее выводе из эксплуатации, обеспечить выработку электроэнергии по парогазовому комбинированному циклу. Тем самым обеспечивается относительно легкий процесс превращения АЭС в ТЭС. При этом становится реальной возможностью (при соответствующем законодательном обеспечении) организовать самофинансирование закрытия и снятия с эксплуатации РУ, максимально использовать остальное ранее эксплуатируемое оборудование, срок службы которого не истек, и сохранить высококвалифицированный персонал. Решается комплекс технических, экономических и социальных проблем при минимальном экологическом и техногенном воздействии на окружающую среду. Исследования такого рода перепрофилирования выполнено для реальных условий Чернобыльской АЭС [1].

Опираясь на работы [1, 6, 8] можно оценить дополнительные капитальные затраты на создание комбинированных циклов энергоблоков АЭС:

- на продление срока службы оборудования энергоблока АЭС, в том числе и реакторной установки - 100-180 долл/кВт.ч [6];
- на установку ГТУ, теплообменника-пароперегревателя или парогенератора, противодавленной паровой турбины и трубопроводных эстакад - 793 долл/кВт.ч [1];
- на замену систем контроля и управления - 50 долл/кВт.ч [6].

Всего 943-1023 долл/кВт.ч, что меньше капитальных затрат на сооружение нового энергоблока АЭС с легководными реакторами [8].

Можно также приблизительно оценить ожидаемую себестоимость отпускаемой электроэнергии. Известно, что в себестоимости электроэнергии стоимость ядерного топлива занимает в среднем 50 %, а органического топлива - 70 % и более. Практика показала, что колебание цены топлива (особенно органического) является определяющим при реше-

нии экономической целесообразности предложений в энергетике. Сопоставим себестоимость электроэнергии энергоблока АЭС с его модернизированным вариантом с наибольшим КПД (брутто) 41.0-42.5 % что в 1.37-1.42 раза больше КПД АЭС. Относительная величина роста КПД является верхней границей допустимого относительного повышения себестоимости электроэнергии (экспертная оценка).

Удельный расход условного топлива (табл. 1) для энергоблока АЭС, посчитанный исходя из того, что его КПД составляет 30 %, равен 410 г у.т./кВт.ч. Стоимость топливной составляющей в себестоимости электроэнергии равна 0.722 цент/кВт.ч при цене подготовленного к использованию ядерного топлива 0.6 долл/Дж или 17.6 долл/т у.т. по данным Electricite de France. Общая себестоимость электроэнергии будет 1.444 цента/кВт.ч.

Удельный расход условного топлива на газотурбинную надстройку комбинированного цикла составит 176,0-191.3 г у.т./кВт.ч. В целом на модернизированном энергоблоке АЭС он понизится до 288,7 - 300,0 г у.т./кВт.ч (табл. 1).

Для России при цене природного газа с $Q_p^H = 8000 \text{ ккал/нм}^3$ 35 долл/1000нм³ или 30.63 долл/т у.т. стоимость топливной части себестоимости электроэнергии оценивается в 0.539-0.586 цен-

та/кВт.ч, а выработанная на нем электроэнергия в 0.770-0.837 цента/кВт.ч. Для Украины при цене на такой же газ 94 долл/1000нм³ или 82.25 долл/т у.т. стоимость топливной составляющей себестоимости электроэнергии выработанной ГТУ будет 1.448-1,573 цента/кВт, а электроэнергии - 2.069-2.247 цента/кВт.ч.

Модернизация энергоблока АЭС с помощью газотурбинной надстройки приводит к повышению КПД в 1.37-1.42 раза. Если стоимость природного газа во столько же раз будет ниже стоимости ядерного топлива, то модернизация энергоблоков будет экономически целесообразна.

Выводы

1. Удержание стареющего электрогенерирующего потенциала Украины на требуемом уровне диктует необходимость поиска наиболее дешевого и эффективного пути продления срока службы эксплуатируемых энергоблоков АЭС.

2. Модернизация энергоблоков АЭС с помощью газотурбинной надстройки позволяет одновременно продлить срок службы оборудования с наименьшими капитальными затратами и финансовым риском. Кроме того, позволяет постепенно, по мере экономических возможностей владельцев, перепрофили-

Табл. 1.

Наименование показателей	Схема энергоблока АЭС		
	Без модернизации	Модернизация рис. 1	Модернизация рис.2
1. Количество и номинальная тепловая мощность : - РУ, МВт - ГТУ, МВт	1x2947 -	1x2180 4x632=2528	1x2180 5x632=3160
2. Фактическая электрическая мощность АЭС, МВт	1000	1537(1489)	1916(1880)
3. Температура пара перед: - стопорным клапаном ПТУ, °С - ЦНД, °С - конденсатором - (влажность) %	274 250 12	445 (430) 250 12	445 (430) 250 12
4. Дополнительное количество тепла, расходуемое на нагрев: - пара до 445(430)°С, Гкал/ч - питат. воды до 220°С, Гкал/ч - основного конденсата до 150°С, Гкал/ч Всего Гкал/ч	0 0 0 0	527 (493) 0 0 527(493)	527 (493) 257 496 1280 (1246)
5. Количество ГТУ типа V94.3A (Siemens), N=240МВт, G _в =640кг/с, t _в =562°С, КПД =38%, шт	0	4 (4)	5 (5)
6. Фактическая электрическая мощность ГТУ, МВт	0	797 (749)	1176 (1140)
7. Фактический КПД ГТУ, %	0	35.3 (34.6)	37,2 (36,1)
8. Внутренний относительный КПД ПТУ	0.572	0.802 (0.789)	0.802 (0.789)
9. Электрический КПД (брутто) электростанции	0.300	0.425 (0.410)	0.415 (0.394)
10 Удельный расход условного топлива (Q _п ^H =7000 ккал/кг) - РУ с ПТУ, гр.у.т./кВт ч - ГТУ, гр.у.т./кВт ч - в целом по АЭС, гр. у.т./кВт ч	410 0 410	410 176.0 (191.3) 288.7 (300.0)	410 224.9 (248.6) 296.4 (312.2)

ровать энергоблоки АЭС в ТЭС, повышая в этот переходной период КПД, коэффициент использования установленной мощности, а также работать в полупиковой части графика электрических нагрузок (маневренный режим), продолжать выработку электроэнергии при остановленном ядерном реакторе.

3. Капитальные затраты на продление срока службы энергоблока АЭС, вплоть до ее перепрофилирования в ТЭС, меньше капитальных затрат на строительство нового энергоблока.

4. Окончательное решение об экономической целесообразности такой модернизации зависит от уровня закупочной цены на ядерное топливо, природный газ и величины КПД модернизированного энергоблока АЭС.

Литература

1. Воробьев И.Е., Железняк В.П., Ковецкий В.М., Шевченко Н.Е., Домашев Е.Д. О целесообразности перепрофилирования Чернобыльской АЭС в тепловую электростанцию// Пром. теплотехника.- 1998.-Т. 20.- № 2.- С. 30-33.
2. Домашев Е.Д. Возможности совершенствования термодинамических циклов и технологических схем атомных электростанций Украины// Пром. теплотехника.- 1998.- Т. 20.- № 1.- С. 44-49.
3. Домашев Е.Д., Кольхан Л.И., Рейсиг В.А., Дубовской С.В., Годунов В.Ф. О возможности продления срока службы действующих энергоблоков АЭС с водоохлаждаемыми реакторами типа ВВЭР// Пром. теплотехника.- 1998.- Т. 20.- № 5.- С. 42-46.
4. Липидес М. Удлинение срока службы АЭС// Атомная техника за рубежом.- 1990.- № 9.- С. 25-27.
5. Циклаури Г. ССJT+LWR - электростанция будущего// Атомная техника за рубежом.- 1997.- № 5.- С. 18-21.
6. Бараненко В.И., Бакиров М.Б., Янченко Ю.А. Продление ресурса энергоблоков на ТЭС и АЭС// Атомная техника за рубежом.- 1997.- № 6.- С. 12-17.
7. Калафати Д.Д. Термодинамические циклы атомных электростанций. М.: Госэнергоиздат, 1963.- 230 с.
8. Вишневецкий И.Н., Трофименко А.П. Анализ экономических показателей и экологического воздействия различных источников энергии. Ротапринт Укр ЯО, 1996.- С. 1-12.

Получено 19.07.1999 г.