

УДК 621.039

К вопросу повышения эффективности использования АЭС

Бурий Ю.Э., Гранчак Н.В.

Научный руководитель: Качан С.А., к. т. н., доцент

Электрические графики работы энергосистем характеризуются значительной неравномерностью. При этом ввод в эксплуатацию атомных электростанций (АЭС), которые работают в базовой части электрического графика, обостряет проблему покрытия переменной части графика электрических нагрузок, и делает насущными вопросы повышения маневренных характеристик самих АЭС.

Известны следующие пути решения данной проблемы путем создания:

- АЭС с улучшенными маневренными характеристиками (МАЭС);
- энергокомплексов АЭС с газотурбинными установками (ГТУ) и АЭС с парогазовыми установками (ПГУ);
- энергокомплексов с аккумулярованием энергии:
 - о АЭС в совокупности с гидроаккумулирующей электростанцией (ГАЭС)
 - о АЭС с системой аккумулярования тепловой энергии (САТЭ).

В таблице 1 (по данным доклада на научно-техническом совещании концерна РОСЭНЕРГОАТОМ от 24 ноября 2004 г.) приведены технико-экономические показатели АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и различными системами маневрирования.

Таблица 1

Технико-экономические показатели АЭС с ВВЭР-1000 с различными системами маневрирования

№ п/п	Наименование показателя	МАЭС	АЭС+САТЭ	АЭС+ГАЭС	АЭС+ГТУ
1	Мощность N_3 , МВт	1000	1000	1000	1000
2	Диапазон регулирования, % от N_3	-20% +0%	-12% +8%	±10%	±10%
3	Капитальные затраты в регулировочную мощность, \$/кВт	---	181	551	594
4	Срок окупаемости, лет	не окупается	5,81	19,17	24,53

Как видно из таблицы 1 экономическое преимущество имеет энергокомплекс АЭС+САТЭ.

Принципиальная схема подключения системы аккумулярования тепловой энергии в тепловую схему АЭС приведена на рис. 1.

Пиковые установки для АЭС на основе САТЭ позволяют обеспечить маневренный режим работы энергоблока АЭС при сохранении базового режима работы реакторной установки, то есть при сохранении расхода свежего пара постоянным. При этом в часы провала графика электрических нагрузок в САТЭ запасается энергия за счет теплоты свежего пара, а в часы максимума нагрузок за счет разрядки САТЭ возможно получение дополнительной (пиковой) электроэнергии. Таким образом, энергокомплекс АЭС+САТЭ позволяет «отслеживать» суточные колебания нагрузки в энергосистеме. Высокотемпературный теплоноситель для САТЭ можно выбрать из числа применяемых в энергетике в качестве аккумулярующих сред (АМТ-300; миарол МТ-250; МТ-270); емкость баков-аккумуляторов САТЭ до 30000 м³.

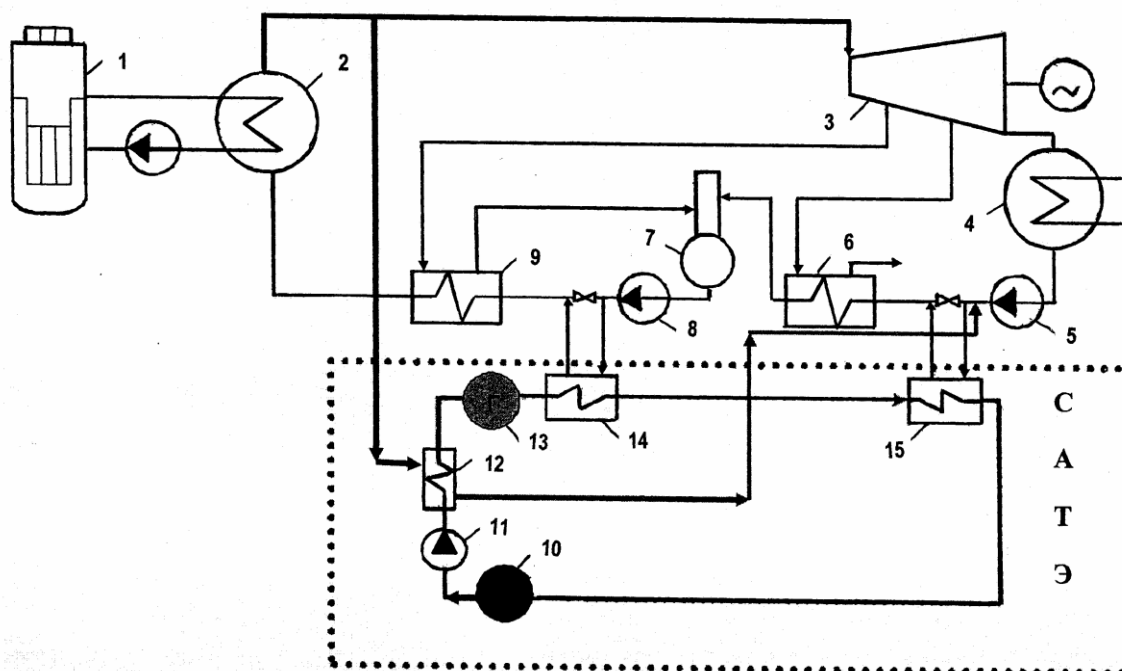


Рис. 1 Принципиальная схема подключения САТЭ в тепловую схему АЭС с ВВЭР:

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – паровая турбина; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – подогреватель низкого давления (ПНД); 7 – деаэратор; 8 – питательный насос; 9 – подогреватель высокого давления (ПВД); 10 – бак с «холодным» теплоносителем; 11 – насос САТЭ; 12 – теплообменник подвода теплоты к САТЭ; 13 – бак с «горячим» теплоносителем; 14 – ПВД САТЭ; 15 – ПНД САТЭ

В России до 2020 гг. намечено построить не менее 20 таких энергоблоков с системой аккумулирования тепловой энергии, а также планируется строительство еще 20 таких энергоблоков за рубежом.

Представляет интерес решение, повышающее не только маневренные свойства, но и экономичность работы АЭС за счет комбинирования их с ГТУ.

Технология ВВЭР ограничивает максимальную температуру рабочего тела паротурбинной установки на уровне 276...296⁰С (для инновационных ВВЭР – 307...317⁰С), что, в свою очередь, ограничивает максимально возможный КПД брутто установки на уровне 33...36%, а значит КПД нетто - на уровне 28...30%. Перегрев острого пара для ВВЭР-1000 возможен только от внешнего источника.

Если соединить ГТУ и АЭС с ВВЭР и утилизировать теплоту уходящих газов ГТУ с помощью котла-утилизатора в паровом цикле, то суммарный КПД комбинированной установки повысится до величины порядка 40...49%.

В работе [1] еще в 1988 году были представлены результаты исследований нескольких схем подключения двух ГТУ типа ГТЭ-130-850 к установке с ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500 или К-1000-60/3000. Исследовались варианты с перегревом острого пара, промежуточным перегревом и частичным подогревом питательной воды. В работе показано, что наибольшей эффективностью обладает схема с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе за счет выхлопных газов. Замещение регенеративного подогрева питательной воды на подогрев ее в котле утилизаторе не приводит к заметному увеличению КПД энергоустановки.

По оценкам ВНИИАЭС (Москва) для варианта с ГТУ мощностью около 334 МВт и паровой турбиной К-1000/60-3000 максимально возможный перегрев острого

пара составит 30...40°C. Остальная теплота выхлопа ГТУ может утилизироваться для промперегрева пара и подогрева питательной воды. Утилизированная теплота даст прирост мощности паровой турбины примерно 173 МВт, и суммарная мощность комбинированной установки превысит 1500 МВт.

Преимущества предлагаемой комбинированной установки:

- возможность участия в маневренных режимах за счет ГТУ (реакторная установка в это время работает в базовом режиме);
- увеличение отпуска электроэнергии в период осенне-зимнего пика потребления за счет увеличения мощности ГТУ при понижении температуры окружающего воздуха;
- существенное повышение КПД комбинированной установки по сравнению с КПД автономной работы каждой составляющей;
- работа цилиндров паровой турбины на перегретом паре (большая надежность, большой внутренний КПД турбины);
- возможность автономной работы и независимость отпуска электроэнергии в режиме автономной работы;
- поэтапность монтажных и пусковых работ (время монтажа и пуска ГТУ меньше по сравнению с АЭС, поэтому ГТУ может автономно вырабатывать электроэнергию в процессе строительства и монтажа АЭС).

Тем не менее, существуют технические проблемы на пути реализации данной схемы, в том числе обоснование пожаробезопасности и корректировка обоснования безопасности АЭС.

Таким образом, можно заключить, что создание энергокомплекса АЭС+САТЭ является одним из перспективных решений повышения маневренности АЭС при сохранении коэффициента использования установленной мощности на уровне базового режима эксплуатации АЭС и повышении уровня безопасности АЭС при нештатных ситуациях в энергосистеме. Такой проект обладает относительно низкой стоимостью установленной регулировочной мощности и сроком окупаемости не более 6 лет. Также представляет интерес исследование возможности комбинирования ГТУ и АЭС с утилизацией теплоты уходящих газов ГТУ в паросиловой части схемы, что позволит повысить не только маневренные характеристики АЭС, но и экономичность таких электростанций.

Литература

1. С.В. Цанев, С.Н. Белозеров. К использованию парогазовых схем для паротурбинных установок на насыщенном водяном паре // Известия вузов... Энергетика. – 1988. - № 12. – С. 70 – 74.