

ными методами добычи водорода, а, во-вторых, позволит обеспечить АЭС базисной нагрузкой. В то же время наиболее выгодными могут оказаться водородные генераторы, разрабатываемые для реакторов нового поколения типа БРЕСТ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Adamov E.O., Orlov V.V. NATURALLY SAFE LEAD-COOLED FAST REACTOR FOR LARGE-SCALE NUCLEAR POWER, Moscow. 2001 – 268 pp.
2. Рачков В.И., Мартынов П.Н. Инновационные технологии, развиваемые в ГНЦ РФ-ФЭИ// Известия вузов, ядерная энергетика. 2014. №1. С 16-38.
3. Семенова И.В. Производство электролитического водорода. Физико-химические закономерности, современное состояние и перспективы развития// Энергосбережение и водоподготовка. 2010. №3 (65). С 15-21.
4. Адамов Е.О., Габарев Б.А., Орлов В.В., Филин А.И. Опытномонстрационный реактор БРЕСТ// Энергия: экономика, техника, экология. 2003. №8. С. 25-30.
5. Байрамов А.Н. Исследование эффективности атомно-водородного энергетического комплекса// Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития, выпуск II, сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции (10 октября 2015 г.)

Научный руководитель: К.В. Слюсарский, ассистент кафедры АТЭС ЭНИН ТПУ.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБИЦИОННЫХ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ

¹Д.С. Лужковой, ²О.Ю. Ромашова
^{1,2}Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС, ¹группа 5БМ61

Повышение эффективности использования энергоресурсов является общемировой проблемой, поскольку возрастающий с каждым годом спрос на них неизбежно приводит к сложностям экономического, экологического и технического характера. Для российской энергосистемы, в которой преобладает значительная доля когенерации, особо актуальна проблема повышения эффективности работы существующих теплоэлектроцентралей.

Одной из наиболее перспективных технологий для внедрения на ТЭЦ является преобразование низкопотенциальной теплоты в высокопотенциальную с помощью абсорбционных тепловых насосов (АТН).

Положительный эффект от внедрения тепловых насосов в схему ТЭЦ зависит от режима её работы. При работе станции в конденсационном режиме АТН могут использоваться для нагрева основного конденсата, а в теплофикационном – для нагрева основного конденсата, сетевой воды и сырой воды на нужды станции после химической очистки (в том числе и на подпитку теплосети).

Эффект экономии топлива при использовании АТН на ТЭЦ проявляется, если при заданном расходе пара на турбину увеличивается работа, совершаемая всем потоком пара в турбине. Это возможно в двух случаях:

- если недовыработка потоком пара, отбираемым на теплонасосную установку, будет меньше, чем дополнительная работа, полученная в результате сокращения расхода пара на регенеративные, сетевые или другие (например общестанционные) теплообменники;
- если за счёт охлаждения циркуляционной воды удаётся снизить давление в конденсаторе, тем самым увеличив располагаемый теплоперепад.

Первый случай соответствует режиму работы турбоустановки, когда на один из теплообменников подаётся пар более высокого потенциала, чем требуется по условиям теплообмена. На большинстве промышленно-отопительных ТЭЦ на общестанционные теплообменники низкого потенциала (подогреватели химически обессоленной, химически очищенной, сырой воды, атмосферные деаэраторы) пар подается из общестанционного коллектора, питаемого через РОУ из производственного отбора турбин.

Целью работы является сравнительный анализ результатов расчёта вариантов включения абсорбционных тепловых насосов в схему теплофикационной турбоустановки типа ПТ- с учетом режимов ее работы.

В качестве модели, на которой исследовалась эффективность интеграции тепловых насосов, была взята турбоустановка ПТ-80/100-130/13. Её принципиальная схема представлена в [1]. Исходные данные для режимов работы турбоустановки были взяты из [2]. Моделями абсорбционных тепловых насосов послужили АБТН компании ООО «ОКБ Теплосибмаш» [3].

Для анализа выбраны характерные режимы работы турбоустановки с регулируемым отопительным и производственным отборами: теплофикационный по тепловому графику с номинальными нагрузками регулируемых отборов, конденсационный режим, теплофикационный с общестанционной тепловой нагрузкой ГВС, обеспечиваемой из П-отбора.

В конденсационном режиме с помощью АТН нагревался основной конденсат перед первым ПНД, в теплофикационных – сырая вода после прохождения химической очистки за общестанционным подогревателем. Циркуляционная вода охлаждалась во всех случаях.

На рисунках 1 и 2 показаны расчётные схемы подготовки химически очищенной воды для подпитки теплосети до и после введения тепловых насосов.

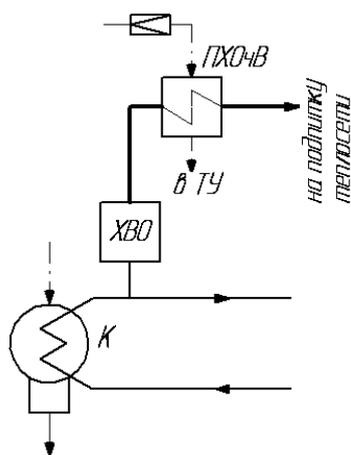


Рис. 1. схема подготовки подпиточной воды до внедрения тепловых насосов

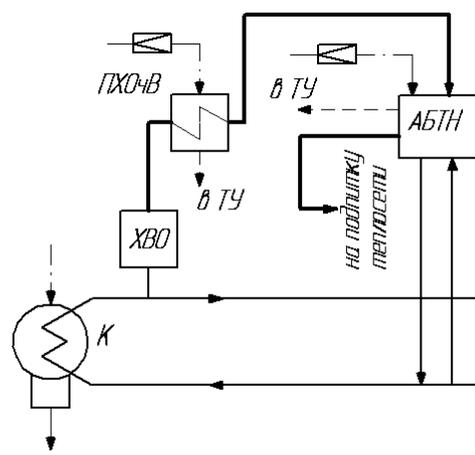


Рис. 2. схема подготовки подпиточной воды после внедрения тепловых насосов

где К – конденсатор; ХВО – цех химической очистки воды; ПХОчВ – подогреватель химически очищенной воды; АБТН – абсорбционные бромистолитиевые тепловые насосы

В таблице 1 и на рисунках 1, 2 представлены результаты расчётов турбоустановки в теплофикационном режиме при отпуске теплоты на подпитку теплосети в летний период работы ТЭЦ. Расход острого пара принят равным $G_0 = 80$ кг/с.

Табл. 1. Сравнение результатов расчёта турбоустановки ПТ-80/100-130/13 в теплофикационном режиме при различных значениях подпитки теплосети

Показатель	подпитка 125 кг/с		подпитка 250 кг/с		подпитка 500 кг/с	
	без АБТН	с АБТН	без АБТН	с АБТН	без АБТН	с АБТН
Расход пара на турбину, кг/с	80					
Вырабатываемая электр. мощность, МВт	70,916	72,423	66,752	68,491	53,29	59,794
Расход пара в конд-р, кг/с	48,61	50,54	40,65	44,76	22,43	30,08
Давление в конд-ре, кПа	9,2	9,1	8,4	8,3	6,7	6,5
Температура цирк. воды на входе в конденсатор, °С	20	19,3	20	18,9	20	17,7
Температура цирк. воды на выходе из конденсатора, °С	31,1	30,8	29,3	29,1	25,1	24,5
Расход цирк. воды, кг/с	2222					
Расход пара из П-отбора на ПХОчВ, кг/с	7,6	1,72	15,91	4,06	35,1	11,57
Суммарный расход пара из П-отбора на ПХОчВ и АБТН, кг/с	7,6	5,92	15,91	12,31	35,1	28,07
Тепло, переданное подпиточной воде, МВт	26,19	26,19	52,4	52,4	104,7	104,7

Температура подпитки теплосети, °С	70					
Тепло, отнятое у холодного источника, МВт	-	5,72	-	11,79	-	23,57
Электр. КПД блока брутто	0,3956	0,404	0,4296	0,4505	0,5292	0,5936
Удельный расход условного топлива по отпуску эл. Энергии b , г.у.т./кВт*ч	388,1	380,1	357,5	340,8	290,2	258,7

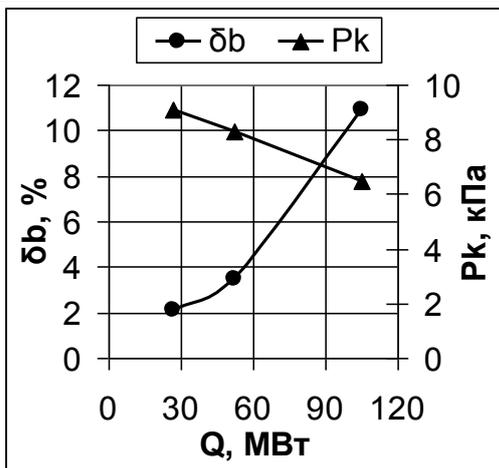


Рис. 1. Зависимости относительного изменения экономии топлива на турбоустановку ПТ-80/100-130/13 и давления в конденсаторе от тепловой нагрузки внешнего потребителя ($G_0 = 80$ кг/с)

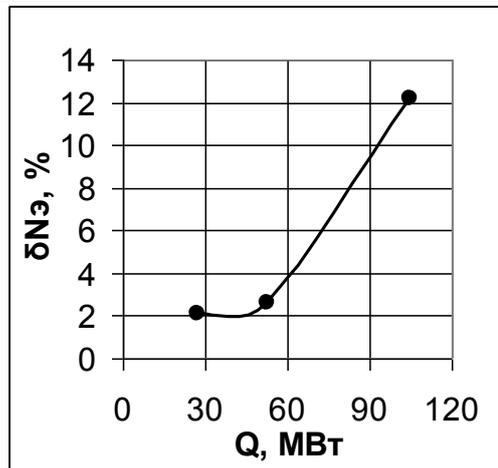


Рис. 2. Зависимость относительного увеличения вырабатываемой электрической мощности турбоустановкой ПТ-80/100-130/13 ($G_0 = 80$ кг/с)

По результатам расчетного исследования сделаны следующие выводы:

- использование абсорбционных тепловых насосов в конденсационном режиме не даёт ощутимого эффекта экономии топлива, так как положительный результат от снижения давления в конденсаторе и, соответственно, увеличении располагаемого теплоперепада на турбину уравновешивается отрицательным от вытеснения пара, идущего на регенерацию. Однако применение АТН позволяет снизить давление в конденсаторе путём охлаждения циркуляционной воды на входе в конденсатор при возникновении ситуации, когда приходится ограничивать расход пара на турбину для поддержания необходимого вакуума в конденсаторе (например, летнее ограничение на выработку электроэнергии);
- применение АТН в теплофикационном режиме по тепловому графику с номинальными нагрузками регулируемых отборов также не приводит к уменьшению удельного расхода топлива. В этом случае не удастся задействовать эффект понижения давления в конденсаторе за счёт АТН, поскольку в холодное время года температура охлаждающей воды достаточно низкая, проблем с созданием необходимого вакуума в конденсаторе не возникает, и, соответственно, понижать давление в нём с помощью АТН становится экономически нецелесообразно;

- наиболее эффективный способ применения АТН в составе турбоустановки ПТ-80/100-130/13 – при ее работе в теплофикационном режиме в неотапительный период с нагрузкой горячего водоснабжения. В этом случае положительного эффекта удаётся добиться как от снижения давления в конденсаторе, так и от сокращения расхода пара на подогрев подпиточной воды;
- проанализировано влияние внешней тепловой нагрузки $Q_{\text{подп}}$ на эффективность применения тепловых насосов. Увеличение $Q_{\text{подп}}$ от 26 МВт до 105 МВт при расходе пара на турбину, равном $G_0 = 80$ кг/с, даёт снижение удельного расхода условного топлива с 2,1 % до 10,9 %;
- Таким образом, внедрение абсорбционных тепловых насосов в состав теплофикационной турбоустановки оказывается действенным средством повышения эффективности работы ТЭЦ, однако для получения максимальной выгоды от него необходимо учитывать режимы работы турбоустановки, определяющие эффективность работы теплонасосной установки.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бойко Е. А. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС): Справочное пособие / Е. А. Бойко, К. В. Баженов, П. А. Грачёв. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. 152 с.
2. Цанев С. В., Тамбиева И. Н. Тепловые схемы и показатели теплофикационных установок ТЭС и АЭС: Учебное пособие. Под ред. В.Ф. Жидких. М.: МЭИ. 1987. 76 с.
3. Официальный сайт компании ООО «ОКБ Теплосибмаш» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.teplosibmash.ru>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 08.08.2016 г.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ Р-12-90/18

А.Г. Рабский

Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС, группа 3-6101

Модернизация паровой турбины по истечению её срока службы важный выбор для руководства станции. В связи со строительством объектов и расширением жилой зоны города, для ТЭЦ просто необходимо увеличивать мощность и объёмы для турбин с отработавшим сроком службы. При выборе установки более мощной турбины другой комплектации, очень резко встает финансовый вопрос. Для установки новой турбины нужно будет проводить демонтаж как и в случае модернизации, но самое главное под новый агрегат потребуется