

## ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 В РЕЖИМЕ ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

ИЛЬЧЕНКО А.Г., канд. техн. наук, ЗУЕВ А.Н., ХАРИТОНИН И.Е., студенты

Приведены результаты исследования режимов естественной циркуляции теплоносителя в реакторной установке ВВЭР-1000. Определены значения отводимой от реактора мощности в режимах естественной циркуляции теплоносителя в зависимости от параметров теплоносителя на входе в активную зону. Обоснованы предельные режимы работы реакторной установки при естественной циркуляции теплоносителя с точки зрения теплотехнической надежности и определены показатели работы турбоустановки в этих режимах.

*Ключевые слова:* аварийная ситуация, режим естественной циркуляции, теплоноситель, предельные значения температур, параметры теплоносителя.

## ANALYSIS OF POWER UNIT OPERATION (VVER-1000) WITH NATURAL HEAT TRANSFER CIRCULATION

A.G. ILCHENKO, Candidate of Engineering, A.N. ZUEV, I.G. KHARITONIN, Students

The article contains analysis results of natural heat transfer circulation in VVER-1000 reactor. The author defines reactor power output values for natural heat transfer circulation depending on heat transfer profiles when entering the active zone. Limit load operations of the reactor with natural heat transfer circulation are justified in terms of heat engineering reliability. Operation values of the turbine plant are determined for these conditions.

*Key words:* emergency, natural circulation condition, heat transfer, temperature limits, heat transfer profiles.

Одной из возможных аварийных ситуаций, которые могут иметь место во время эксплуатации энергоблоков АЭС, является отказ главных циркуляционных насосов (ГЦН). В таких ситуациях происходит срабатывание аварийной защиты реактора и закрытие стопорно-регулирующих клапанов турбины. Сам реактор переводится при этом в режим естественной циркуляции теплоносителя (ЕЦТ) в первом контуре, которая обеспечивает отвод остаточного энерговыделения в процессе его расхолаживания. При нормальных параметрах теплоносителя на входе в реактор после останова ( $t_{\text{вх}} = 288^\circ\text{C}$ ) удается обеспечить отвод тепловой мощности от реакторной установки (РУ), не превышающей 7–10 % от номинальной, что вполне достаточно для обеспечения надежного расхолаживания реактора [1].

Весьма заманчивым представляется повышение тепловой мощности, отводимой от реактора в режиме ЕЦТ, чтобы обеспечить работу энергоблока при обесточивании ГЦН в энергетическом режиме (хотя и на пониженном уровне мощности) с выдачей электроэнергии в сеть.

Как известно [2], условием существования стационарного режима естественной циркуляции в замкнутом контуре является равенство движущего напора  $\Delta P_{\text{дв}}$  и гидравлического сопротивления  $\Delta P_{\text{сопр}}$  контура циркуляции. Движущий напор прямо пропорционален разности плотностей теплоносителя в подъемном «горячем» и опускном «холодном» участках контура циркуляции и разности высотных отметок участков с подводом (активная зона) и отводом (парогенератор) тепла. Гидравлическое сопротивление пропорцио-

нально квадрату расхода теплоносителя через контур.

Таким образом, условие существования режима естественной циркуляции имеет вид

$$g(\rho_x - \rho_r)\Delta H = \sum_{i=1}^n \xi_i \frac{G_i^2}{2\rho_i F_i^2}, \quad (1)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $\rho_x$ ,  $\rho_r$  – плотность теплоносителя в подъемном и опускном участках главного циркуляционного контура (ГЦК);  $\Delta H$  – разность высотных отметок между центрами теплообменной поверхности парогенератора и активной зоны реактора;  $\xi_i$  – коэффициент гидравлического сопротивления  $i$ -го участка ГЦК;  $G_i$ ,  $\rho_i$  – расход и плотность теплоносителя на  $i$ -м участке ГЦК;  $F_i$  – площадь проходного сечения  $i$ -го участка ГЦК.

Главный циркуляционный контур реакторной установки состоит из водо-водяного энергетического реактора ВВЭР-1000 электрической мощностью 1000 МВт и четырех циркуляционных петель, каждая из которых включает в себя «холодный» и «горячий» трубопроводы диаметром  $D_u$  850 мм, горизонтальный парогенератор ПГВ-1000М и главный циркуляционный насос ГЦН-195М.

Разность высотных отметок между центрами активной зоны реактора и теплообменной поверхности парогенератора составляет 9,4 м (рис. 1).

Основные характеристики РУ с ВВЭР-1000 при работе в номинальном режиме приведены в табл. 1.

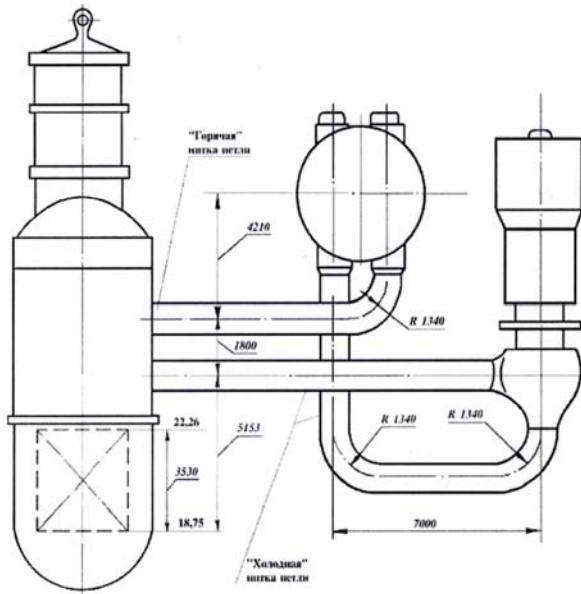


Рис. 1. Схема циркуляционной петли ВВЭР-1000

В целях определения коэффициентов гидравлического сопротивления отдельных участков контура циркуляции и ГЦК в целом были проведены теплогидравлический расчет реактора и гидравлический расчет ГЦК. Полное гидравлическое сопротивление реактора и ГЦК (без реактора), по результатам расчетов, составило 3,354 и 0,505 МПа, соответственно. Коэффициент гидравлического сопротивления (КГС) ГЦК, приведенный к скорости в «холодной» нитке –  $\xi_{ГЦК} = 14,1$ . В том числе: КГС реактора –  $\xi_p = 9,9$ ; КГС «холодной» нитки –  $\xi_x = 0,284$ ; КГС «горячей» нитки –  $\xi_r = 0,73$ ; КГС парогенератора –  $\xi_{пг} = 3,2$ . Полученные данные соответствуют проектным значениям.

Таблица 1. Основные характеристики РУ с ВВЭР-1000 при работе в номинальном режиме [3]

Наименование	Величина
Тепловая мощность реактора, МВт	3000
Давление теплоносителя, МПа	16
Температура теплоносителя, °С:	
- на входе в реактор	289
- на выходе из реактора	321
Объемный расход теплоносителя через реактор, м <sup>3</sup> /ч	84800
Средняя скорость теплоносителя в активной зоне, м/с	5,4
Скорость теплоносителя в «холодной» нитке ГЦК, м/с	10
Давление пара в парогенераторе, МПа	6,3

Связь между установленной мощностью реактора и средним подогревом теплоносителя в активной зоне (АЗ), согласно [2], может быть выражена зависимостью

$$Q_p = \sqrt{\frac{2g\rho\alpha_v\Delta H\Delta T^3 c_p^3}{\sum_i \xi_i \frac{1}{\rho_i F_i^2}}}, \quad (2)$$

где  $\alpha_v$  – коэффициент объемного расширения теплоносителя;  $\Delta T_p$  – средний подогрев теплоносителя в активной зоне реактора;  $c_p$  – средняя изобарная теплоемкость теплоносителя.

Выражение (2) может быть представлено в виде

$$Q_p = F\Delta T_p c_p \sqrt{\frac{\bar{\rho}(\rho_x - \rho_r)}{\xi_{ГЦК}^{ЕЦТ}}}, \quad (3)$$

где  $F$  – суммарная площадь проходного сечения «холодной» нитки ГЦК;  $\bar{\rho}$  – средняя плотность теплоносителя в реакторе;  $\xi_{ГЦК}^{ЕЦТ}$  – КГС ГЦК в режиме ЕЦТ, приведенный к скорости в «холодной» нитке.

Соответственно, расход теплоносителя через реактор в режиме естественной циркуляции определяется выражением

$$G_{ЕЦТ} = \frac{Q_p}{c_p \Delta T_p}. \quad (4)$$

Используя выражения (3), (4), можно определить мощность реактора и расход теплоносителя через него для режима ЕЦТ в зависимости от величины подогрева  $\Delta T_p$ .

С точки зрения обеспечения максимальной мощности реактора в режиме ЕЦТ необходимо возможно более высокий подогрев теплоносителя в нем. Но возможности повышения температуры теплоносителя на выходе из реактора ограничиваются условиями невоскипания теплоносителя на выходе из максимально нагруженной ТВС. Поэтому обеспечение подогрева теплоносителя в АЗ, необходимого для получения достаточно большой тепловой мощности в режиме ЕЦТ, может быть осуществлено, главным образом, за счет снижения температуры на входе в реактор.

Как известно, при номинальном режиме работы гидравлические потери в АЗ ВВЭР-1000 (на трение и в местных сопротивлениях) составляют ~80% от полного перепада давления. В то же время при работе реактора в режиме ЕЦТ гидравлические потери составляют весьма незначительную величину (до 0,04% от полного перепада давления), при мощности реактора 10% от номинальной [2]. Вследствие преобладающего влияния нивелирной составляющей перепада давления в ТВС, имеет место перераспределение расходов теплоносителя по отдельным ТВС в соответствии с их мощностью. Этот эффект приводит к выравниванию подогревов теплоносителя в ТВС и, соответственно, уменьшает неравномерность температур теплоносителя на выходе из ТВС. Учет самовыравнивания температур теплоносителя на выходе из АЗ позволяет реализовать режимы ЕЦТ с большими значениями среднего подогрева теплоно-

сителя в реакторе и, следовательно, с большей тепловой мощностью.

Указанная выше особенность теплогидравлики реакторов ВВЭР в режимах ЕЦТ была учтена при проведении расчетов по обоснованию допустимых по условиям теплотехнической надежности режимов.

Расчеты режимов с ЕЦТ в реакторе проводились при варьировании температуры теплоносителя на входе в реактор в диапазоне от 230 до 288 °С и значениях недогрева до кипения на выходе из ТВС максимальной нагрузки, равных 1, 5, 10 и 15 °С. При этом коэффициент гидравлического сопротивления ГЦК в режиме ЕЦТ был скорректирован с учетом КГС остановленного ГЦН, который для ГЦН-195М, по данным испытаний, равен 25,3.

В результате расчетов были определены предельные (по условиям обеспечения заданных запасов до кипения) значения температур теплоносителя на выходе из АЗ, тепловой мощности реактора и расхода теплоносителя через реактор в режимах ЕЦТ. В табл. 2 приведены результаты расчетов режимов ЕЦТ для ВВЭР-1000.

Таблица 2. Результаты расчетов режимов ЕЦТ для реактора ВВЭР-1000

$t_{вх}$ , °С	Величина	Запас до кипения на выходе из максимально нагруженной ТВС, °С			
		1	5	10	15
230	$Q_p$ , МВт	957,6	877,9	787,9	705,8
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1899	1835	1761	1688
	$t_{вых}$ , °С	327	323	318	313
240	$Q_p$ , МВт	842,6	773,2	686,7	622,9
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1813	1763	1685	1625
	$t_{вых}$ , °С	328	324	319	315
250	$Q_p$ , МВт	744,8	688,3	603,9	527,4
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1754	1701	1619	1540
	$t_{вых}$ , °С	329	326	321	316
260	$Q_p$ , МВт	660,2	587,6	507	449
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1691	1617	1531	1463
	$t_{вых}$ , °С	331	327	322	318
270	$Q_p$ , МВт	558,7	506	428,6	372,8
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1603	1543	1451	1379
	$t_{вых}$ , °С	332	329	324	320
280	$Q_p$ , МВт	477,3	410,5	351,9	286,6
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1526	1442	1363	1265
	$t_{вых}$ , °С	334	330	326	321
288	$Q_p$ , МВт	403,1	339,6	284,4	223,6
	$G_{ЕЦТ}$ , кг/с	1446	1365	1272	1167
	$t_{вых}$ , °С	335	331	327	322

Анализ результатов показывает, что максимальная мощность реактора в режиме ЕЦТ обеспечивается при температуре на входе в реактор  $t_{вх} = 230$  °С и величине запаса до кипения на выходе из максимально нагруженной ТВС, равной 1 °С. При этом средняя температура теплоносителя на выходе из реактора  $t_{вых} = 327$  °С, а тепловая мощность реактора  $Q_p$  равна, соответственно, 957,8 МВт, что составляет около 30% от номинальной мощности. Величина недогрева теплоносителя в ТВС, равная 97 °С, с точки зрения эксплуатационных ограничений является вполне допустимой для реакторов ВВЭР-1000. Учитывая, что температура теплоносителя в верхней части ТВС максимальной нагрузки близка к температуре насыщения, были проведены теплогидравлические расчеты в целях определения минимальных коэффициентов запаса до кризиса теплообмена и максимальной температуры оболочки ТВЭЛа.

Определение критических тепловых потоков в процессе проведения теплогидравлических расчетов ТВС максимальной нагрузки для режимов с ЕЦТ проводилось по корреляции В.С. Осмачкина [4]. Результаты расчетов показали, что даже при минимальном запасе до кипения, равном 1 °С, коэффициенты запаса до кризиса теплообмена находятся в допустимых пределах. Даже для режима с максимальной тепловой мощностью реактора 957,8 МВт, с учетом принятого инженерного коэффициента запаса  $K_{инж} = 1,16$ , минимальный коэффициент запаса до кризиса теплообмена составляет  $K_{зап}^{min} \approx 2,7$ , что более чем в 1,5 раза превышает его значение для режима с номинальной мощностью. Для режимов с меньшей тепловой мощностью реактора коэффициенты запаса еще больше (например, при  $t_{вх} = 280$  °С и  $Q_p = 477$  МВт  $K_{зап}^{min} \approx 5,2$ ). Таким образом, несмотря на то, что параметры теплоносителя в верхней части АЗ близки к параметрам насыщения, с точки зрения теплотехнической надежности работа реактора в режиме ЕЦТ при мощности до 30 % от номинальной не вызывает опасений. Этот вывод подтверждается также результатами работы [5].

При проведении расчетов режимов ЕЦТ был принят консервативный подход – не учитывалось смещение максимума энерговыделения в нижнюю часть АЗ, т.е. профиль энерговыделения по высоте принимался таким же, как и при номинальном режиме. Учет смещения вниз максимума энерговыделения обеспечивает более благоприятные условия естественной циркуляции теплоносителя, поскольку при этом уменьшается средняя плотность теплоносителя в АЗ и возрастают коэффициенты запаса до кризиса теплообмена.

При реализации энергетических режимов работы энергоблока с ЕЦТ в реакторе необходимо обеспечить надежную работу турбины К-1000-5,9/50 в режимах с пониженной нагрузкой.

Следует при этом иметь в виду, что из-за снижения температуры на входе в реактор значительно уменьшается давление генерируемого в парогенераторах (ПГ) пара. Проведенные тепловые расчеты парогенератора ПГВ-1000М на режимы с ЕЦТ показали, что, несмотря на весьма сильное снижение коэффициента теплопередачи в этих режимах – до 1,8–2,2 кВт/(м<sup>2</sup>К), значения минимального температурного напора в парогенераторе составляет около 1–2 °С. Поэтому давление в парогенераторе непосредственно отслеживает снижение температуры на входе в реактор (так, при  $t_{\text{вх}} = 230^{\circ}\text{C}$   $p_{\text{ПГ}} = 2,79$  МПа).

В целях определения показателей работы турбоустановки в режимах работы энергоблока с ЕЦТ были проведены расчеты тепловой схемы для диапазона изменения входной температуры реактора от 230 до 288 °С. Учитывались изменения давлений пара по проточной части и внутренних относительных КПД отсеков турбины.

Как следует из полученных результатов (табл. 3), даже в режиме с минимальным давлением пара в парогенераторе ( $Q_p = 957,8$  МВт) влажность пара за цилиндрами высокого (ЦВД) и низкого (ЦНД) давления значительно ниже, чем в режиме с номинальной мощностью (несмотря на значительное снижение температуры промпрегрева). В режимах с  $t_{\text{вх}} = 280^{\circ}\text{C}$  и  $t_{\text{вх}} = 288^{\circ}\text{C}$  давление в парогенераторе, напротив, является довольно высоким (6,38 и 7,19 МПа, соответственно) и процесс расширения в ЦНД заканчивается в области перегретого пара.

Таким образом, при работе энергоблока в режиме ЕЦТ обеспечиваются благоприятные условия работы проточной части турбины с точки зрения уменьшения негативного влияния влажности пара. При этом турбина работает во всех режимах с частично закрытыми регулируемыми клапанами перед ЦВД, что обуславливает в зна-

чительной степени снижение ее тепловой экономичности.

## Заключение

Проведено обоснование возможности работы энергоблока с ВВЭР-1000 в энергетических режимах с естественной циркуляцией теплоносителя в первом контуре реакторной установки.

Показано, что с точки зрения теплотехнической надежности АЗ обеспечивается возможность безопасной работы реактора ВВЭР-1000 в режиме ЕЦТ на уровнях мощности до 30 % от номинальной, что расширяет эксплуатационные возможности энергоблока.

Реализация режимов ЕЦТ в условиях расширенного диапазона мощностей реактора ВВЭР-1000 обеспечивается как за счет повышения температуры теплоносителя на выходе из реактора, так и, в основном, за счет снижения температуры на входе в реактор. Уровень тепловой мощности на уровне 30 % от номинальной реализуется при температурах теплоносителя  $t_{\text{вх}} = 230^{\circ}\text{C}$  и  $t_{\text{вых}} = 327^{\circ}\text{C}$ , что соответствует снижению давления пара в парогенераторе до 2,79 МПа.

Проведенные расчеты показывают, что работа входящей в состав энергоблока турбоустановки К-1000-5,9/50 при эксплуатации энергоблока в режимах с ЕЦТ в первом контуре происходит в более благоприятных условиях с точки зрения влажности пара в проточной части (даже при умеренных температурах промпрегрева в этих режимах). При этом отсутствуют ограничения по пропускной способности паровпускных органов турбины в условиях значительного снижения давления свежего пара.

Таблица 3. Результаты расчета тепловой схемы турбоустановки К-1000-5,9/50 при работе энергоблока

Наименование	Режимы						
	1	2	3	4	5	6	7
Температура теплоносителя на входе в АЗ, °С	230	240	250	260	270	280	288
Температура теплоносителя на выходе из АЗ, °С	327	328	329	331	332	334	335
Тепловая мощность реактора, МВт	957,8	843	745	660	559	477	403
Давление в парогенераторе, МПа	2,79	3,32	3,95	4,65	5,47	6,38	7,19
Давление пара на входе в ЦВД, МПа	2,52	3,0	3,57	4,2	4,94	5,76	6,49
Расход пара на турбину, кг/с	443,6	388	341,6	301,9	255,8	218,9	185,1
Температура питательной воды, °С	183,3	179,0	175	172,1	168,4	166	163,6
Температура промпрегрева, °С	202,0	211,9	221,6	231,4	241,2	250,8	259,2
Влажность за ЦВД, %	10,7	10,2	9,9	9,4	9,2	9,0	8,3
Влажность за ЦНД, %	6,2	4,1	3,9	2,9	1,7	0,5	–
Электрическая мощность «брутто», МВт	264,4	228,4	197,4	170,9	141,4	117,8	89,8
КПД турбоустановки по выработке эл.энергии, %	27,6	27,1	26,5	25,9	25,3	24,7	22,3

## Список литературы

1. Овчинников Ф.Я., Семенов В.В. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

2. Гусев Б.Д., Калинин Р.И., Благовещенский А.Я. Гидродинамические аспекты надежности современных энергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.

3. Тевлин С.А. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

**4. Осмачкин В.С.** Исследование теплогидравлических характеристик моделей теплогидравлических моделей топливных сборок реактора в ИАЭ им. Курчатова: Сб. докл. теплофизического семинара постоянной комиссии СЭВ по использованию атомной энергии (ТФ-74). – М.: ИАЭ, 1974.

**5. Энергетические** режимы работы реакторной установки с ВВЭР-1000 на естественной циркуляции теплоносителя / А.Я. Благовещенский, С.М. Бор, М.Н. Конович и др. // Теплоэнергетика. – 2004. – № 2. – С. 36–42.

Ильченко Александр Георгиевич,  
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
кандидат технических наук, доцент кафедры атомных электрических станций,  
телефон (4932) 38-57-78,  
ppp@aes.ispu.ru

Зуев Антон Николаевич,  
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
студент,  
телефон (4932) 26-99-17,  
ppp@aes.ispu.ru

Харитонин Игорь Евгеньевич,  
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
студент,  
ppp@aes.ispu.ru