



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТУРБОАТОМ»**

**ТУРБИНА ПАРОВАЯ
К-1000-60/1500-2
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
Б-52 РЭ**

Балаковская АЭС

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инов. № дубл.	Подп. и дата

Харьков
2009г.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Введение	3
2. Общие указания	5
3. Указания мер безопасности	7
4. Подготовка к работе, пуск и останов турбоустановки	9
5. Система циркуляционной воды конденсаторов	10
6. Система маслоснабжения, гидростатического подъема роторов и ВПУ	13
7. Система автоматического регулирования и защиты турбины	25
8. Испытание автомата безопасности	43
9. Конденсатная система	48
10. Вакуумная система	56
11. Система регенерации низкого давления	64
12. Система регенерации высокого давления	75
13. Система гидропривода и индивидуального расхаживания КОСов	84
14. Система прогрева паропроводов свежего пара	90
15. Система «Сепараторы-пароперегреватели»	94
16. Система «Турбина»	101
17. Электрогидравлическая система регулирования (ЭГСР)	125
18. Система БРУ-К и регулирования температуры пара за ППУ	131
19. Сброс нагрузки	134
20. Противоаварийные указания	138
21. Перечень принятых сокращений	146
22. Графики	148

Подп. и дата		расхаживания КОСов	84
		14. Система прогрева паропроводов свежего пара	90
Инв. № дубл.		15. Система «Сепараторы-пароперегреватели»	94
		16. Система «Турбина»	101
Взам. инв. №.		17. Электрогидравлическая система регулирования (ЭГСР)	125
		18. Система БРУ-К и регулирования температуры пара за ППУ	131
Подп. и дата		19. Сброс нагрузки	134
		20. Противоаварийные указания	138
Инв. № подл.		21. Перечень принятых сокращений	146
		22. Графики	148

					Б-52 РЭ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<p>ТУРБИНА ПАРОВАЯ К-1000-60/1500-2</p> <p>Руководство по эксплуатации Балаковская АЭС</p>				
Разраб.	Гладкий	2017-01-03							
Пров.	Акерман								
Нач. КО	Жабин								
Н. контр.									
Утв.	Швецов				<p>Лит. Лист Листов</p> <p>И 2 156</p> <p>ОАО "Турбоатом"</p>				

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Настоящее руководство предназначено для работников АЭС, которые занимаются вопросами эксплуатации турбин К-1000-60/1500-2, и являются основой для разработки Заказчиком рабочих инструкций по пуску, обслуживанию и останову турбины с учетом местных особенностей.

Руководство разработано на основании и в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами, нормативными документами, действующими в области атомной энергетики, тепловой энергетики и в области энергетического машиностроения.

Турбина и турбоустановка, как элементы АЭС, являются системами нормальной эксплуатации, не влияющими на безопасность (класс 4 по ОПБ-88). Некоторые определения и требования, приведенные в данном руководстве, могут отличаться от основных определений и требований, приведенных в ОПБ-88, сохраняя свою сущность.

1.2. Руководство содержит разделы, в которых приведены указания по пуску, останову и обслуживанию соответствующей системы турбоустановки и разделы с указаниями по действиям персонала при сбросе нагрузки и во время аварийных ситуаций.

1.3. Все изменения и дополнения к настоящему руководству, высылаемые Разработчиком в адрес Заказчика, являются неотъемлемой частью данного руководства.

1.4. В разделе 2 «Общие указания» приведены основные условия, при которых разрешается или запрещается пуск и/или эксплуатация турбоустановки.

1.5. В разделе 3 «Указания мер безопасности» изложены основные требования по технике безопасности, которые следует выполнять дополнительно к требованиям соответствующих нормативных документов.

1.6. В разделе 4 «Подготовка к работе, пуск и останов турбоустановки» изложен общий порядок пуска и останова турбоустановки посистемно.

1.7. В разделах 5...18 описывается порядок подготовки к пуску, пуск и останов каждой системы в отдельности, а также приведены указания по эксплуатации и обслуживанию каждой системы соответственно.

1.8. В разделе 19 «Сброс нагрузки» описаны операции, которые должны быть выполнены персоналом при сбросах нагрузки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					Б-52 РЭ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1.9. В разделе 20 «Противоаварийные указания» приведены признаки аварийных ситуаций, указания по действиям оперативного персонала в аварийных ситуациях и выходе из них.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					Б-52 РЭ	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

2.1. Пуск и эксплуатация турбины разрешается, если:

2.1.1. Закончены все монтажные и наладочные работы по турбине, генератору, вспомогательному оборудованию, тепловой и пусковой схемам в объеме проекта;

2.1.2. смонтированы в объеме, предусмотренном проектом, и опробованы контрольно-измерительные приборы автоматики, приборы защиты и сигнализации, ЭГСР;

2.1.3. смонтированы и проверены средства оперативной связи;

2.1.4. установлены в положенных местах средства пожаротушения.

2.2. Пуск турбины запрещается при:

1) неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;

2) дефектах системы регулирования, парораспределения, или обратных клапанов, которые при сбросах нагрузки могут привести к разгону турбины свежим паром, паром, содержащимся в системе СПП или в системе регенерации, или паром от постороннего источника;

3) неисправности устройств контроля осевого сдвига, относительного расширения роторов и контроля всех параметров тепломеханического состояния турбины и турбоустановки (см. табл. 4);

4) по временной или незаконченной схеме трубопроводов;

5) неисправности хотя бы одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора и устройств их автоматического включения;

6) качестве масла, не удовлетворяющем требованиям ТУ 38101821-83, 10 класса ГОСТ 17216-71 по чистоте масла и температуре масла ниже 35°C или более 45°C;

7) наличии свищей в сварных соединениях трубопроводов;

8) обрыве подвесок трубопроводов;

9) неисправности системы охлаждения выхлопных патрубков ЦНД, ППУ и РБ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
											5

2.3. На всех этапах пуска и эксплуатации турбины персонал должен поддерживать показатели ее работы в пределах, указанных в настоящем руководстве.

2.4. Проверку защит и блокировок турбоустановки следует выполнять реальным воспроизводством условий срабатывания или их имитацией по инструкции разработанной Заказчиком.

2.5. Величины давлений в данном руководстве указаны в избыточных единицах, за исключением давлений, меньших атмосферного.

Величины давлений в конденсаторах, в вакуумных отборах даны в абсолютных значениях (абс), что оговорено в тексте.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>Б-52 РЭ</div>	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. С целью предотвращения несчастных случаев и повреждения оборудования при эксплуатации турбин персонал должен выполнять требования:

- СТО 1.1.1.01.0678-2007 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций»;

- СТО 1.1.1.02.001.0673-2006 «Правил охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций ФГУП концерна «Росэнергоатом»»;

- ПНАЭ Г-7-008-89 «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» и других документов, действующих на предприятии.

3.2. Не прикасаться к штокам стопорных и регулирующих клапанов, штокам сервомоторов, концевым выключателям, деталям парораспределения и приводам заслонок во время проверки срабатывания защитных золотников по сигналам защит или ручном воздействии, а также при работе турбины.

3.3. Не разбирать сальники арматуры, находящейся под давлением рабочей среды.

3.4. Не вскрывать фланцевые соединения, находящиеся под давлением масла, пара или другой рабочей среды.

3.5. Не допускать замасливания лестниц и площадок турбины и ее вспомогательного оборудования.

3.6. Не загромождать проходы и площадки обслуживания турбоустановки.

3.7. Не пользоваться открытым огнем в районе маслосистемы турбоустановки.

3.8. Не прикасаться к вращающемуся ротору турбины (в зазорах между цилиндрами и картерами подшипников).

3.9. Не прикасаться к вращающимся деталям насосов и других механизмов.

3.10. Не прикасаться к горячим поверхностям корпусов турбины, клапанов, арматуры и трубопроводов, если на них отсутствует изоляция.

3.11. Не открывать без необходимости вентили выпуска воздуха и вентили опорожнения сосудов, находящихся под давлением.

3.12. При обезвоздушивании, опорожнении сосудов, находящихся под давлением, при продувке импульсных линий измерения давления рабочей среды рас-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ					Лист
										7

полагайтесь по отношению к вентилю так, чтобы выходящая струя среды не была направлена на Вас.

3.13. **ВНИМАНИЕ!** При проверке защит остерегаться ударов рычага, нажимающего конечные выключатели при открытии и закрытии клапанов высокого давления и заслонок ЦНД.

Не прикасаться к другим подвижным частям.

3.14. Соблюдать следующие меры предосторожности при испытании автомата безопасности повышением частоты вращения роторов:

1) убедиться, что ГПЗ закрыты, задвижки байпасов ГПЗ открыты полностью, а регулирующие клапаны байпасов открыты на необходимую величину (см. Раздел 8);

2) убедиться, что функционирует система срыва вакуума;

3) обеспечить, чтобы на площадке обслуживания турбины находился только персонал, занятый в испытаниях;

4) установить мостовые краны машинного зала у торцевых стенок;

5) установить вокруг турбины временное ограждение и предупреждающие плакаты с надписью:

«ВНИМАНИЕ! Идут испытания с повышением частоты вращения роторов. ДОСТУП ЗАПРЕЩЕН!»;

6) персонал, участвующий в испытаниях, должен находиться перед опорой подшипника №1.

3.15. Дополнительные меры безопасности при работе с узлами и механизмами системы регулирования указаны в документе Б-5ИМ «Инструкции по монтажу и наладке системы регулирования турбины», дополнении к инструкции Б-5ИМ ДОПЗ.

3.16. К работе с электрическими приборами допускаются лица, прошедшие инструктаж и имеющие допуск для работы на установках с рабочим напряжением до 1000 В.

3.17. Замену и перепайку элементов в электрических приборах производить при отключенном напряжении питания.

3.18. При обслуживании или ремонте турбины и турбоустановки руководствоваться правилами техники безопасности и противопожарной безопасности, действующими на АЭС.

Подп. и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						8

4. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ, ПУСК И ОСТАНОВ ТУРБОУСТАНОВКИ

4.1. Проверить работу электрических и ручных приводов арматуры.

4.2. Убедиться, что при открытом и закрытом состояниях арматуры с электрическими приводами на БЩУ имеется информация об ее положении.

4.3. Закрыть всю арматуру турбоустановки.

4.4. Убедиться, что закрыта следующая арматура:

1) ГПЗ турбины;

2) запорные задвижки байпасов ГПЗ;

3) регулирующие клапаны байпасов ГПЗ;

4) стопорные клапаны;

5) регулирующие клапаны;

6) заслонки промперегрева;

7) обратные клапаны отборов турбины;

8) клапаны БРУ-К;

9) арматура на трубопроводах греющего пара СПП и потребителей пара сверх регенерации.

4.5. Пуск турбоустановки осуществлять в следующем порядке:

Ввести в работу:

1) систему циркуляционной воды конденсаторов;

2) систему маслоснабжения, гидростатического подъема роторов и ВПУ;

3) систему регулирования турбины;

4) «Конденсатная система»;

5) «Вакуумная система»;

6) «Система регенерации низкого давления»;

7) «Система прогрева паропроводов свежего пара»;

8) Система «Сепараторы-пароперегреватели»;

9) Система «Турбина»;

10) «Система регенерации высокого давления».

4.6. Останов турбоустановки осуществлять в последовательности, обратной пуску, за исключением «Система прогрева паропроводов свежего пара».

4.7. Указания по эксплуатации даны в описании каждой системы.

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

5. СИСТЕМА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ВОДЫ КОНДЕНСАТОРОВ.

5.1. Назначение

Система циркуляционной воды конденсаторов предназначена для прокачки охлаждающей воды через конденсаторы.

5.2. Состав

5.2.1. Насосы циркуляционной системы.

5.2.2. Водоводы циркуляционной системы

5.2.3. Пароструйные эжекторы циркуляционной системы.

5.2.4. Запорная арматура эжекторов.

5.3. Подготовка к работе, пуск, работа и останов системы.

5.3.1. Заполнить конденсаторы циркуляционной водой через сливные и напорные трубопроводы путем создания разрежения в них и водяных камерах конденсаторов в следующем порядке:

1) убедиться, что закрыты задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из циркуляционной системы конденсаторов перед эжекторами, а также на трубопроводах осушения задних водяных камер;

2) убедиться, что давление рабочего пара перед эжекторами не менее 0,4 МПа (4,0 кгс/см²);

3) открыть задвижки на подводе рабочего пара к эжекторам;

4) убедиться, что давление на всасе каждого из четырех эжекторов менее 30 кПа (0,3 кгс/см²) (абс). Эжектор, у которого давление на всасе будет более указанного, в работу не включать, а задвижку на подводе рабочего пара к нему закрыть, отключить электропитание этой задвижки и задвижки на всасе;

5) открыть задвижки на всасе воздуха в эжекторы;

6) убедиться, что давление в коллекторе отсоса воздуха менее 30 кПа (0,3 кгс/см²) (абс);

7) открыть задвижки на отводе воздуха из циркуляционной системы заполняемых секций конденсаторов;

8) убедиться по показаниям вакуумметра на всасе эжектора, что началось заполнение охлаждающей водой соответствующих секций конденсаторов;

9) заполнить трубопроводы циркуляционной воды и секции конденсаторов до нулевого уровня в сливных камерах;

10) закрыть задвижки на отсосе воздуха из заполненных секций конденсаторов после включения соответствующих циркуляционных насосов.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

5.3.2. Включить циркуляционные насосы, которые обеспечивают подачу охлаждающей воды к заполненным секциям конденсаторов.

Пуск циркуляционных насосов, фильтров водяных, насосов подъемных охлаждающей воды и всей системы циркуляционной воды осуществлять согласно инструкции по их пуску, разработанной заказчиком.

Пуск циркуляционных насосов производить только на заполненные охлаждающей водой трубопроводы и секции конденсаторов.

5.3.3. Отключить (по электросхеме) датчики уровня незаполненных охлаждающей водой секций конденсаторов от системы блокировок по снижению уровня в сливных камерах конденсаторов.

5.3.4. Отключить эжекторы циркуляционной системы, т.е. закрыть задвижки на отсосе воздуха и подаче рабочего пара каждого из 4-х эжекторов.

5.3.5. Проверить действие блокировки на включение эжекторов системы циркуляционной воды по понижению уровня в сливных камерах конденсаторов.

5.3.5.1. Имитировать понижение уровня в одной из сливных камер до 50 мм ниже нулевого уровня с помощью датчика уровня.

5.3.5.2. Убедиться, что при понижении уровня на 50 мм ниже нулевого автоматически выполняются следующие операции:

1) открылись задвижки на подводе рабочего пара к эжекторам;

2) после полного открытия задвижек на подводе пара к эжекторам и понижения давления на всасе до 30 кПа (0,3 кгс/см²) абс открылись задвижки на всасе воздуха в эжекторы и на отсосе воздуха из камеры, в которой имитируется понижение уровня охлаждающей воды.

5.3.5.3. Привести датчик уровня в нормальное состояние, т.е. установить нулевой уровень в сливной камере.

5.3.5.4. Убедиться, что автоматически выполняются следующие операции:

1) закрылись задвижки на отсосе воздуха из камеры сливного циркуляционного трубопровода (циркуляционных) и у эжекторов;

2) после полного закрытия задвижек на отсосе воздуха по п. 5.3.5.4.1 закрываются задвижки на подводе рабочего пара к эжекторам циркуляционной системы.

5.3.6. Операции по п.п. 5.3.5.1 – 5.3.5.4 повторить для каждой из заполненных охлаждающей водой секций конденсаторов.

5.3.7. Останов системы циркуляционной воды конденсаторов производить при выполнении следующих условий:

Изн. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

					Б-52 РЭ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 1) «Конденсатная система» отключена;
- 2) Система маслоснабжения и ВПУ отключена;
- 3) Отключены все потребители циркуляционной воды;
- 4) Система предварительной очистки циркуляционной воды и самоочистки конденсаторов отключена.

5.3.8. Останов производить путем отключения циркуляционных насосов и вывода перед этим блокировки на включение эжекторов циркуляционной системы по снижению уровня охлаждающей воды в сливных камерах конденсаторов.

Отключение циркуляционных насосов производить в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

5.4. Указания по эксплуатации системы

5.4.1. Контроль за состоянием циркуляционных насосов осуществлять постоянно.

Обслуживание насосов производить в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

5.4.2. Регулярно (не реже одного раза в неделю) производить проверку срабатывания блокировки на пуск циркуляционной системы по падению уровня охлаждающей воды в сливных камерах конденсаторов аналогично п.п. 5.3.5.1 – 5.3.5.4; 5.3.6.

5.4.3. Для предотвращения заноса и коррозионных разрушений охлаждающих труб конденсатора, при необходимости, выполнять промывку или сушку горячим воздухом внутренних поверхностей конденсатора по инструкции, разработанной заказчиком.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Б-52 РЭ	Лист
	Инв. № дубл.					12
	Взам. инв. №.					
	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6. СИСТЕМА МАСЛОСНАБЖЕНИЯ, ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ПОДЪЕМА РОТОРОВ И ВПУ

6.1. Назначение

Система маслоснабжения, гидроподъема роторов и ВПУ предназначена для снабжения подшипников, валоповоротного устройства, системы гидростатического подъема роторов, датчика угловой скорости турбоагрегата и других потребителей маслом марки Тп-22С ТУ 38.101821-83 во всех режимах эксплуатации, поддержания температуры масла в заданных пределах, для вращения ротора в процессе его прогрева и остывания при работе системы гидроподъема роторов, а также для удаления газов и паров масла из главного маслобака и опор подшипников. Масло должно иметь класс чистоты 10 по ГОСТ 17216-71. Частицы загрязнений размером свыше 100 мкм не допускаются.

6.2. Состав

6.2.1. Главный масляный бак (ГМБ).

6.2.2. Насосы системы смазки.

6.2.3. Насосы системы гидростатического подъема роторов.

6.2.4. Маслоохладители.

6.2.5. Бак демпферный (БД).

6.2.6. Подшипники турбины и генератора.

6.2.7. Валоповоротное устройство.

6.2.8. Вентиляторы центробежные (экспаустеры).

6.2.9. Стабилизаторы давления.

6.2.10. Регулирующий клапан и задвижки на сливе воды из маслоохладителей.

6.2.11. Задвижки на трубопроводах сетевой воды для подогрева масла.

6.2.12. Задвижки на напорных маслопроводах насосов системы смазки.

6.2.13. Запорная арматура насосов системы гидроподъема роторов.

6.2.14. Задвижки на маслопроводах до и после маслоохладителей.

6.2.15. Задвижки на трубопроводах охлаждающей воды до и после маслоохладителей.

6.2.16. Вентили отвода воздуха из водяного и масляного пространства маслоохладителей.

6.2.17. Вентили опорожнения водяного и масляного пространства маслоохладителей.

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: flex-start;"> <div style="margin-bottom: 5px;">Изм.</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Лист</div> <div style="margin-bottom: 5px;">№ докум.</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Подп.</div> <div style="margin-bottom: 5px;">Дата</div> </div> <div style="flex-grow: 1; text-align: center; font-size: 24px; font-weight: bold;">Б-52 РЭ</div> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="margin-bottom: 5px;">Лист</div> <div style="margin-bottom: 5px;">13</div> </div> </div>									

6.2.18. Задвижки на маслопроводах аварийного слива масла и опорожнения демпферного и главного масляных баков.

6.2.19. Вентиль подвода масла к ВПУ.

6.2.20. Вентиль подвода масла к датчику угловой скорости.

6.2.21. Запорная арматура перед эксгаустерами.

6.2.22. Задвижка на байпасе МО по маслу для промывки маслосистемы.

6.2.23. Контрольно-измерительные приборы.

6.3 Подготовка к работе

6.3.1. Закрыть все задвижки и вентили на сливе масла из главного маслобака.

6.3.2. Заполнить ГМБ маслом до уровня «Залив» по шкале указателя уровня, установленного на боковой стенке ГМБ, что должно соответствовать уровню залива 200 мм от верхнего листа ГМБ.

Заполнение производится через заливной патрубок из общестанционного маслохозяйства.

6.3.3. Проверить в процессе заполнения маслобака, что при уровне масла «Аварийный» по шкале указателя уровня (1450 мм от верхнего листа маслобака) поступает сигнал на БЩУ «Уровень масла аварийный», а при уровне от отметки «Аварийный» до «0» по шкале указателя уровня (1450...1350 мм от верхнего листа маслобака) – сигнал «Уровень масла низкий».

Нормальному уровню соответствует отметка «Нормальный» по шкале указателя уровня (1200 мм от верхнего листа маслобака).

6.3.4. Слить отстой масла из нижних точек отсеков маслобака. Закрыть сливные вентили.

6.3.5. Произвести анализ масла, находящегося в маслобаке, и убедиться, что оно соответствует требованиям ТУ 38.101821-83. Масло должно иметь класс чистоты 10 по ГОСТ 17216-71. Частицы загрязнений размером свыше 100 мкм не допускаются.

6.3.6. Убедиться, что показание маслоуказателя на блочном щите соответствует фактическому уровню масла в ГМБ.

Уровни масла в чистом и грязном отсеках должны быть одинаковыми.

При загрязнении фильтров во время эксплуатации перепад уровней масла между чистым и грязным отсеками допускается не более 150 мм.

6.3.7. Открыть:

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 1) задвижки на маслопроводах до и после маслоохладителей;
- 2) вентили отвода воздуха из водяного и масляного пространства маслоохладителей;
- 3) запорную арматуру перед эксгаустерами;
- 4) задвижки на трубопроводах охлаждающей воды до и после маслоохладителей.

6.3.8. Убедиться, что закрыты:

- 1) задвижки на маслопроводах аварийного слива масла и вентили опорожнения ГМБ и демпферного бака;
- 2) регулирующий клапан и задвижки на линии слива охлаждающей воды из маслоохладителей;
- 3) задвижка на линии промывки помимо МО;
- 4) вентили на линиях опорожнения масляного и водяного пространства маслоохладителей.

6.4. Пуск системы смазки турбоустановки.

6.4.1. Включить в работу эксгаустеры.

6.4.2. Подготовить к работе насосы системы смазки согласно инструкции изготовителя и включить в работу один из них.

6.4.3. Проверить давление масла в напорном патрубке насоса системы смазки. Оно должно быть не менее 0,38 МПа (4,0 кгс/см²).

Не допускать работу насоса на закрытую задвижку на напорном маслопроводе более 2-х мин.

6.4.4. Открыть медленно в течение 3...4 мин. задвижку на напорном маслопроводе включенного насоса на 70% хода, не допуская при этом гидроударов.

Дальнейшее открытие задвижки можно осуществлять быстро.

6.4.5. Следить за уровнем масла в ГМБ при заполнении системы маслом.

Долить в ГМБ масла того же качества, если при заполненной системе уровень масла в ГМБ станет ниже «Нормального» по шкале указателя уровня.

Не допускать понижения уровня масла ниже минимального – «0» по шкале указателя уровня.

6.4.6. Проверить через смотровые стекла на сливных маслопроводах, что масло сливается из всех подшипников турбины и генератора, а также имеется перелив масла из демпферного и аварийных баков.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						15

6.4.7. Закрывать вентили отвода воздуха из масляного пространства маслоохладителей после их заполнения.

6.4.8. Выбрать резервный маслоохладитель и закрыть задвижки на выходе из него масла и охлаждающей воды.

6.4.9. Операции по п.п. 6.3.2; 6.3.3; 6.4.5 при заполненной маслом системе и уровне масла в ГМБ > «0» не выполнять.

6.4.10. Осмотреть маслопроводы и убедиться в их плотности.

6.4.11. Включить в работу второй насос.

6.4.12. Проверить давление масла в напорном патрубке этого насоса до обратного клапана. Оно должно быть не ниже установленной величины 0,38 МПа (4,0 кгс/см²).

6.4.13. Открыть задвижку на напорном маслопроводе данного насоса.

Не допускать работу насоса на закрытую задвижку на напоре более 2-х минут.

6.4.14. Проверить давление масла в системе. На уровне оси турбины давление масла должно быть не менее 0,12 МПа (1,2 кгс/см²).

6.4.15. Отключить один любой из работающих насосов, оставив арматуру на напоре насосов в открытом состоянии и проверить работу системы смазки при других возможных сочетаниях двух работающих насосов аналогично п.п. 6.4.9 – 6.4.14.

6.4.16. Ввести в работу АВР насосов системы смазки, оставить два насоса в работе и один в резерве с полностью открытой задвижкой на напоре.

6.4.17. Проверить автоматическое включение резервного насоса системы смазки по сигналам снижения уровня масла в демпферном баке и падения давления в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбины в следующем порядке:

6.4.17.1. Ввести в работу блокировку включения резервного насоса системы смазки по сигналу снижения уровня масла в демпферном баке.

6.4.17.2. Установить ключ управления отключенного насоса в положение «Резерв».

6.4.17.3. Имитировать снижение уровня масла в демпферном баке турбины до заданной отметки (1300 мм от днища демпферного бака).

6.4.17.4. Убедиться, что автоматически включился резервный насос, а на БЩУ поступил сигнал «Уровень в демпферном баке низкий».

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6.4.17.5. Отключить резервный насос.

6.4.17.6. Ввести блокировку на включение резервного насоса по сигналу снижения давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбины.

6.4.17.7. Имитировать снижение давления масла в напорном коллекторе системы смазки путем снижения давления в импульсной линии датчика давления до 90 кПа (0,9 кгс/см²).

6.4.17.8. Убедиться, что резервный насос автоматически включился без выдержки времени, а на БЩУ поступил сигнал «Давление в системе смазки низкое».

6.4.17.9. Привести в исходное состояние импульсную линию датчика давления.

6.4.17.10. Проверить поочередно автоматическое включение двух других насосов системы смазки при нахождении их в качестве резервных по сигналам, описанным в п. 6.14.17 аналогично п.п. 6.4.17.2 – 6.4.17.9.

6.4.18. Проверить рабочее состояние насосов системы смазки (два – в работе, один – в резерве, задвижки на напоре насосов открыты) и, если состояние не соответствует вышеназванному, то привести в соответствие.

6.5. Подготовка к работе системы гидростатического подъема роторов и ВПУ.

6.5.1. Убедиться, что присоединение для гидроиспытания системы регулирования закрыто заглушкой.

6.5.2. Убедиться, что система смазки турбины находится в работе.

6.5.3. Открыть задвижки на всасывающих и напорных маслопроводах насосов гидростатического подъема роторов.

Задвижки на всасывающих и напорных маслопроводах должны быть опломбированы в открытом положении.

6.5.4. Открыть регулирующие вентили на трубопроводах подвода к опорным подшипникам.

6.5.5. Подготовить к работе насосы системы гидроподъема согласно инструкции изготовителя и включить в работу один из этих насосов.

6.5.6. Установить с помощью предохранительного клапана давление масла в напорном коллекторе насосов, равное 9,0...9,5 МПа (90...95 кгс/см²).

6.5.7. Отрегулировать с помощью регулирующих вентилей давление масла перед каждым подшипником, при котором роторы поднимаются на величину

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

0,04 – 0,06 мм. Величину подъема ротора измерять с помощью индикаторов. После регулировки всплытия роторов иглы клапанов застопорить.

6.5.8. Отключить работающий насос и включить другой насос.

6.5.9. Выполнить операции по п. 6.5.6.

6.5.10. В случае включения системы гидроподъема роторов и ВПУ при неработающей системе смазки необходимо систематически контролировать давление масла перед всеми подшипниками и температуру баббита.

6.5.11. Проверить автоматическое включение резервного насоса системы гидростатического подъема роторов по сигналу снижения давления масла в напорном маслопроводе и по сигналу отключения электродвигателя рабочего насоса.

Проверку производить в следующем порядке:

6.5.11.1. Установить ключ управления одним из насосов в положение «Резерв», а другим насосом – в положение «Работа».

6.5.11.2. Уменьшить с помощью предохранительного клапана давление масла в напорном маслопроводе работающего насоса.

6.5.11.3. Убедиться, что автоматически включился насос при давлении масла в напорном маслопроводе, равном 7,4 МПа (75 кгс/см²).

6.5.11.4. Восстановить рабочее давление масла в напорном маслопроводе, равное 9,0...9,5 МПа (90...95 кгс/см²) и отключить резервный насос.

6.5.11.5. Отключить электродвигатель рабочего насоса.

6.5.11.6. Убедиться, что электродвигатель резервного насоса включился без выдержки времени.

6.5.11.7. Перевести ключ управления рабочим насосом в положение «Резерв», а резервного – в положение «Работа».

6.5.11.8. Выполнить проверку АВР другого насоса системы гидростатического подъема роторов аналогично п. п. 6.5.11.1 – 6.5.11.6.

6.5.12. Открыть клапан на трубопроводе подвода масла к валоповоротному устройству.

6.5.13. Проверить наличие масла в мотор-редукторе (при необходимости долить).

6.5.14. Проверить давление масла перед ВПУ. Оно должно быть не менее 0,078 МПа (0,8 кгс/см²).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6.5.15. Включить электродвигатель ВПУ и убедиться, что роторы турбины проворачиваются.

При первом включении ВПУ фиксировать величину тока электродвигателя. Сила тока должна быть не более 10 А.

6.5.16. Прослушать турбину и убедиться в отсутствии задеваний в области проточной части турбины.

6.5.17. Проверить автоматическое отключение электродвигателя ВПУ по сигналу снижения давления масла перед ВПУ и по сигналу снижения давления масла в системе гидростатического подъема роторов.

Проверку производить в следующем порядке:

6.5.17.1. Прикрыть вентиль на маслопроводе подвода масла к валоповоротному устройству.

6.5.17.2. Убедиться, что при снижении давления масла перед ВПУ ниже 0,048 МПа (0,5 кгс/см²) его электродвигатель автоматически отключился.

6.5.17.3. Открыть вентиль подвода масла к ВПУ и включить его электродвигатель.

6.5.17.4. Отключить блокировки включения резервного насоса системы гидростатического подъема роторов.

6.5.17.5. Остановить рабочий насос.

6.5.17.6. Убедиться, что при снижении давления масла в системе гидростатического подъема роторов до 6,9 МПа (70 кгс/см²) автоматически отключился электродвигатель ВПУ. Зафиксировать силу тока электродвигателя ВПУ.

6.6. Пуск и работа системы маслоснабжения, гидростатического подъема роторов и ВПУ.

6.6.1. Убедиться, что система смазки турбины введена в работу в соответствии с п. 6.3; п. 6.4.

6.6.2. Ввести в работу блокировки системы гидростатического подъема роторов и электродвигателя ВПУ.

6.6.3. Включить в работу насос системы гидростатического подъема роторов.

6.6.4. Включить электродвигатель валоповоротного устройства.

6.6.5. Включить в работу регулятор температуры масла за маслоохладителями при повышении температуры масла в коллекторе подвода масла к подшипникам более 35°С в следующем порядке:

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3) на всасе насосов гидроподъема.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	6.7. Отключение системы маслоснабжения, гидростатического подъема роторов и ВПУ.
					6.7.1. Отключить систему маслоснабжения, гидростатического подъема роторов и ВПУ при выполнении следующих условий:
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	6.7.1.1. Турбина отключена.
					6.7.1.2. Вакуумная система отключена.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	6.7.1.3. Температура металла корпуса ЦВД (в районе паровпуска) менее 150 °С.
					6.7.1.4. Обеспарены участки паропроводов свежего пара за ГПЗ по ходу движения пара.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	6.7.1.5. Роторы вращаются ВПУ или отсутствует всякое вращение роторов.
					6.7.2. Останов системы производить в следующем порядке:
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	6.7.2.1. Вывести блокировку АВР насосов гидроподъема роторов. При выводе в ремонт ВПУ или насосов гидроподъема закрыть задвижки:
					1) на подаче масла к ВПУ;
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	2) на напоре насосов гидроподъема;
					3) на всасе насосов гидроподъема.
					Б-52 РЭ
					Лист
					20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

6.7.2.3. Отключить регулятор температуры масла.

6.7.2.4. Отключить насос подъемный циркуляционной воды системы регулирования температуры масла в соответствии с инструкцией по его эксплуатации.

6.7.2.5. Вывести блокировку АВР маслонасосов.

6.7.2.6. Отключить маслонасосы и закрыть задвижки на их напоре.

6.7.2.7. Закрыть задвижку на сливе циркуляционной воды из маслоохладителей перед регулирующим клапаном регулятора температуры масла.

6.7.2.8. Закрыть, при необходимости, ручные задвижки на маслопроводах и трубопроводах охлаждающей воды до и после маслоохладителей.

6.8. Указания по эксплуатации системы

6.8.1. При первом пуске и периодически при эксплуатации проверять наличие перелива масла из демпферного бака.

6.8.2. Производить регулярно проверку положения следующей арматуры:

6.8.2.1. Задвижек на напорных маслопроводах насосов системы смазки турбины.

6.8.2.2. Задвижек на маслопроводах и трубопроводах охлаждающей воды до и после маслоохладителей.

6.8.2.3. Вентили на всасывающем маслопроводе импеллера.

6.8.2.4. Задвижек на всасывающих и напорных маслопроводах насосов гидростатического подъема роторов.

6.8.2.5. Задвижек на маслопроводах аварийного слива и опорожнения ГМБ.

6.8.2.6. Задвижку на маслопроводе опорожнения демпферного бака.

6.8.2.7. Вентилей на трубопроводах отвода воздуха из маслоохладителей, насосов и др.

6.8.2.8. Вентилей на трубопроводах опорожнения водяного и масляного пространства маслоохладителей.

Указанная арматура должна быть опломбирована в рабочем положении.

6.8.3. Проверять периодически, что система маслоснабжения обеспечивает следующие параметры:

6.8.3.1. Давление масла перед подшипниками турбины на оси ротора не менее 0,12 МПа (1,2 кгс/см²).

6.8.3.2. Давление масла перед ВПУ не менее 0,078 МПа (0,8 кгс/см²).

6.8.3.3. Давление масла в системе гидростатического подъема роторов не менее 8,5 МПа (86,5 кгс/см²).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6.8.3.4. Температура масла перед подшипниками 40...45°C.

6.8.3.5. Температура масла на сливе из подшипников не более 75°C.

6.8.4. Осуществлять постоянный контроль за уровнем масла в ГМБ и демпферном баке.

6.8.5. Производить регулярно проверку плотности системы маслоснабжения.

Особое внимание следует обращать на маслопроводы, расположенные вблизи паропроводов.

Устранять выявленные протечки масла.

6.8.6. Осуществлять регулярный контроль (не реже 1 раза в месяц) за перепадом уровней масла в чистом и грязном отсеках ГМБ.

Не допускать перепад уровней на сетке более 150 мм.

Производить очистку фильтрующих сеток между отсеками маслобака по мере необходимости при достижении перепада уровня до 130 мм в следующем порядке:

6.8.6.1. Снять крышку над фильтром, установленным между средним отсеком маслобака и отсеком отработанного масла.

6.8.6.2. Извлечь из фильтра одну фильтрующую сетку и произвести ее очистку.

6.8.6.3. Установить фильтрующую сетку в фильтр.

6.8.6.4. Извлечь из фильтра вторую фильтрующую сетку и произвести ее очистку.

6.8.6.5. Установить фильтрующую сетку в фильтр и закрыть крышку фильтра.

6.8.7. Произвести очистку фильтрующих сеток остальных фильтров, установленных между средним отсеком и отсеками отработанного и чистого масла, аналогично п.п. 6.8.6 1 – 6.8.6.5.

6.8.8. Производить один раз в две недели проверку срабатывания реле уровня масла в демпферном маслобаке в соответствии с принятой на АЭС технологией.

6.8.9. Осуществлять постоянный контроль за состоянием маслоохладителей.

Резервный маслоохладитель должен быть постоянно заполнен по маслу и по охлаждающей воде.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6.8.10. Включить в работу резервный маслоохладитель и отключить один из работающих, если температура масла после этого работающего маслоохладителя будет постепенно увеличиваться выше 45°C, а также при выводе его в ремонт и при другой необходимости.

Включение в работу резервного маслоохладителя производить в следующем порядке:

6.8.10.1. Открыть вентиль выпуска воздуха из масляного пространства маслоохладителя.

6.8.10.2. Открыть вентиль на трубопроводе отвода воздуха из водяного пространства маслоохладителя.

6.8.10.3. Открыть задвижку на сливном трубопроводе охлаждающей воды данного маслоохладителя.

6.8.10.4. Открыть задвижку на выходе масла из маслоохладителя.

6.8.10.5. Закрыть вентили на трубопроводах отвода воздуха из масляного и водяного пространств маслоохладителя.

Отключение маслоохладителя производить в следующем порядке:

6.8.10.6. Закрыть задвижку на выходе масла из отключаемого маслоохладителя.

6.8.10.7. Закрыть задвижку на входе воды в отключаемый маслоохладитель.

6.8.10.8. Закрыть задвижку на входе масла в маслоохладитель.

6.8.10.9. Закрыть задвижку на трубопроводе слива охлаждающей воды отключаемого маслоохладителя.

6.8.10.10. Закрыть вентили на трубопроводах отвода воздуха из масляного и водяного пространства.

6.8.11. Три маслоохладителя должны быть подключены и по воде и по маслу при температуре охлаждающей воды более 20°C.

Один рабочий маслоохладитель может быть отключен по воде при температуре охлаждающей воды ниже 20°C.

Один или два маслоохладителя могут быть отключены по воде (закрыта задвижка на сливе охлаждающей воды) при температуре охлаждающей воды ниже 15°C.

6.8.12. Допускается перед пуском турбины подогрев холодного масла подачей горячей воды с температурой до 70°C в один, специально выделенный маслоохладитель. Температура подогретого масла должна быть в пределах 35...45°C.

Изн. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

					Б-52 РЭ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Отвод масла к маслоочистительной установке осуществлять поочередно из каждого отсека.

Инв. № подл.		Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						24

7. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТЫ ТУРБИНЫ

7.1. Назначение.

Система автоматического регулирования и защиты турбины предназначена для поддержания заданных рабочих параметров при пуске, останове, нагружении, разгрузке и для предохранения турбины от повреждений в аварийных ситуациях.

7.2. Состав.

7.2.1. Блоки стопорно-регулирующих клапанов высокого давления.

7.2.2. Сервомоторы стопорных клапанов.

7.2.3. Главные сервомоторы (сервомоторы регулирующих клапанов).

7.2.4. Гидроприводы заслонок ЦНД (промперегрева).

7.2.5. Заслонки ЦНД (регулирующие промперегрева).

7.2.6. Регулятор безопасности.

7.2.7. Золотники регулятора безопасности.

7.2.8. Защитные устройства.

7.2.9. Регулятор скорости.

7.2.10. Датчик угловой скорости (импеллер).

7.2.11. Датчик угловой скорости (электрические).

7.2.12. Датчики положения СМ РК (электрические).

7.2.13. Датчики положения ОЗ СМ РК (электрические).

7.2.14. Механизмы токовой разгрузки.

7.2.15. Преобразователи электрогидравлические.

7.2.16. Маслонасосы системы регулирования.

7.2.17. Фильтры с приводами.

7.2.18. Гидропневмоаккумуляторы.

7.2.19. Устройства маслосбрасывающие.

7.2.20. Устройства расхаживающие.

7.2.21. Выключатели.

7.2.22. Клапаны предохранительные шаровые.

7.2.23. Дроссели подпитки.

7.2.24. Задвижки на напорных маслопроводах насосов системы регулирования.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div style="font-size: 24px; font-weight: bold; margin-bottom: 10px;">Б-52 РЭ</div>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

- 7.2.25. Задвижки на маслопроводах до и после маслофильтров.
- 7.2.26. Задвижки на маслопроводах промывки фильтров обратным током.
- 7.2.27. Задвижки на трубопроводах подвода и слива масла из гидропневмоаккумуляторов.
- 7.2.28. Задвижки на трубопроводах подвода азота к гидропневмоаккумуляторам.
- 7.2.29. Вентили подвода масла к ЭГП.
- 7.2.30. Вентиль подвода масла к импеллеру.
- 7.2.31. Контрольно-измерительные приборы.

Подробные описание конструкции и работы системы регулирования приведены в «Турбины паровой большой мощности для АЭС. Система регулирования. Техническое описание» Б-5ТО, и дополнении к техническому описанию Б-5ТО ДОПЗ. Подробные указания по монтажу, наладке и обслуживанию приведены в «Инструкции по монтажу системы регулирования» Б-5ИМ и дополнении к инструкции Б-5ИМ ДОПЗ.

7.3. Проверка схем дистанционного управления и автоматики.

7.3.1. Убедиться, что остановлены насосы регулирования турбины и закрыты:

7.3.1.1. Задвижки на напорных маслопроводах сливного и промежуточного отбора НРТ.

7.3.1.2. Задвижки слива масла из гидропневмоаккумуляторов и опломбируйте их.

7.3.1.3. Задвижки на подводе и сливе масла из одного фильтра силовой линии и одного фильтра линии пониженного давления.

7.3.1.4. Задвижки на промывочных линиях этих фильтров.

7.3.2. Открыть:

7.3.2.1. Задвижки на подводе масла к гидропневмоаккумуляторам.

7.3.2.2. Задвижки на подводе и сливе масла из двух фильтров силовой линии и одного фильтра линии пониженного давления.

7.3.2.3. Задвижки промывочных линий этих фильтров.

7.3.2.4. Вентиль на всасывающем маслопроводе импеллера и опломбируйте его.

7.3.2.5. Вентили подвода силового масла и масла управления к электрогидропреобразователю и снять маховики с вентиляей.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						26

7.3.3. Производить проверку схем дистанционного управления и автоматики в следующем порядке:

7.3.3.1. Взвести и выбить со щита два электромагнита защитных устройств.

7.3.3.2. Взвести и выбить со щита электромагниты золотников расхаживания:

- стопорных клапанов на полный ход – 4 шт.
- стопорных клапанов на часть хода – 4 шт.
- заслонок ЦНД на часть хода – 6 шт.

7.3.3.3. Выбить по месту и взвести со щита электромагниты переключателей скорости открытия заслонок ЦНД – 6 шт.

7.3.3.4. Взвести и выбить со щита электромагниты маслосбрасывающих устройств – 2 шт.

7.3.3.5. Проверить работу поворотного золотника регулятора безопасности в следующем порядке:

- установить поочередно ключ управления электродвигателем в положения «Испытание левого кольца», «Взведение левого кольца», «Среднее», «Взведение правого кольца», «Испытание правого кольца»; и при этом проверить по местному указателю положения, что электродвигатель автоматически устанавливает золотник в заданные положения;

- установить ключ управления установочным электродвигателем в положение «Среднее».

7.3.3.6. Проверить работу механизма управления турбиной (МУТ) в следующем порядке:

- включить МУТ на «Убавить», а затем на «Прибавить» и убедиться, что приводной электродвигатель автоматически отключается при крайних положениях буксы;

- включить МУТ на «Убавить».

7.3.3.7. Проверить работу разгонного устройства и ограничителя мощности в следующем порядке:

- убедиться, что разгонное устройство находится в среднем положении;
- включить электродвигатель на «Разгон» турбины и убедиться, что электродвигатель отключается в крайнем положении;
- включить электродвигатель на «Подхват» и убедиться, что электродвигатель не отключается в среднем положении и отключается в крайнем;

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						27

- включить электродвигатель на «Разгон» и убедиться, что он отключается автоматически в среднем положении.

7.3.3.8. Проверить работу обоих механизмов токовой разгрузки аналогично п. 7.3.3.6. с помощью двух ключей:

а) ключ управления на 3 положения: «Больше», «Нейтраль», «Меньше»;

б) ключ выбора МТР на 3 положения: «МТР1», «Нейтраль», «МРТ2».

7.3.3.9. Проверить работу ЭЧ ЭГСР в соответствии с инструкцией по эксплуатации ЭЧ ЭГСР завода изготовителя.

7.3.3.10. Проверить работу схемы автоматического управления фильтрами силовой линии в следующем порядке:

- имитировать сигнал о недопустимом повышении перепада давлений на фильтрах;

- убедиться, что роторы всех трех фильтров начинают поочередно вращаться, останавливаясь в средних положениях по местным указателям положения;

- снять имитацию сигнала о недопустимом перепаде давлений на фильтрах;

- убедиться, что вращение роторов всех фильтров прекратилось после остановки роторов в средних положениях по местным указателям.

7.3.3.11. Проверить работу схемы автоматического управления фильтрами линии пониженного давления аналогично п. 7.3.3.10.

7.4. Подготовка к работе системы регулирования.

7.4.1. Привести в исходные положения механизмы системы регулирования перед подачей масла в систему:

7.4.1.1. Взвести исполнительные золотники регулятора безопасности, т.е. установить их в нижнее положение.

7.4.1.2. Установить переключающий золотник регулятора безопасности в положение «Среднее».

7.4.1.3. Установить электромагниты защитных устройств в положение «Выбито».

7.4.1.4. Взвести электромагниты всех золотников расхаживания, т.е. установить их в нижнее положение (дистанционно или нажатием кнопок по месту).

7.4.1.5. Выбить электромагниты переключателей скорости открытия регулирующих заслонок ЦНД, т.е. установить их в верхнее положение (дистанционно или нажатием рычагов по месту).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.4.1.6. Взвести электромагниты маслосбрасывающих устройств, т.е. установить их в верхние положение.

7.4.1.7. Установить ключ «Выбора режима» в положение «ЭГСР».

7.4.1.8. Перед пуском на ЭГСР перевести МУТ в положение «Прибавить» до упора, перед пуском на ГСР перевести МТР1 и МТР2 в положение «Прибавить» до упора.

7.4.1.9. Установить разгонное устройство в среднее положение.

7.4.1.10. Включить питание ЭЧ ЭГСР и убедиться, что ЭЧ установлена в положение «Исходное».

7.4.1.11. Установить ключ «Выбор режима» в положение «ГСР» для пуска на ГСР.

7.4.1.12. Проверить давление азота в гидропневмоаккумуляторах и при давлениях ниже 2,8 МПа (28,0 кгс/см²) в гидропневмоаккумуляторах силовой линии и 1,4 МПа (14,0 кгс/см²) в гидропневмоаккумуляторах линии пониженного давления довести давление до 3,0 МПа (30,0 кгс/см²) и 1,5 МПа (15,0 кгс/см²) в соответствии с инструкцией по монтажу системы регулирования Б-5ИМ и дополнении к инструкции Б-5ИМ ДОПЗ.

7.4.2. Производить пуск насосов регулирования в следующем порядке:

7.4.2.1. Подготовить насосы к работе согласно инструкции завода-изготовителя.

7.4.2.2. Убедиться, что закрыты задвижки на напорных маслопроводах силового и промежуточного отборов всех НРТ, а трубопроводы для гидроиспытаний отсоединены и заглушены.

7.4.2.3. Включить электродвигатель одного из НРТ.

7.4.2.4. Открыть задвижки на напоре и промежуточном отборе насоса плавно, не допуская гидроударов, контролируя перепад давлений на фильтрах.

В случае появления перепада давлений более 0,25 МПа (2,5 кгс/см²) убедиться, что началась промывка фильтров.

В случае повышения перепада до 0,5 МПа (5,0 кгс/см²) прикрыть задвижки на входе в фильтры до отмывки фильтров и уменьшения перепада давлений масла на фильтрах до 0,15 МПа (1,5 кгс/см²).

Работа насоса на закрытые задвижки на напоре допускается не более 2-х минут.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.4.2.5. Если перепад давлений на фильтрах не снижается в течение 10 мин, закрыть задвижки на выходе из фильтров и продолжать промывку еще 10 мин. Открыть задвижки за фильтрами и проверить перепад давлений на фильтрах.

Продолжать операции до полной отмывки фильтров – снижение перепада давлений до 0,15 МПа (1,5 кгс/см²).

7.4.2.6. Включить в работу второй, а затем третий насосы НРТ аналогично п.п. 7.4.2.2. – 7.4.2.5.

7.4.2.7. Оставить в работе два насоса НРТ, а один перевести в резерв.

7.4.3. Проверить:

7.4.3.1. Давление масла в системе регулирования. Оно должно быть не менее 3,8 МПа (38,0 кгс/см²) в силовой линии и 1,8 МПа (18,0 кгс/см²) в линии пониженного давления.

7.4.3.2. Включение фильтров на силовой линии и линии пониженного давления в режим промывки при повышении перепада давлений до 0,25 МПа (2,5 кгс/см²) и отключение при снижении перепада до 0,15 МПа (1,5 кгс/см²). Повышение и понижение перепада производить задвижками на выходе из фильтров.

7.4.3.3. АВР насосов по останову одного из работающих насосов путем отключения его электродвигателя.

7.4.3.4. АВР насосов по снижению давления масла в силовой линии до 3,5 МПа (35,0 кгс/см²) путем стравливания давления в импульсной линии датчика давления.

7.4.3.5. Срабатывание маслосбрасывающих устройств при отключении работающих насосов путем отключения их электродвигателей.

7.4.4. Включить в работу два НРТ в порядке, указанном в п. 7.4.2.

7.5. Проверка взаимодействия органов регулирования и защиты.

7.5.1. Убедиться выполнении операций по п. 7.4.

7.5.2. Отключить воздействие защит на электромагниты защитных устройств и включить в работу ЭГСП (см. п.п. 7.4.1.10 и 7.4.1.11).

7.5.3. Ввести защитные устройства и убедиться, что стопорные клапаны полностью открылись.

7.5.4. Ввести уставку «0 об/мин» и убедиться, что регулирующие заслонки полностью открылись, а главные сервомоторы остались закрытыми.

7.5.5. Нажать кнопки «Опробование РК включено» установить ЭЧ ЭГСП в режим опробования регулирующих клапанов.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						30

Воздействием на ключ ручного управления турбиной открыть и закрыть главные сервомоторы.

Убедиться, что сервомоторы перемещаются плавно от упора до упора с разницей положения друг от друга не более 15 мм.

7.5.6. Открыть полностью главные сервомоторы и убедиться, что давление:

- под поршнями главных сервомоторов (2 шт.) не менее 3,5 МПа (35,0 кгс/см²);

- под поршнями сервомоторов стопорных клапанов (4 шт.) не менее 1,6 МПа (16,0 кгс/см²);

- в импульсной линии защиты (1 шт.) не менее 1,6 МПа (16,0 кгс/см²);

- в линиях защиты (2 шт.) не менее 1,6 МПа (16,0 кгс/см²);

- в линиях управления заслонками ЦНД (2 шт.) не менее 1,6 МПа (16,0 кгс/см²).

7.5.7. Проверка работы ЭГSR при имитации сигнала об отключении выключателя генератора.

7.5.7.1. Открыть главные сервомоторы на 320 мм.

7.5.7.2. Имитировать на входе ЭГSR сигнал об отключении выключателя генератора.

7.5.7.3. Убедиться, что главные сервомоторы и заслонки ЦНД закрылись полностью, а затем плавно вернулись в исходное положение.

7.5.8. Проверить автоматический переход с ЭГSR на ГSR в следующем порядке:

7.5.8.1. Открыть главные сервомоторы на 250 мм.

7.5.8.2. Не ранее, чем через 1 мин после достижения сервомоторами РК положения 250 мм, установить ключ выбора режима в положение «ГSR» и убедиться, что сервомоторы РК сместились не более чем на 30 мм от исходного (открытого) положения.

7.5.9. Открыть и закрыть полностью главные сервомоторы и заслонки ЦНД воздействием на ключ «Управление ЭГSR» при работе ЭГSR, ключ управления МУТ при работе на ГSR на «Прибавить» и «Убавить».

Убедиться, что главные сервомоторы перемещаются плавно от упора и до упора с разницей положения друг от друга не более 20 мм.

7.5.10. Открыть полностью главные сервомоторы и подать на электромагниты защитных устройств импульс на срабатывание.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Убедиться, что стопорные и регулирующие клапаны, заслонки ЦНД и КОСы полностью закрылись, давление во всех линиях защиты, управления и под поршнями всех сервомоторов не превышает 0,2 МПа (2,0 кгс/см²).

7.5.11. Включить питание ЭЧ ЭГСР и установить ключ «Выбор режима» в положение «ЭГСР», взвести защитные устройства и выполнить операции аналогично п. 7.5.10.

7.5.12. При отсутствии или не исправности ЭЧ ЭГСР проверку п.п. 7.5.4; 7.5.5; 7.5.8; 7.5.11 не производить.

Проверку производите в последовательности по п.п. 7.5.1; 7.5.2; 7.5.3; 7.5.9; 7.5.6; 7.5.7; 7.5.10.

7.6. Проверка работы расхаживающих устройств.

7.6.1. Проверить работу расхаживающих устройств стопорных клапанов и заслонок ЦНД в следующем порядке:

7.6.1.1. Откройте полностью стопорные, регулирующие клапаны и заслонки ЦНД.

7.6.1.2. Установить ключи управления электромагнитными устройств частичного расхаживания стопорных клапанов и заслонок ЦНД в положение «Расхаживание».

7.6.1.3. Убедиться, что штоки клапанов и заслонок совершили ход в сторону закрытия 15...30 мм.

7.6.1.4. Установить ключи управления электромагнитами устройств частичного расхаживания в положение «Возврат».

7.6.1.5. Убедиться, что все клапаны и заслонки ЦНД открылись полностью.

7.6.1.6. Установить ключи управления электромагнитами устройств частичного расхаживания в положение «Отключено».

7.6.1.7. Выполнить операции ключами управления устройствами полного расхаживания стопорных клапанов аналогично п.п. 7.6.1.2...7.6.1.6 и убедиться, что клапаны закрываются полностью.

7.6.2. Установить ключ «Выбора режима» в положение «ГСР» и проверить полное расхаживание главных сервомоторов в следующем порядке:

7.6.2.1. Открыть полностью стопорные и регулирующие клапаны и заслонки ЦНД при помощи МУТ.

7.6.2.2. Закрыть полностью и открыть главный сервомотор и заслонки ЦНД с одной стороны турбины с помощью МТР.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						32

7.6.2.3. Выполнить операции по п. 7.6.2.2. для главного сервомотора с другой стороны турбины.

7.6.2.4. Закрыть полностью клапаны и заслонки ЦНД, установить ключ «Выбор режима» в положение «ЭГСР».

7.7. Ввод в работу и проверка защит турбины.

7.7.1. Ввести в работу технологические защиты и произвести их проверку после простоя турбины более 3 суток или после останова на срок менее 3 суток, если при останове проводились ремонтные работы в цепях защит.

7.7.2. Для снижения количества срабатываний исполнительных органов производить проверку защит турбины без закрытия стопорных и регулирующих клапанов, заслонок ЦНД и арматуры при отключенных электромагнитах защитных устройств контролем персоналом ЦТАИ поступления на них управляющих импульсов на срабатывание.

Проверку защит с закрытием стопорных, регулирующих клапанов, заслонок ЦНД и арматуры производить при проверке первой и последней защит на останов турбины независимо от того, какая из защит проверяется первой и последней, если позволяет тепломеханическое состояние турбоустановки.

Если по техническим причинам не представляется возможным открыть (закрыть) арматуру, подлежащую проверке на срабатывание, имитировать открытие (закрытие) ее с помощью датчиков положения.

После проверки каждой защиты возвращать систему в исходное состояние.

Порядок проверки блокировок по отдельным механизмам и арматуре приведен в описании соответствующих систем.

7.7.3. При проверке срабатывания защит убедиться, что автоматически выполняются следующие операции:

- 1) закрылись стопорные, регулирующие клапаны и заслонки ЦНД;
- 2) закрылись главные паровые задвижки, запорная и регулирующая арматура их байпасов;
- 3) закрылись задвижки и регулирующие клапаны на основных и байпасных паропроводах подачи греющего пара ко II ступени СПП;
- 4) закрылись задвижки на отборах пара к деаэратору, питательным турбонасосам, коллектору собственных нужд, бойлерам и ко всем сторонним потребителям пара от отборов турбоустановки и на сливе конденсата из КС-I и КС-II в деаэратор;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ					Лист
										33

5) открылись импульсные соленоидные клапаны подачи конденсата к гидроприводам обратных клапанов отборов турбины.

7.7.4. Защита по несоответствию положения стопорных и регулирующих клапанов.

1. Установить при работе на «ГСР» МТР1 и МТР2 в положение «прибавить» до упора, а при работе на «ЭГСР» – МУТ в положение «прибавить» до упора.

2. Взвести защитные устройства и убедиться, что открылись полностью стопорные клапаны.

3. Воздействием на МУТ (в положении ключа выбор режима «ГСР») или на ключ ручного управления (в положении ключа выбор режима «ЭГСР») открыть главные сервомоторы на 50 мм, а заслонки НД полностью.

4. С помощью вентилей полного распахивания закрыть все стопорные клапаны.

5. Закрыть клапан полного распахивания одного из стопорных клапанов и убедиться, что защитные устройства сработали без выдержки времени, закрылись все клапаны и заслонки и выполняются операции по п. 7.7.3.

6. Закрыть клапаны полного распахивания стопорных клапанов.

Дальнейшую проверку защит произвести при открытии главных сервомоторов менее 50 мм.

7.7.5. Защита по сигналу осевого сдвига ротора.

7.7.5.1. Имитировать осевой сдвиг ротора турбины более допустимых величин в следующем порядке:

1. Отвернуть стопорный винт, фиксирующий нулевое положение маховика, записать исходное показание показывающего прибора на БЩУ.

2. Медленно вращая маховик датчика, имитировать осевой сдвиг в сторону генератора (датчик перемещается в сторону регулятора) до совпадения стрелки показывающего прибора с делением «+0,6» и убедиться, что срабатывает предупредительная сигнализация на БЩУ.

3. Перемещать датчик далее до совпадения стрелки с делением «+1,2» и убедиться, что выполняются операции по п. 7.7.3 и дополнительно:

1) отключился генератор от сети без выдержки времени после замыкания последовательно соединенных контактов «Закрыто» конечных выключателей 4-х стопорных клапанов ВД;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2) произведен срыв вакуума в конденсаторах после отключения генератора от сети автоматическим открытием электромагнитных клапанов и задвижки срыва вакуума, произведено отключение основных и пусковых эжекторов с запретом их АВР, прекращена подача пара на концевые уплотнения турбины при повышении давления в конденсаторе до 90 кПа (0,9 кгс/см²);

3) подана команда на закрытие всех источников подачи среды в конденсаторы с запретом их открытия, в том числе запрет на открытие (или команда на закрытие) БРУ-К.

4. Имитировать осевой сдвиг в сторону регулятора (датчик перемещается в сторону генератора) аналогично п. 7.7.5.1.2 до совпадения стрелки показывающего прибора с делением «-1,4» и убедиться, что срабатывает предупредительная сигнализация на БЩУ.

5. Перемещать датчик далее до совпадения стрелки с делением «-2,0» и убедиться, что выполняются операции аналогично п.п. 7.7.3 и 7.7.5.1.3.

7.7.5.2. Установить датчик осевого сдвига в положение «0» по шкале указателя после каждого срабатывания защиты.

Открыть стопорные, регулирующие клапаны, заслонки ЦНД.

7.7.5.3. Установить маховик датчика осевого сдвига в положение «0» и застопорить его после окончания проверки защиты.

Убедиться, что стрелка показывающего прибора установилась на показании в соответствии с п. 7.7.5.1.1.

«0» шкалы прибора осевого сдвига должен соответствовать положению ротора, прижатого упорным гребнем к колодкам упорного подшипника стороны генератора.

7.7.6. Защита по закрытию заслонок ЦНД.

7.7.6.1. Имитировать закрытие одной заслонки ЦНД при открытых сервомоторах регулирующих клапанов ВД. Убедиться, что на БЩУ срабатывает предупредительная сигнализация.

7.7.6.2. Имитировать закрытие двух заслонок, находящихся на одном любом ЦНД, при открытых сервомоторах регулирующих клапанов ВД. Убедиться, что на БЩУ сработала аварийная сигнализация, и с выдержкой 1с поступил сигнал на срабатывания УЗ.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инд. № дубл.
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.7.6.3. Имитировать закрытие двух заслонок с одной стороны турбины. Убедиться, что на БЦУ сработала аварийная сигнализация, и с выдержкой 1с поступил сигнал на срабатывания УЗ.

7.7.6.4. Снять имитацию, закрыть главные сервомоторы и заслонки.

7.7.7. Защита по повышению давления в выхлопных патрубках ЦВД.

1. Имитировать с помощью датчиков давления повышение давления пара поочередно в каждом выхлопном патрубке до 1,3 МПа (13 кгс/см²).

2. Убедиться в том, что выполняются операции по п. 7.7.3 и дополнительно отключился генератор от сети с выдержкой времени достаточной для закрытия ГПЗ, но не более 2-х минут.

7.7.8. Защита по повышению уровня питательной воды в корпусе любого парогенератора до III предела и не отключения соответствующего ГЦН.

Имитировать повышение уровня питательной воды поочередно в каждом парогенераторе до III-го предела с помощью уровнемера и убедиться в выполнении операций по п. 7.7.3, а также операций по п. 7.7.7.2.

7.7.9. Защита по повышению уровня сепарата в корпусах двух сепаратосборников одной/любой/ стороны до II-го аварийного предела.

Имитировать повышение уровня сепарата до II-го предела в корпусах двух сепаратосборников одной/любой/ стороны с помощью уровнемеров и убедиться в выполнении операций по п. 7.7.3 с выдержкой времени 60с, а также операций п. 7.7.7.2.

Примечание: До включения насосной откачки сепарата разрешается вывод защиты с обеспечением аварийной сигнализации при достижении уставки предельного уровня.

7.7.10. Защита по понижению давления масла в напорной линии импеллера.

7.7.10.1. Ввести защиту по понижению давления масла в напорной линии импеллера на остановленной турбине и убедиться в выполнении операций по п. 7.7.3 с выдержкой 5с, а также операций по п. 7.7.7.2.

7.7.10.2. Проверить срабатывание защиты по понижению давления масла в напорной линии импеллера при выходе турбины на обороты холостого хода в следующем порядке:

1. Имитировать включение генератора в сеть.

Имв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Имв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						36

2. Имитировать понижение давления масла в напорной линии импеллера до 0,625 МПа (6,25 кгс/см²) и убедиться, что автоматически выполняются операции по п. 7.7.3 с выдержкой 5с, а также операций по п. 7.7.7.2.

3. Взвести УЗ после имитации отключения генератора от сети с выдержкой времени не более 10с.

4. Восстановить обороты холостого хода турбины и привести сработавшие по защите механизмы в исходное положение.

7.7.11. Защита по повышению уровня конденсата в корпусе ПВД до II-го предела.

Имитировать повышение уровня конденсата поочередно в корпусе каждого ПВД до II-го предела при помощи двух датчиков уровня и убедиться, что:

1) при достижении I-го предела уровня отключилась группа ПВД, в которой находится данный подогреватель, а при достижении II-го предела уровня повторно подана команда на отключение данной группы ПВД;

2) выполняются операции по п. 7.7.3 с выдержкой времени 5с и операций по п. 7.7.7.2;

3) поданы команды на закрытие всех источников подачи среды в конденсаторы, кроме БРУ-К, с запретом их открытия и на отключение ПТН с запретом их АВР;

4) по истечении 2-х минут после отключения турбины при сохранении II-го предела уровня подается команда на отключение ВПЭН с запретом их АВР.

7.7.12. Защита по повышению уровня конденсата в корпусе ПНД до II-го предела.

7.7.12.1. Имитировать повышение уровня конденсата поочередно в корпусе каждого ПНД до I предела с помощью датчика уровня и убедиться, что:

1) при достижении I-го предела уровня в корпусе ПНД-1,2,3 или 4 срабатывает предупредительная сигнализация на БЩУ;

2) при достижении I-го предела уровня в корпусе ПНД-3 или ПНД-4 соответствующий подогреватель отключается по основному конденсату и производится переключение по схеме слива конденсата греющего пара (см. гл. 11).

7.7.12.2. Имитировать повышение уровня конденсата поочередно в корпусе каждого ПНД до II-го предела с помощью двух датчиков уровня и убедиться, что:

1) в ПНД-1,2 с выдержкой 40с, а в ПНД-3,4 с выдержкой 60с выполняются операции по п. 7.7.3 и п. 7.7.7.2;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2) закрывается арматура на паропроводе отбора и на дренаже из паропровода отбора в соответствующий подогреватель ПНД-3 или ПНД-4;

3) подана команда на закрытие всех источников подачи среды в конденсаторы, кроме БРУ-К, с запретом их открытия;

4) открылась задвижка на линии рециркуляции основного конденсата.

Примечание: По сигналу отключения генератора от сети выдержка времени для ПНД-3 увеличивается до 180с. Переход к выдержки времени 180с для ПНД-3 импульсный. Через 180с после отключения генератора от сети восстанавливается выдержка 60с.

7.7.13. Защита по понижению давления масла в напорном коллекторе системы смазки.

Защиту проверять 2 раза в год прямым действием путем отключения маслонасосов системы смазки до пуска ВПУ, а в остальных случаях имитацией снижения давления масла в системе смазки.

Отключить маслоснасосы системы смазки с запретом АВР или имитировать понижение давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбины до величины 50 кПа (0,5 кгс/см²) понижением давления масла в импульсной линии датчика давления и убедиться в выполнении операций с выдержкой времени 3с по п. 7.7.3 и п. 7.7.5.1.3.

7.7.14. Защита по отключению любых двух циркуляционных насосов.

Выключить два циркуляционных насоса, оставив поочередно в работе один из них, и убедиться в выполнении операций по п. 7.7.3 и п. 7.7.5.1.3.

7.7.15. Защита по падению вакуума.

Защиту проверять 2 раза в год прямым действием путем ухудшения вакуума до толчка ротора, а в остальных случаях имитацией.

7.7.15.1. Произвести плавное повышение давления в конденсаторах более 23 кПа (0,23 кгс/см²) (абс.) медленным открытием задвижки срыва вакуума при давлении в конденсаторах ниже 23 кПа (0,23 кгс/см²) (абс.) или имитировать повышение давления в импульсной линии датчика вакуум-реле.

7.7.15.2. Убедиться, что выполняются операции по п. 7.7.3, а также:

1) отключился генератор от сети без выдержки времени после замыкания последовательно соединенных контактов «закрыто» конечных выключателей стопорных клапанов;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2) подана команда на закрытие всех источников подачи среды в конденсаторы с запретом их открытия, в том числе запрет на открытие (или команда на закрытие) БРУ-К;

3) произведено отключение основных и пусковых эжекторов с запретом их АВР, прекращена подача пара на концевые уплотнения турбины при повышении давления в конденсаторе до 90 кПа (0,9 кгс/см²) абс.

7.7.16. Защита по снижению давления масла за фильтрами в силовых коллекторах системы регулирования с давлением 4,0 МПа (коллектор «40» кгс/см²) и с давлением 2,0 МПа (коллектор «20» кгс/см²).

7.7.16.1. Отключить насосы системы регулирования с запретом их АВР или имитировать понижение давления масла в коллекторе «40» до 1,5 МПа (15 кгс/см²).

Убедиться, что выполняются операции по п. 7.7.3 и п. 7.7.7.2.

7.7.16.2. Отключить насосы системы регулирования с запретом их АВР или имитировать понижения давления масла в коллекторе «20» до 1,0 МПа (10 кгс/см²).

Убедиться, что выполняются операции по п. 7.7.3 и п. 7.7.7.2.

7.7.17. Защита от развития пожара масла.

7.7.17.1. Подать команду на срабатывание защиты и убедиться, что выполняются автоматически следующие операции:

1. Закрываются все стопорные, регулирующие клапаны, заслонки ЦНД и выполняются операции по п. 7.7.3.

2. После замыкания контактов концевых выключателей «закрыто» стопорных клапанов ВД одновременно выполняются следующие операции:

1) отключаются рабочие насосы системы регулирования турбины с запретом их АВР и после отключения этих насосов срабатывают электромагниты маслосбрасывающего устройства, открывающего слив масла из системы регулирования;

2) генератор отключается от сети без выдержки времени;

3) поступает запрет на включение ВПУ и насосов гидropодъема роторов или их отключение, если последние находятся в работе.

3. После подтверждения отключения генератора от сети производится срыв вакуума и выполняются другие операции аналогично п. 7.7.5.1.3 и подается ко-

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

манда на закрытие всех источников подачи среды в конденсаторы с запретом их включения.

4. Отключаются насосы маслосистемы турбины с запретом их АВР при подтверждении открытия задвижки срыва вакуума или при давлении в конденсаторе более 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) и при частоте вращения ротора менее 40% от номинальной величины (частота вращения уточняется после исследования аварийной системы маслоснабжения), которой соответствует давление масла на напоре импеллера 0,25 МПа (2,5 кгс/см²).

5. Привести в исходное состояние все системы и механизмы.

Проверить автоматическое взведение электромагнитов маслосбрасывающих устройств после включения хотя бы одного из насосов системы регулирования.

7.7.18. Убедиться, что электромагниты изменения скорости открытия заслонок ЦНД взводятся при включении генератора в сеть и выбиваются при его отключении от сети.

7.7.19. Произвести проверку защит, снижающих нагрузку турбины, реализуемых средствами ЭГСП:

1. Имитировать отключение одного из двух работающих конденсатных насосов первого или второго подъемов при нагрузке турбины более 40% от номинальной и убедиться, что подана команда на автоматическое разгружение турбины до мощности, равной 40% от номинальной с выдержкой времени 40с.

2. Имитировать отключение одного из трех циркуляционных насосов при нагрузке турбины более 60% от номинальной и температуре циркулирующей воды более 25 °С и убедиться, что подана команда на автоматическое разгружение турбины до мощности, равной 60% от номинальной.

3. Имитировать отключение одного из трех циркуляционных насосов при нагрузке турбины более 80% от номинальной и температуре циркулирующей воды меньше 25 °С и убедиться, что подана команда на автоматическое разгружение турбины до мощности равной 80% от номинальной.

4. Имитировать открытие задвижки слива сепарата в РБ-9 и нагрузку турбины более 70% от номинальной и убедиться, что подана команда на автоматическое разгружение блока до мощности, равной 70% от номинальной.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ		Лист		
							40		

7.8. Указания по эксплуатации.

7.8.1. Проверка плотности стопорных, регулирующих клапанов и заслонок ЦНД.

7.8.1.1. Проверить плотность стопорных и регулирующих клапанов перед пуском турбины при давлении пара за ГПЗ 5,8 МПа (59,0 кгс/см²), давление в конденсаторах не более 10 кПа (0,1 кгс/см²), закрытых ГПЗ и открытых задвижках и клапанах на их байпасах в следующем порядке:

7.8.1.1.1. Взвести защитные устройства и убедиться, что при этом открываются стопорные клапаны ВД.

7.8.1.1.2. Открыть заслонки ЦНД введением уставки «0 об/мин» (при работе на ЭГСР) или МУТ (при работе на ГСР). Убедиться, что регулирующие клапаны закрыты.

7.8.1.1.3. Проверить, что частота вращения ротора не превышает 12,5 Гц (750 об/мин), т.е. регулирующие клапаны плотные.

7.8.1.1.4. Вывести защиту по несоответствию положения стопорных и регулирующих клапанов.

7.8.1.1.5. Закрыть стопорные клапаны вентилями устройств полного расхаживания стопорных клапанов.

7.8.1.1.6. Открыть полностью регулирующие клапаны и убедиться, что частота вращения ротора не превышает 12,5 Гц (750 об/мин), т.е. стопорные клапаны плотные.

7.8.1.1.7. Закрыть полностью регулирующие клапаны механизмами полного расхаживания. Убедиться, что частота вращения ротора постепенно уменьшается, т.е. блок СКР плотный.

7.8.1.1.8. Ввести защиту по несоответствию положения стопорных и регулирующих клапанов и привести расхаживающие устройства в исходное состояние.

7.8.1.2. Произвести проверку плотности заслонок ЦНД визуальным контролем прилегания заслонок к опорным поверхностям через снятые люки. Допускаемый зазор между заслонкой и опорными поясками не более 0,5 мм.

7.8.1.3. Периодичность проверки плотности клапанов следует выдерживать в соответствии с СТО 1.1.1.01.0678-2007:

- 1) после монтажа;
- 2) перед остановом турбины в капитальный ремонт;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 3) после капитального ремонта;
- 4) перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения ротора турбины;
- 5) не реже одного раза в 1,5 года.

Проверки по п. 7.8.1. производить при полностью подготовленной к работе турбине.

7.8.2. Проверять величину открытия главного сервомотора под нагрузкой 1 раз в сутки.

Не допускать работу главного сервомотора на упоре.

7.8.3. Производить расхаживание регулирующих клапанов, стопорных клапанов и заслонок ЦНД на часть хода 1 раз в сутки.

7.8.4. Производить расхаживание заслонок НД при непрерывной работе турбины на полный ход 1 раз в четыре месяца в следующем порядке:

7.8.4.1. Установить нагрузку турбины не более 950 МВт.

7.8.4.2. Вывести защиту по несоответствию положения регулирующих клапанов и заслонок НД (см. п.п. 7.7.6.2; 7.7.6.3.).

7.8.4.3. Закрыть и открыть поочередно все заслонки НД с помощью вентиля расхаживания.

7.8.4.4. Ввести защиту по несоответствию положения регулирующих клапанов и заслонок НД после завершения расхаживания.

7.8.5. Производить проверку в объёме п.п. 7.3 – 7.7 перед каждым пуском после останова турбины длительностью более 3-х суток, или, если во время останова на срок менее 3-х суток, проводились ремонтные работы в цепях защит.

7.8.6. При непрерывной работе турбины в течение 4-х месяцев производить проверку закрытия всех клапанов и заслонок после срабатывания защитных устройств в соответствии с п. 8.3.

7.8.7. Производить контроль системы регулирования и защиты в объёме, оговоренном в «Инструкции по монтажу и наладке системы регулирования турбины» Б-5ИМ, дополнении к инструкции Б-5ИМ ДОПЗ, по методикам и инструкциям, а также графикам, разработанным Заказчиком.

7.8.8. Контролировать при работе на ГСР рассогласование положений главных сервомоторов. В случае рассогласования больше 20 мм обеспечить параллельность положения сервомоторов воздействием на ключи управления МТР.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						42

8. ИСПЫТАНИЕ АВТОМАТА БЕЗОПАСНОСТИ

8.1. Испытание автомата безопасности производится после выхода турбины на холостой ход при пусках из холодного и неостывшего состояния при номинальном давлении свежего пара и давлении в конденсаторах не более 10 кПа (0,1 кгс/см²).

8.2. Автомат безопасности настроен на срабатывание при частоте вращения ротора турбины, равной $27,75...28 \text{ с}^{-1}$ (1665...1680 об/мин).

8.3. Производить испытание автомата безопасности при номинальной частоте вращения ротора подачей масла в следующих случаях:

8.3.1. После ремонтов, связанных с разборкой автомата безопасности или системы регулирования.

8.3.2. После капитальных ремонтов турбины.

8.3.3. После длительного (более 30 суток) простоя турбины.

8.3.4. Перед испытанием турбины со сбросом электрической нагрузки.

8.3.5. При непрерывной работе турбины 1 раз в 4 месяца.

8.3.6. Перед каждым испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения ротора.

Для проверки всей цепи защиты производить (не обязательно одновременно) испытания так же один раз в 4 месяца по п.7.8.6.

8.4. Производить испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, в дальнейшем разгоном, в следующих случаях:

8.4.1. После ремонтов, связанных с разборкой автомата безопасности.

8.4.2. После длительного (более 30 суток) простоя турбины.

8.4.3. Перед испытанием системы регулирования турбины на сброс электрической нагрузки (не более чем за 15 суток до испытания).

8.4.4. Не реже, чем 1 раз в год (срок может быть изменен по специальному указанию завода-изготовителя).

8.5. Испытания автомата безопасности разгоном проводить при выполнении следующих условий:

8.5.1. После успешного завершения проверки плотности стопорных и регулирующих клапанов раздельно и совместно.

8.5.2. После опробования срабатывания каждого из двух колец АБ подачи масла при номинальной частоте вращения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Для проверки всей цепи защиты производить (не обязательно одновременно) испытания так же один раз в 4 месяца по п.7.8.6.	
					8.4. Производить испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, в дальнейшем разгоном, в следующих случаях:	
					8.4.1. После ремонтов, связанных с разборкой автомата безопасности.	
					8.4.2. После длительного (более 30 суток) простоя турбины.	
					8.4.3. Перед испытанием системы регулирования турбины на сброс электрической нагрузки (не более чем за 15 суток до испытания).	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	8.4.4. Не реже, чем 1 раз в год (срок может быть изменен по специальному указанию завода-изготовителя).	
					8.5. Испытания автомата безопасности разгоном проводить при выполнении следующих условий:	
					8.5.1. После успешного завершения проверки плотности стопорных и регулирующих клапанов раздельно и совместно.	
					8.5.2. После опробования срабатывания каждого из двух колец АБ подачи масла при номинальной частоте вращения.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						43

8.5.3. После проверки нормального функционирования системы срыва вакуума в конденсаторах.

8.5.4. После проверки нормальной работоспособности электроприводов ГПЗ и байпасов ГПЗ.

8.5.5. При ограниченном сечении подвода пара к СРК – закрытых ГПЗ, открытых байпасах ГПЗ и перепаде давлений на байпасах ГПЗ на уровне 1,0 МПа (10 кгс/см²). Исходный перепад давлений на байпасах ГПЗ может уточняться после испытаний АБ.

8.5.6. С контролем частоты вращения в процессе испытаний как по месту, так и с БЩУ. При первом опробовании АБ после монтажа необходимо контролировать электрические средства измерения частоты вращения ручным тахометром и показаниями давления масла на напоре импеллера.

8.6. Произвести испытание АБ подачей масла на кольца на холостом ходу турбины при работе ЭГСР или ГСР при частоте вращения (1500-15) об/мин в следующем порядке:

8.6.1. Установить поворотный золотник в положение «Испытание левого кольца».

8.6.2. Убедиться, что исполнительный золотник левого кольца сработал, т.е. занял верхнее положение.

8.6.3. Установить поворотный золотник в положение «Взведение левого кольца».

8.6.4. Убедиться, что исполнительный золотник левого кольца взведен, т.е. занял нижнее положение.

8.6.5. Произвести испытание правого кольца аналогично п.п. 8.6.1...8.6.4.

8.6.6. Установить поворотный золотник в положение «Среднее»

8.7. Произвести испытания АБ разгоном при работе турбины на ГСР или ЭГСР в следующем порядке:

8.7.1. Произвести проверку взаимодействия органов ЭГСР (ГСР) и защиты в объеме, описанном в разделе 7.

8.7.2. Вывести блокировку на закрытие задвижек байпасов ГПЗ при открытых ГПЗ.

8.7.3. Открыть задвижки и регулирующие клапаны на байпасах ГПЗ.

8.7.4. Закрыть ГПЗ и ввести блокировки, указанные в п. 8.7.2 и п. 7.7.3, 2)...5).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Убедиться, что при этом частота вращения ротора $25 \pm 0,42 \text{ с}^{-1}$ (1500 ± 25 об/мин) и главные сервомоторы открыты на величину не более 120 мм.

8.7.6.1. При работе на ЭГСР перевести разгонное устройство ГСР в сторону разгона до упора, нажать на пульте управления кнопку «Проверка АБ» и кнопкой «Прибавить» произвести повышения частоты вращения ротора.

Несрабатывание АБ при повышении частоты вращения до заданной уставки приводит к автоматическому снижению частоты вращения до номинальной.

8.7.6.2. При работе на ГСР повышение частоты вращения ротора производить вращением маховика разгонного устройства по часовой стрелке.

8.7.6.4. Снизить частоту вращения ротора до 25 с^{-1} (1500 об/мин) прикрытием регулирующих клапанов блока СРК при необходимости изменения перепада давлений.

Изменение исходного перепада давлений регулирующими клапанами байпасов ГПЗ производить только при номинальной частоте вращения ротора (1500 об/мин) и ниже.

					Б-52 РЭ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8.7.6.5. Немедленно остановить турбину воздействием на электромагниты защитных устройств, если АБ не сработал при достижении частоты вращения ротора $28,4 \text{ с}^{-1}$ (1700 об/мин).

При необходимости сорвать вакуум в конденсаторах.

8.7.6.6. Произвести настройку АБ на срабатывание при частоте вращения ротора $27,75 \dots 28 \text{ с}^{-1}$ (1665...1680 об/мин) и зафиксируйте, контролируя тахометром класса не хуже 0,5 частоту вращения, при которой сработало первое из колец, т.е. золотник исполнительного механизма занял верхнее положение.

Зафиксируйте с помощью самопишущего прибора давление пара за блоком СРК, при котором сработало первое из колец регулятора безопасности.

8.7.6.7. Убедиться, что при срабатывании АБ автоматически выполняются операции аналогично п. 7.7.3, а в ЭЧ ЭГСР введена уставка «Исходное». Не допускать останова турбины отключением насосов системы регулирования или сбросом масла из системы регулирования в целях обеспечения надежного срабатывания на закрытие сервомоторов двухстороннего действия (главных сервомоторов и заслонок ЦНД) и предотвращения угона ротора турбины.

8.7.6.8. Установить разгонное устройство в положение «Подхват» при работе на ГСР, оставить разгонное устройство в положении «Разгон» при работе на ЭГСР и привести сработавшую арматуру в исходное состояние.

8.7.6.9. Установить поворотный золотник регулятора безопасности в положение «Взведение...» исполнительного золотника сработавшего кольца после снижения частоты вращения ротора до 25 с^{-1} (1500 об/мин).

8.7.6.10. Убедиться, что исполнительный золотник сработавшего кольца взведен, т.е. занял нижнее положение.

8.7.6.11. Установить поворотный золотник регулятора безопасности в положение «Среднее».

8.7.6.12. Произвести разворот турбины до частоты вращения ротора равной 25 с^{-1} (1500 об/мин) руководствуясь указаниями раздела 16 «Турбина».

При работе на ЭГСР «Подхват» частоты вращения после срабатывания автомата безопасности и последующего открытия стопорных клапанов выполняется путем последовательного:

- воздействия оператора на кнопку «0» ячейки «Разворот» для открытия заслонок НД;
- выдержки времени до полного открытия заслонок НД;

Ив. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Ив. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						46

[illegible]

9. КОНДЕНСАТНАЯ СИСТЕМА

9.1. Назначение

Конденсатная система предназначена для перекачки основного конденсата из конденсаторов в деаэратор и автоматического поддержания уровня конденсата в конденсаторах турбины.

9.2. Состав

9.2.1. Конденсатные насосы 1-го подъема.

9.2.2. Конденсатные насосы 2-го подъема.

9.2.3. Блочная обессоливающая установка.

9.2.4. Регулирующие клапаны и регуляторы уровня в конденсаторах – пусковой и основной.

9.2.5. Задвижки на всасывающих и напорных трубопроводах конденсатных насосов I-го и II-го подъема.

9.2.6. Задвижки после регулирующих клапанов регуляторов уровня и на их байпасе.

9.2.7. Задвижки на входе и выходе основного конденсата из подогревателей низкого давления ПНД-4 и ПНД-3.

9.2.8. Задвижки на байпасе подогревателей ПНД-4 и ПНД-3 по основному конденсату.

9.2.9. Задвижки на линии рециркуляции основного конденсата после КЭН-II в РБ.

9.2.10. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из основных эжекторов.

9.2.11. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из эжектора уплотнений.

9.2.12. Задвижка на байпасе эжекторов по основному конденсату.

9.2.13. Задвижки на отводе конденсата на охлаждение ЦНД, в ПСУ и другим сторонним потребителям конденсата.

9.2.14. Вентили на линиях опорожнения конденсатопроводов и конденсатных насосов.

9.2.15. Вентили на трубопроводах отвода воздуха из корпусов конденсатных насосов, трубных систем сосудов и трубопроводов.

9.2.16. Вентили опорожнения и отвода воздуха из трубных систем подогревателей низкого давления и охладителей дренажа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.8. Задвижки на байпасе подогревателей ПНД-4 и ПНД-3 по основному конденсату.
					9.2.9. Задвижки на линии рециркуляции основного конденсата после КЭН-II в РБ.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.10. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из основных эжекторов.
					9.2.11. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из эжектора уплотнений.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.12. Задвижка на байпасе эжекторов по основному конденсату.
					9.2.13. Задвижки на отводе конденсата на охлаждение ЦНД, в ПСУ и другим сторонним потребителям конденсата.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.14. Вентили на линиях опорожнения конденсатопроводов и конденсатных насосов.
					9.2.15. Вентили на трубопроводах отвода воздуха из корпусов конденсатных насосов, трубных систем сосудов и трубопроводов.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.16. Вентили опорожнения и отвода воздуха из трубных систем подогревателей низкого давления и охладителей дренажа.
					Лист
					48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

9. КОНДЕНСАТНАЯ СИСТЕМА

9.1. Назначение

Конденсатная система предназначена для перекачки основного конденсата из конденсаторов в деаэратор и автоматического поддержания уровня конденсата в конденсаторах турбины.

9.2. Состав

9.2.1. Конденсатные насосы 1-го подъема.

9.2.2. Конденсатные насосы 2-го подъема.

9.2.3. Блочная обессоливающая установка.

9.2.4. Регулирующие клапаны и регуляторы уровня в конденсаторах – пусковой и основной.

9.2.5. Задвижки на всасывающих и напорных трубопроводах конденсатных насосов I-го и II-го подъема.

9.2.6. Задвижки после регулирующих клапанов регуляторов уровня и на их байпасе.

9.2.7. Задвижки на входе и выходе основного конденсата из подогревателей низкого давления ПНД-4 и ПНД-3.

9.2.8. Задвижки на байпасе подогревателей ПНД-4 и ПНД-3 по основному конденсату.

9.2.9. Задвижки на линии рециркуляции основного конденсата после КЭН-II в РБ.

9.2.10. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из основных эжекторов.

9.2.11. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из эжектора уплотнений.

9.2.12. Задвижка на байпасе эжекторов по основному конденсату.

9.2.13. Задвижки на отводе конденсата на охлаждение ЦНД, в ПСУ и другим сторонним потребителям конденсата.

9.2.14. Вентили на линиях опорожнения конденсатопроводов и конденсатных насосов.

9.2.15. Вентили на трубопроводах отвода воздуха из корпусов конденсатных насосов, трубных систем сосудов и трубопроводов.

9.2.16. Вентили опорожнения и отвода воздуха из трубных систем подогревателей низкого давления и охладителей дренажа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.8. Задвижки на байпасе подогревателей ПНД-4 и ПНД-3 по основному конденсату.	
					9.2.9. Задвижки на линии рециркуляции основного конденсата после КЭН-II в РБ.	
					9.2.10. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из основных эжекторов.	
					9.2.11. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из эжектора уплотнений.	
					9.2.12. Задвижка на байпасе эжекторов по основному конденсату.	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	9.2.13. Задвижки на отводе конденсата на охлаждение ЦНД, в ПСУ и другим сторонним потребителям конденсата.	
					9.2.14. Вентили на линиях опорожнения конденсатопроводов и конденсатных насосов.	
					9.2.15. Вентили на трубопроводах отвода воздуха из корпусов конденсатных насосов, трубных систем сосудов и трубопроводов.	
					9.2.16. Вентили опорожнения и отвода воздуха из трубных систем подогревателей низкого давления и охладителей дренажа.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						48

9.2.17. Контрольно-измерительные приборы.

9.3. Подготовка к работе.

9.3.1. Убедиться, что деаэрационная установка подготовлена к работе.

9.3.2. Убедиться, что закрыты:

1) вентили на трубопроводах опорожнения всасывающих линий основного конденсата КЭН-I;

2) вентили на опорожнении конденсатных насосов;

3) вентили на трубопроводах опорожнения напорных линий основного конденсата;

4) задвижки на напорных трубопроводах конденсатных насосов;

5) задвижки на байпасных трубопроводах БОУ;

6) задвижка на байпасном трубопроводе клапана регуляторов уровня в конденсаторах;

7) задвижки на байпасных трубопроводах подогревателей низкого давления;

8) задвижки на трубопроводах отвода конденсата на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД и в паро-приемные устройства конденсаторов;

9) задвижки на опорожнении трубных систем ПНД и ОД, и их конденсаторов.

9.3.3. Открыть:

1. Вентили на трубопроводах отвода воздуха из корпусов конденсатных насосов.

2. Вентили на отводе воздуха из трубных систем сосудов и конденсаторов.

3. Задвижки на всасывающих трубопроводах конденсатных насосов I и II подъема.

4. Задвижки на трубопроводах до основных эжекторов, после основных эжекторов и эжектора уплотнений.

5. Задвижку на конденсаторопроводе за пусковым клапаном регулятора уровня конденсата в конденсаторах.

6. Задвижки на трубопроводах основного конденсата до и после подогревателей ПНД-4 и ПНД-3.

7. Задвижки на линии рециркуляции основного конденсата после конденсатных насосов II подъема в расширительный бак.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9.3.4. Собрать технологическую схему основного конденсата, минуя неисправный подогреватель низкого давления в случае неисправности одного из отключаемых ПНД.

Сборку схемы производить в следующем порядке:

9.3.4.1. Закрыть задвижки на входе и выходе основного конденсата из неисправного подогревателя.

9.3.4.2. Открыть задвижку на байпасном трубопроводе основного конденсата неисправного подогревателя.

9.3.5. Включить в работу БОУ в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

9.3.6. Заполнить паровое пространство конденсаторов обессоленной водой до уровня «Пусковой» (900 мм выше днища – -2300 мм по шкале уровнемера).

Заполнение производить в такой последовательности:

9.3.6.1. Открыть задвижки на трубопроводе подвода обессоленной воды к конденсаторам.

9.3.6.2. Производить контроль заполнения по уровнемерам.

9.3.6.3. Закрыть эти задвижки при уровне в конденсаторах «Пусковой» (900 мм выше днища конденсатора).

9.3.7. Подготовить насосы КЭН-I и КЭН-II к работе в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

9.3.8. Давление конденсата в напорных патрубках насосов должно быть:

9.3.8.1. При нормальной работе не менее:

для первого подъема – 0,88 МПа (9,0 кгс/см²);

для второго подъема – 2,05 МПа (21 кгс/см²).

9.3.8.2. Включение резервного насоса должно производиться:

первого подъема – 0,59 МПа (6,0 кгс/см²);

второго подъема – 17,6 МПа (18 кгс/см²).

9.3.8.3. Отключение рабочих и резервного насосов должно производиться:

первого подъема – 0,49 МПа (5,0 кгс/см²);

второго подъема – 14,7 МПа (15 кгс/см²).

9.3.9. Произвести включение и проверку АВР конденсатных насосов I подъема в следующем порядке:

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9.3.9.1. Выбрать резервный насос и установить ключ управления этим насосом в положение «Резерв», а ключи управления остальными насосами – в положение «Работа».

9.3.9.2. Ввести блокировку на открытие напорных задвижек насосов по включению любого из насосов данного подъема.

9.3.9.3. Включить один из рабочих насосов и проверить давление в напорном патрубке его (см. п. 9.3.8.1).

9.3.9.4. Убедиться, что напорные задвижки начали открываться с выдержкой времени 90с, а режим их открытия обеспечивает постепенное заполнение системы конденсатом и устойчивую работу насоса.

Не допускать работу насосов на закрытую задвижку более 2 минут.

9.3.9.5. Ввести блокировки АВР по падению давления на напоре и по отключению работающего насоса.

9.3.9.6. Имитировать падение давления в напорном патрубке насоса ниже рабочего (см. п. 9.3.8.2) путем снижения давления в импульсной линии датчика давления и убедиться, что включился резервный насос с выдержкой времени 10с с подачей сигнала на БЩУ.

9.3.9.7. Имитировать дальнейшее снижение давления в напорном коллекторе насоса (см. п. 9.3.8.3) и убедиться, что рабочий насос отключился с выдержкой времени 40с.

9.3.9.8. Привести в исходное состояние импульсную линию датчика давления, включить рабочий насос и выключить резервный насос.

9.3.9.9. Выключить работающий насос и убедиться, что включился резервный.

9.3.9.10. Включить неработавший до этого рабочий насос и выключить резервный. Проверить давление на напоре этого насоса.

9.3.9.11. Выполнить операции согласно п.п. 9.3.9.3...9.3.9.9.

9.3.9.12. Установить ключ управления резервным насосом в положение «Работа», а ключ управления одним из рабочих насосов – в положение «Резерв».

9.3.9.13. Выполнить операции согласно п.п. 9.3.9.6...9.3.9.11.

9.3.9.14. Установить ключ управления резервным насосом в положение «Работа», а ключ управления небывшего в резерве рабочего насоса – в положение «Резерв».

9.3.9.15. Выполнить операции согласно п.п. 9.3.9.6...9.3.9.11.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9.3.9.16. Оставить в работе один конденсатный насос I подъема.

Установить ключи управления двумя насосами в положение «Работа», а одним насосом – в положение «Резерв».

9.3.9.17. Произвести подготовку насосов КЭН-II к пуску согласно инструкции по их эксплуатации.

9.3.9.18. Убедиться, что давление конденсата за БОУ не менее 0,15 МПа (1,5 кгс/см²).

9.3.9.19. Произвести включение и проверку АВР конденсатных насосов II-го подъема (КЭН-II) аналогично п.п. 9.3.9.1...9.3.9.16.

9.3.9.20. Оставить в работе один конденсатный насос II подъема. Установить ключи управления двумя насосами в положение «Работа», а одним – в положение «Резерв».

9.3.9.21. Произвести проверку блокировки на отключение насосов II подъема по снижению давления конденсата за БОУ и на отключение всех конденсатных насосов по снижению уровня конденсата в конденсаторах в следующем порядке:

1) Имитировать падение давления конденсата за БОУ менее 0,15 МПа (1,5кгс/см²) снижением давления в импульсной линии датчика давления.

2) Убедиться, что выключился работающий насос с выдержкой времени 20с и с запретом АВР.

3. Привести в исходное состояние импульсную линию датчика давления.

9.3.9.22. Включить поочередно два других рабочих насоса и произвести операции в соответствии с п. 9.3.9.21.

9.3.9.23. Включить в работу один КЭН-I и один КЭН-II.

9.3.9.24. Имитировать снижение уровня конденсата в конденсатосборниках до минимального предела (700 мм от днища конденсатосборника) при помощи уравнительных линий первичных приборов уровнемера.

Примечание: защита на останов насосов может быть снята решением Главного инженера АЭС при условии сохранения предупредительной аварийной сигнализации и обеспечения своевременного отключения насосов эксплуатационным персоналом.

9.3.9.25. Убедиться, что выключались работающие насосы обоих подъемов с выдержкой времени 20с и с запретом их АВР и автоматически закрылись задвижки на напоре насосов с выдержкой времени 30с.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9.3.9.26. Привести в исходное состояние первичный прибор уровнемера.

9.3.9.27. Включить поочередно два других рабочих насоса и выполнить операции в соответствии с п. п. 9.3.9.24...9.3.9.26.

9.3.9.28. Включить в работу один КЭН-I и один КЭН-II.

9.3.9.29. Произвести проверку блокировки на отключение конденсатных насосов при закрытии задвижки на напоре насоса в следующем порядке:

1) имитировать с помощью электрического сигнала закрытие задвижки на напоре работающего насоса II-го подъема. Убедиться, что насос отключился с выдержкой времени 120с;

2) выполнить проверку блокировки для работающего насоса I-го подъема аналогично проверке для насоса II-го подъема;

3) восстановить электрическую схему блокировок КЭН-I и КЭН-II;

4) включить в работу по одному из неработавших насосов каждого подъема.

9.3.9.30. Выполнить проверку указанной блокировки для остальных насосов I и II подъема аналогично п. 9.3.9.29.

9.4. Пуск.

9.4.1. Включить по одному рабочему конденсатному насосу первого, а затем второго подъема.

9.4.2. Убедиться, что давления в напорных патрубках насосов соответствуют нормальным величинам (см. п. 9.3.8.1), автоматически снят запрет на АВР и открылись запорные задвижки на напоре конденсатных насосов I и II подъемов.

9.4.3. Выполнить настройку и проверку работы основного и пускового регуляторов уровня в конденсаторах. Включить схему управления пусковым клапаном.

Убедиться, что в зависимости от температуры конденсата перед БОУ и давления в конденсаторах поддерживается «Основной» уровень конденсата в конденсаторах (650 ± 50 мм ниже днища конденсатора – 750 мм по шкале уровнемера). Если температура меньше 40°C и давление менее 7,5 кПа ($0,075 \text{ кгс/см}^2$) или «пусковой» уровень (900 мм выше днища конденсатора), если температура конденсата за БОУ более 40°C .

Переключение уставок поддержания уровня производится автоматически или оператором.

9.4.4. Закрыть арматуру на воздушных линиях после заполнения сосудов и трубопроводов и прекращения расхода воздуха.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9.4.5. Выполнить при наборе нагрузки турбиной более 30% от номинальной (300 МВт) следующие операции:

9.4.5.1. Включить схему управления основным клапаном регулирования уровня конденсата в конденсаторах и открыть задвижку на трубопроводе за этим клапаном.

9.4.5.2. Включить в работу сначала второй конденсатный насос I подъема, а затем второй конденсатный насос II подъема.

9.4.5.3. Закрыть пусковой регулирующий клапан, закрытие его производить постепенно в течение 3...4 минут, а затем закрыть задвижку за ним.

9.4.5.4. Убедиться, что:

- 1) Открывается основной регулирующий клапан.
- 2) Автоматически закрылись задвижки на линии рециркуляции основного конденсата в РБ.

9.4.6. Выполнить при снижении нагрузки турбины менее 30% от номинальной следующие операции:

1) Включить схему управления пусковым клапаном регулирования уровня конденсата в конденсаторах и открыть задвижку за ним.

2) Выключить один из конденсатных насосов II подъема, а затем один из насосов I подъема.

3) Закрыть основной регулирующий клапан. Закрытие его производить постепенно в течение 1...2 минут.

4) Убедиться, что открывается пусковой регулирующий клапан.

9.5. Останов.

9.5.1. Останов конденсатной системы осуществлять при останове турбоустановки после останова вакуумной системы, отключения всех потребителей конденсата и отключения всех сбросов конденсата в конденсаторы.

9.5.2. Производить останов в последовательности, обратной пуску конденсатной системы.

9.5.3. Выключение конденсатных насосов необходимо осуществлять в такой последовательности:

- 1) конденсатный насос второго подъема;
- 2) конденсатный насос первого подъема.

9.6. Указания по эксплуатации.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9.6.1. Осуществлять постоянный контроль за работой конденсатных насосов.

9.6.2. Контролировать постоянно подачу масла и конденсата на подшипники и сальники насосов.

9.6.3. Осуществлять постоянный контроль за работой регуляторов уровня конденсата в конденсатосборниках.

9.6.4. Обслуживание насосов и арматуры производить согласно руководств (инструкций) заводов-изготовителей.

9.6.5. Производить периодически проверку содержания кислорода в конденсаторе за каждым конденсатным насосом и при необходимости устранять причины его повышения.

Содержание кислорода в конденсате не должно превышать 30 мкг/кг.

Увеличенное содержание кислорода может быть вызвано:

- 1) неплотностями в днищах конденсаторов;
- 2) неплотностью всасывающего тракта конденсатных насосов;
- 3) высоким уровнем конденсата в конденсаторах, приводящем к заливу деаэрационных устройств.

9.6.6. Производить периодическую проверку жесткости конденсата до БОУ.

Жесткость конденсата должна соответствовать нормам ПТЭ. Повышенная жесткость конденсата свидетельствует об увеличенных присосах охлаждающей воды через неплотности трубной системы.

9.6.7. Производить расхаживание регулирующих клапанов, которые находятся постоянно в положении «закрыто» или «открыто», не реже одного раза в сутки.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10. ВАКУУМНАЯ СИСТЕМА

10.1. Назначение

Вакуумная система предназначена для создания и поддержания рабочего вакуума в конденсаторах турбины путем удаления из них неконденсирующихся газов.

10.2. Состав

10.2.1. Эжекторы основные.

10.2.2. Эжекторы пусковые пароструйные.

10.2.3. Эжектор отсоса паровоздушной смеси из концевых уплотнений турбины.

10.2.4. Регулятор давления пара в уплотнениях ЦНД.

10.2.5. Регулятор давления пара в уплотнениях ЦВД на трубопроводе подвода пара.

10.2.6. Регулятор давления пара в уплотнениях ЦВД на трубопроводе сброса пара в VII отбор турбины.

10.2.7. Клапаны регуляторов давления пара в уплотнениях турбины.

10.2.8. Задвижки на байпасных трубопроводах клапанов регуляторов давления.

10.2.9. Задвижки до и после клапанов регуляторов давления.

10.2.10. Задвижка и электромагнитные клапаны срыва вакуума в конденсаторах.

10.2.11. Задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из конденсаторов.

10.2.12. Задвижки на трубопроводах подвода рабочего пара к основным и пусковым пароструйным эжекторам.

10.2.13. Задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из конденсаторов у основных и пусковых эжекторов.

10.2.14. Задвижки на сливе конденсата рабочего пара из основных эжекторов.

10.2.15. Задвижки на трубопроводах подвода пара к камерам концевых уплотнений турбины.

10.2.16. Задвижки на трубопроводах подвода рабочего пара к эжектору уплотнений.

10.2.17. Задвижки на отсосе паровоздушной смеси из уплотнений перед эжектором уплотнений.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ления.	
					10.2.9. Задвижки до и после клапанов регуляторов давления.	
					10.2.10. Задвижка и электромагнитные клапаны срыва вакуума в конденсаторах.	
					10.2.11. Задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из конденсаторов.	
					10.2.12. Задвижки на трубопроводах подвода рабочего пара к основным и пусковым пароструйным эжекторам.	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	10.2.13. Задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из конденсаторов у основных и пусковых эжекторов.	
					10.2.14. Задвижки на сливе конденсата рабочего пара из основных эжекторов.	
					10.2.15. Задвижки на трубопроводах подвода пара к камерам концевых уплотнений турбины.	
					10.2.16. Задвижки на трубопроводах подвода рабочего пара к эжектору уплотнений.	
					10.2.17. Задвижки на отсосе паровоздушной смеси из уплотнений перед эжектором уплотнений.	
					Б-52 РЭ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.2.18. Вентили на линиях дренажа трубопроводов системы уплотнений, рабочего пара эжекторов и отсоса паровоздушной смеси.

10.2.19. Вентили на линиях опорожнения системы.

10.2.20. Контрольно-измерительные приборы.

10.3. Подготовка к работе.

10.3.1. Убедиться, что:

1) находятся в работе:

система циркуляционной воды конденсаторов;

система смазки, гидростатического подъема роторов и ВПУ;

деаэрационная установка;

конденсатная система,

2) давление циркуляционной воды не менее 50 кПа ($0,5 \text{ кгс/см}^2$) хотя бы перед одной из двух секций каждого конденсатора. В работе находятся не менее 2-х из 3-х циркуляционных насосов;

3) давление конденсата в общем коллекторе конденсатных насосов второго подъема не менее 2,0 МПа ($20,5 \text{ кгс/см}^2$);

4) давление пара в паропроводах подачи пара на концевые уплотнения до клапанов регуляторов давления и на эжектора не менее 0,4 МПа ($4,0 \text{ кгс/см}^2$);

5) закрыты задвижка и электромагнитные клапаны срыва вакуума;

6) закрыты задвижка между коллекторами уплотнения ЦВД и ЦНД;

7) температура основного конденсата на подводе к основным эжекторам не менее 35°C ;

8) ротор турбины имеет вращение;

9) закрыты задвижки на байпасах клапанов регуляторов давления пара в камерах уплотнений турбины;

10) закрыты регулирующие клапаны на подводе и отводе пара из уплотнений ЦВД и подводе пара к уплотнениям ЦНД и задвижки до этих клапанов, включены регуляторы;

11) закрыты задвижки на трубопроводах отсоса паровоздушной смеси из отключенных по циркуляционной воде секций конденсаторов;

12) закрыты вентили опорожнения дренажных трубопроводов основных эжекторов;

13) закрыты задвижки на подводе рабочего пара и паровоздушной смеси к ЭУ.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.3.2. Открыть ручные задвижки:

- 1) за клапаном регулятора давления на трубопроводе подвода пара в коллектор уплотнения ЦВД;
- 2) перед и за клапаном регулятора давления пара в камерах уплотнений ЦВД на линии отвода пара в VII отбор турбины;
- 3) за клапаном регулятора давления пара в коллекторе уплотнений ЦНД;
- 4) на подводах пара непосредственно к камерам уплотнений всех цилиндров турбины;
- 5) на линиях дренажа из эжектора уплотнений в бак низких точек (дренажный бак машзала);
- 6) на подводе рабочего пара к обеим секциям эжектора уплотнений;
- 7) на дренажных трубопроводах системы подачи пара на уплотнения турбины;
- 8) на линиях дренажа из трубопроводов рабочего пара к эжекторам;
- 9) на линиях дренажей из III ступени и выхлопных трубопроводов основных эжекторов в БНТ;

10.3.3. Открыть задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из секций конденсаторов включенных по цирк. воде.

10.3.4. Выбрать резервный основной эжектор и установить ключ управления в положение «Резерв», а остальных – в положение «Работа».

10.4. Пуск системы.

10.4.1. Открыть задвижки:

- 1) на подводе рабочего пара к одной из секций (рабочей) эжектора уплотнений;
- 2) на отсосе паровоздушной смеси из камер уплотнений к рабочей секции эжектора.

10.4.2. Убедиться, что давление в коллекторе отсоса паровоздушной смеси менее 95 кПа (0,95 кгс/см²) (абс).

10.4.3. Убедиться, что температура пара в коллекторе уплотнений до клапанов регуляторов давления составляет 160...180°C.

10.4.4. Открыть вентили на дренажах трубопроводов подачи пара на уплотнения.

10.4.5. Включить ключами управления все основные и пусковые эжекторы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ		Лист		
							58		

10.4.6. Убедиться, что эжекторы включились, т.е. автоматически открылись задвижки:

1) на подводе рабочего пара к третьим ступеням основных и к пусковым эжекторам;

2) на отсосе воздуха из конденсаторов перед пусковыми эжекторами при понижении давления паровоздушной смеси до 30 кПа (0,3 кгс/см²) (абс);

3) на дренажных трубопроводах основных эжекторов в конденсатор и на отсосе воздуха из конденсаторов у эжекторов при снижении давления перед эжекторами до 30 кПа (0,3 кгс/см²) (абс);

4) на подводах рабочего пара к первой и второй ступеням основных эжекторов при снижении давления в конденсаторах ниже 30 кПа (0,3 кгс/см²) (абс).

10.4.7. Выполнить вручную операции по п.п. 10.4.6.1...10.4.6.4 при невыполнении их автоматикой.

10.4.8. Подавать пар на уплотнения ротора турбины после начала понижения давления в конденсаторах в следующем порядке:

1. Подключить регулирующие клапаны к соответствующим регуляторам давления не менее чем через 20 мин после открытия дренажных линий системы уплотнений.

2. Открыть задвижки перед клапанами подачи пара на уплотнения турбины.

3. Убедиться, что избыточное давление пара в коллекторах уплотнений ЦВД и ЦНД поддерживается регуляторами в пределах 10...20 кПа (0,1...0,2 кгс/см²).

4. Отрегулировать расход пара в камеры уплотнений ручными задвижками так, чтобы не было пропаривания из уплотнений и значительных присосов в них.

5. Закрыть вентили на дренажах трубопроводов подачи пара на уплотнения через 10 мин после включения регуляторов давления.

10.5. Работа системы.

10.5.1. Убедиться, что полностью открыты задвижки на трубопроводах отсоса воздуха из конденсаторов.

10.5.2. Отключить пусковые пароструйные эжекторы при давлении в конденсаторах менее 20 кПа (0,2 кгс/см²) в последовательности, обратной включению.

10.5.3. Подрегулировать работу концевых уплотнений турбины аналогично п. 10.4.8.4.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.5.4. Отключить резервный основной эжектор при достижении близкого к номинальному вакууму в конденсаторах (давление 6,0 кПа (0,06 кгс/см²)) в последовательности, обратной включению.

10.5.5. Контролируйте автоматическое выполнение операций по п. 10.5.2, 10.5.4.

10.5.6. Проверить АВР эжекторов при повышении давления в конденсаторах в следующем порядке:

10.5.6.1. Имитировать повышение давления в конденсаторах увеличением давления в импульсной линии одного из датчиков давления.

10.5.6.2. Убедиться, что включился автоматически резервный основной эжектор при давлении 13 кПа (0,13 кгс/см²).

10.5.6.3. Привести в исходное состояние импульсную линию датчика давления.

10.5.6.4. Отключить пусковые эжекторы в соответствии с п. 10.5.2.

10.5.7. Установить ключ управления резервным основным эжектором в положение «Работа», а одного из рабочих – в положение «Резерв».

10.5.8. Отключить резервный основной эжектор. Проверить выполнение операций по п. 10.5.6.2.

10.5.9. Выполнить операции по п.п. 10.5.6...10.5.8 так, чтобы было проверено АВР каждого из основных эжекторов.

10.5.10. Убедиться, что при повышении нагрузки турбины более 30% от номинальной клапан на подводе пара в уплотнения ЦВД закрывается, а клапан на сбросе из уплотнения открывается и наоборот – при разгрузке турбины.

10.5.11. Открыть задвижки на байпасе эжекторов по основному конденсату при отключенном по основному конденсату одном из основных эжекторов и нагрузке турбоагрегата более 30% (300 МВт).

При включенных всех трех основных эжекторах эта задвижка должна быть закрыта.

10.6. Останов системы.

10.6.1. Останов вакуумной системы осуществлять при останове турбоустановки после останова системы турбина, закрытых ГПЗ и их байпасах, закрытых всех БРУ-К и сбросах пара и горячей воды в конденсаторы.

10.6.2. Произвести останов системы в следующем порядке:

10.6.2.1. Вывести блокировку АВР эжекторов.

Изн. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Изн. № подл.	

Изн.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						60

10.6.2.2. Отключить основные и пусковые эжекторы в последовательности, обратной включению.

10.6.2.3. Открыть задвижку и вентили срыва вакуума при необходимости.

10.6.2.4. Закрыть задвижки перед клапанами и клапаны подачи пара на уплотнения, отключить регуляторы давления после повышения давления в конденсаторах более 90 кПа (0,9 кгс/см²) (абс).

10.6.2.5. Закрыть задвижки на подаче рабочего пара в эжектор уплотнений.

10.6.2.6. Осуществлять прокачку конденсата в течение 20 мин для охлаждения эжекторов.

10.7. Указания по эксплуатации

10.7.1. Осуществлять регулярный контроль за работой эжектора уплотнений и регулирующих клапанов подачи уплотняющего пара в коллекторы уплотнений вала турбины.

Поддерживать параметры в системе уплотнений вала турбины в следующих пределах:

10.7.1.1. Давление рабочего пара перед эжектором уплотнений и регулируемыми клапанами уплотнений не менее 0,4 МПа (4,0 кгс/см²).

10.7.1.2. Давление в коллекторах уплотнений ЦВД и ЦНД – 10...20 кПа (0,1...0,2 кгс/см²).

10.7.1.3. Давление в коллекторе паровоздушной смеси примерно 96...95кПа (0,96...0,95 кгс/см²) (абс).

10.7.2. Не допускать выхода пара из уплотнений ротора. Выход пара из уплотнений свидетельствует об отклонении параметров за пределы, указанные в п.п. 10.7.1.1...10.7.1.3.

10.7.3. Допускается работа концевых уплотнений при нагрузках 700–1000 МВт по схеме самоуплотнения – с открытой разделительной задвижкой между коллекторами уплотнений ЦВД и ЦНД – при поддержании давления в коллекторе ЦНД в соответствии с п. 10.7.1.2 и отсутствии пропаривания и обводнения масла в зоне концевых уплотнений ЦВД.

В этом режиме должны быть открыты вентили на дренажных трубопроводах из коллектора 1,1 кгс/см² (абс).

10.7.4. Поддерживать в конденсаторах номинальное давление в зависимости от нагрузки и температуры циркулирующей воды.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.7.5. Осуществлять постоянный контроль за разностью температур воды до и после конденсаторов. При номинальной нагрузке она должна быть равна 11...12°C.

Увеличение этой разности температур выше 12°C может быть вызвано уменьшенным расходом охлаждающей воды через конденсатор. Проверить в этом случае, что насосы охлаждающей воды исправны, а расход воды через конденсаторы соответствует конкретным условиям работы и температуре охлаждающей воды.

10.7.6. Проверять постоянно величину переохлаждения конденсата в конденсаторах. Она должна быть не более, чем на 1...2°C ниже температуры насыщения пара при данном давлении в конденсаторах.

10.7.7. Производить один раз в месяц проверку плотности вакуумной системы в следующем порядке:

1. Проверить, что на выхлопных патрубках работающих основных эжекторов установлены дроссельные воздухомеры.

2. Проверить, что суммарный расход воздуха, выходящего из основных эжекторов, при работе турбины на номинальной нагрузке не превышает 100 кг/ч.

При пользовании штатным воздухомером вначале открыть дроссельное сечение прибора, затем закрыть задвижку на выхлопе эжектора. После окончания измерений открыть задвижку на выхлопе и закрыть дроссельное сечение прибора.

Определить места присоса воздуха и устранить присос, если расход воздуха, выходящего из эжекторов, превышает вышеназванную величину.

10.7.8. Производить периодически проверку водяной плотности конденсаторов путем химических анализов конденсата:

1. Один раз в месяц при работе турбины.
2. Перед каждым остановом турбины на ремонт.
3. После каждого капитального или текущего ремонтов.

10.7.9. Производить не реже одного раза в месяц замер температурного напора в конденсаторе (разность температуры насыщения пара, соответствующей давлению в конденсаторе, и температуры охлаждающей воды на выходе из конденсатора).

Температурный напор не должен превышать 9°C.

Увеличенный температурный напор в конденсаторе может быть вызван:

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1) избытком расхода охлаждающей воды через конденсатор при ее малом нагреве, или недостатком расхода воды при большом нагреве (см. п. 10.7.5.);

2) загрязнением трубок конденсатора.

Отрегулировать расход охлаждающей воды через конденсаторы в соответствии с условиями работы турбины и проверить работу системы самоочистки конденсаторов.

10.7.10. Контролировать работу основных эжекторов:

10.7.10.1. Поддерживать давление пара перед соплами эжекторов не менее 0,4 МПа (4,0 кгс/см²).

10.7.10.2. Температура неконденсирующихся газов на выхлопе эжекторов должна быть равна 70...72°C. Более высокая температура газов может быть обусловлена:

1) недостаточным расходом основного конденсата на эжектор;

2) повреждением трубок охладителя эжектора.

Выяснить и устранить причину повышения температуры смеси на выхлопе эжекторов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Б-52 РЭ					Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

11. СИСТЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

11.1. Назначение

Подогреватели низкого давления предназначены для регенеративного подогрева основного конденсата, поступающего в деаэрационную установку, до температуры 154°C с целью обеспечения высокой экономичности турбоустановки.

11.2. Состав

11.2.1. Подогреватели низкого давления:

ПНД-3 и ПНД-4 – отключаемые;

ПНД-1 и ПНД-2 – неотключаемые.

11.2.2. Охладители дренажа ПНД-2 и ПНД-4.

11.2.3. Сливные насосы конденсата греющего пара отборов из корпусов подогревателей низкого давления № 1 и № 3 в линию основного конденсата.

11.2.4. Задвижки на подводе и отводе основного конденсата из ПНД-3,4.

11.2.5. Задвижки на байпасах ПНД-3 и ПНД-4 по основному конденсату.

11.2.6. Задвижки на паропроводах подачи греющего пара отборов к корпусам ПНД-3.4.

11.2.7. Вентили на трубопроводах дренажа из четвертого и пятого отборов за КОСами по ходу движения пара в корпуса ПНД-3,4.

11.2.8. Задвижки, регулирующие клапаны и регуляторы уровня конденсата греющего пара отборов в корпусах подогревателей.

11.2.9. Вентили ручные на трубопроводах основного конденсата на заполнение сифонов дренажных линий ПНД-1,2.

11.2.10. Вентили отвода воздуха из парового пространства подогревателей и охладителей дренажа.

11.2.11. Вентили опорожнения охладителей дренажа по КГП.

11.2.12. Контрольно-измерительные приборы.

11.3. Условия включения и отключения сливных насосов ПНД-3.

11.3.1. Первый рабочий насос включается оператором или автоматически при открытых задвижках на всасе рабочих и резервного насосов, открытой задвижке на линии отвода конденсата греющего пара из корпуса ПНД-3 в тракт основного конденсата за ПНД-3 и повышении уровня в корпусе ПНД-3 выше – 92,0 см.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Лист 64
	Взам. инв. №.					
	Инв. № дубл.					
	Подп. и дата					
	Подп. и дата					
<p>за КОСами по ходу движения пара в корпуса ПНД-3,4.</p> <p>11.2.8. Задвижки, регулирующие клапаны и регуляторы уровня конденсата греющего пара отборов в корпусах подогревателей.</p> <p>11.2.9. Вентили ручные на трубопроводах основного конденсата на заполнение сифонов дренажных линий ПНД-1,2.</p> <p>11.2.10. Вентили отвода воздуха из парового пространства подогревателей и охладителей дренажа.</p> <p>11.2.11. Вентили опорожнения охладителей дренажа по КГП.</p> <p>11.2.12. Контрольно-измерительные приборы.</p> <p>11.3. Условия включения и отключения сливных насосов ПНД-3.</p> <p>11.3.1. Первый рабочий насос включается оператором или автоматически при открытых задвижках на всасе рабочих и резервного насосов, открытой задвижке на линии отвода конденсата греющего пара из корпуса ПНД-3 в тракт основного конденсата за ПНД-3 и повышении уровня в корпусе ПНД-3 выше – 92,0 см.</p>						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	

11.3.2. Первый рабочий насос отключается оператором или автоматически с запретом АВР при снижении уровня в ПНД-3 ниже 35,0 см с выдержкой времени 5с.

11.3.3. Второй рабочий насос включается оператором или автоматически при повышении уровня КГП в корпусе ПНД-3 выше 102,0 см.

11.3.4. Второй рабочий насос отключается оператором или автоматически с запретом АВР при снижении уровня КГП в ПНД-3 ниже 35,0 см с выдержкой времени 5с.

11.3.5. Резервный насос включается автоматически с подачей аварийного сигнала на БЩУ при:

1) Понижении до установленного предела давления на напоре любого из работающих насосов до обратного клапана с выдержкой времени 20с.

2) Отключении электродвигателя любого из работающих насосов.

3) Невключении первого насоса по условиям п. 11.3.1 с выдержкой времени 30с.

4) Невключении второго рабочего насоса по условиям п. 11.3.3 с выдержкой времени 30с.

5) Повышении уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД-3 выше 122,0 см.

11.3.6. Резервный насос отключается оператором.

11.3.7. Работающие рабочие и резервный насосы отключаются автоматически при работе на закрытую задвижку на напоре насоса более 120с.

11.3.8. Задвижки на напоре рабочих и резервного сливных насосов ПНД-3 автоматически открываются при включении электродвигателя любого из насосов и повышении давления на напоре включенного насоса более определенной величины с выдержкой времени 30с.

11.3.9. Задвижки на напоре рабочих и резервного сливных насосов автоматически закрываются при отключении электродвигателей всех насосов с выдержкой времени 30с.

11.3.10. Задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор.

11.3.10.1. Задвижка автоматически открывается с подачей сигнала на БЩУ при:

1) Нагрузке на турбине менее 20% от номинальной.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2) По повышению уровня до I предела в ПНД-3.

11.3.11. Вентиль на байпасе регулирующего клапана слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор. Вентиль автоматически открывается:

1) По повышению уровня до I предела в ПНД-3.

2) При нагрузке турбины меньше 20% от номинальной.

11.3.12. Закрытие задвижки на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор и вентиль на байпасе регулирующего клапана слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор осуществляется оператором.

11.4. Условия включения и отключения сливных насосов ПНД-1.

11.4.1. Первый рабочий насос включается оператором или автоматически при открытых задвижках на всасе рабочих и резервного насосов, открытой задвижке на линии отвода конденсата греющего пара в тракт основного конденсата за ПНД-1 и повышении уровня в любом корпусе ПНД-1 выше – 57 см.

11.4.2. Первый рабочий насос отключается оператором или автоматически с запретом АВР при снижении уровня в любых двух корпусах ПНД-1 ниже 20 см с выдержкой времени 5с.

11.4.3. Второй рабочий насос включается оператором или автоматически при повышении уровня КГП в любом корпусе ПНД-1 выше 67 см.

11.4.4. Второй рабочий насос отключается оператором или автоматически с запретом АВР при снижении уровня КГП в любых двух корпусах ПНД-1 ниже 20 см с выдержкой времени 5с.

11.4.5. Резервный насос включается автоматически с подачей аварийного сигнала на БЩУ при:

1) понижении до установленного предела давления на напоре любого из работающих рабочих насосов до обратного клапана с выдержкой времени 20с.

2) отключении электродвигателя любого из работающих насосов.

3) условиях, изложенных в пункте 11.4.1, и невключении первого рабочего насоса с выдержкой времени 30с.

4) условиях, изложенных в пункте 11.4.3, и невключении второго рабочего насоса с выдержкой времени 30с

5) повышении уровня конденсата греющего пара в любом корпусе ПНД-1 до первого предела.

11.4.6. Отключение резервного насоса осуществляется оператором.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						66

11.4.7. Работающие рабочие и резервный насосы отключаются автоматически при работе на закрытую задвижку на напоре насоса более 120с.

11.4.8. Задвижки на напоре рабочих и резервного сливных насосов ПНД-1 автоматически открываются при включении электродвигателя любого из насосов и повышении давления на напоре включенного насоса более определенной величины с выдержкой времени 30с.

11.4.9. Задвижки на напоре рабочих и резервного сливных насосов ПНД-1 автоматически закрываются при отключении электродвигателей всех насосов с выдержкой времени 30с.

11.4.10. Задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-1 в конденсатор.

11.4.10.1. Задвижка автоматически открывается с подачей сигнала на БЩУ при:

1. Нагрузке турбины меньше 30% от номинальной.
2. Нагрузке турбины больше 30% от номинальной и невключении резервного сливного насоса по условиям п. 11.4.5 с выдержкой времени 5с.
3. Нагрузке турбины больше 30% от номинальной и отключенных всех сливных насосов ПНД-1 с выдержкой времени 35с.

11.4.11. Закрытие задвижки на трубопроводе слива конденсата греющего пара из корпуса ПНД-1 в конденсатор осуществляется оператором.

11.5. Подготовка к работе.

11.5.1. Убедиться, что закрыты:

1. Вентили опорожнения парового пространства подогревателей и охладителей дренажа по КГП.
2. Вентили отвода воздуха из парового пространства подогревателей и охладителей дренажа в конденсатор.
3. Задвижки на байпасах клапанов регуляторов уровня конденсата греющего пара отборов в корпусах подогревателей.
4. Задвижки на байпасных трубопроводах ПНД-3,4 по основному конденсату.
5. Задвижки на трубопроводах слива конденсата греющего пара в тракт основного конденсата.
6. Задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из корпусов ПНД-1 в конденсатор.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ
					67

7. Задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор.

8. Задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-4 в конденсатор.

9. Задвижки на паропроводах греющего пара отборов в корпуса ПНД-3,4.

10. Вентили на трубопроводах слива дренажа из паропроводов IV и V отборов за КОСами в дренажные трубопроводы ПНД-3 и ПНД-4.

11. Задвижки на напоре сливных насосов ПНД-1,3.

11.5.2. Открыть:

1. Вентили ручные на трубопроводах основного конденсата на заполнение сифонов дренажных линий ПНД-1,2 и закрыть их после заполнения сифонов.

2. Арматуру на трубопроводах подвода конденсата на охлаждение сальников и подшипников сливных насосов ПНД-1,3.

3. Вентили на трубопроводах отвода воздуха из корпусов сливных насосов.

4. Вентили на трубопроводах отвода неконденсирующихся газов из корпусов подогревателей в конденсаторы.

5. Задвижки на входе и выходе из ПНД-3 и ПНД-4 по основному конденсату.

6. Вентили слива дренажа из паропроводов IV...VI отборов за КОСами по ходу движения пара в дренажные трубопроводы ПНД-3 и ПНД-4 и в корпуса ПНД-2.

7. Вентили слива дренажа из паропроводов V и VI отборов до КОСов.

8. Задвижки паропроводов отборов греющего пара ПНД-3,4.

9. Задвижки на всасе сливных насосов ПНД-3 и ПНД-1 и обесточить их.

10. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из корпусов ПНД-1,3 в тракт основного конденсата, из корпуса ПНД-4 в ПНД-3.

11.5.3. Произвести подготовку к пуску сливных насосов ПНД-1,3 в соответствии с инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя насосов.

11.5.4. Выбрать резервные сливные насосы ПНД-1,3 и установить ключи управления ими в положение «Резерв» (по одному сливному насосу ПНД-3 и ПНД-1), а остальных насосов – в положение «Работа».

11.5.5. Включить регуляторы уровня дренажа в корпусах подогревателей.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

11.5.6. Произвести проверку работы блокировок по повышению уровня конденсата греющего пара в корпусах ПНД и АВР сливных насосов ПНД-1,3 имитацией и прямым действием, где это возможно по состоянию оборудования.

Примечание. Действие блокировок уточняется в зависимости от степени автоматизации и выполнения схемы трубопроводов.

11.5.6.1. При проверке имитировать:

1) повышение и понижение уровня конденсата греющего пара в корпусах ПНД при помощи первичных датчиков уровнемеров;

2) нагрузку турбины;

3) включение и отключение электродвигателей сливных насосов ПНД-1,3;

4) повышение и понижение давления на напоре насосов;

5) другие условия, описанные в п.п. 11.3 и 11.4.

11.5.6.2. При проверке АВР насосов каждый из насосов должен быть проверен в положении «Резерв».

11.5.6.3. При повышении уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД-4 выше «Нормального» подается предупредительная сигнализация на БЩУ.

При повышении уровня до 1150 мм открывается задвижка на байпасном трубопроводе основного конденсата.

При повышении уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД-4 до 1-го предела подается сигнал на БЩУ и производится автоматическое отключение ПНД-4, для чего одновременно выполняются автоматически следующие действия:

1) Подается повторная команда на открытие задвижки на байпасном трубопроводе основного конденсата.

2) При наличии подтверждения, что задвижка на байпасном трубопроводе основного конденсата ПНД-4 пошла на открытие, закрываются задвижки на входе основного конденсата в охладитель дренажа ПНД-4 и на выходе основного конденсата из ПНД-4.

3) Открывается задвижка на сливе конденсата греющего пара из ПНД-4 в конденсатор и после ее открытия закрывается задвижка на сливе КГП из ПНД-4 в ПНД-3.

4) При отключенных обоих насосах слива сепарата открываются задвижки на основном и байпасном трубопроводах слива сепарата в РБ-9 и производится разгрузка блока до нагрузки 70% от номинальной.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист 69
	Инв. № дубл.				
	Взам. инв. №.				
	Подп. и дата				
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	
Б-52 РЭ					

5) Закрывается задвижка на трубопроводе слива сепарата в ПНД-4.

6) Открывается задвижка на коллекторе дренажей в РБ и закрывается задвижка на коллекторе дренажей в ПНД-4.

11.5.6.4. Отключение ПНД-4 по пару и дренажу греющего пара производится автоматически при повышении уровня в ПНД-4 до 2 предела.

11.5.6.5. При повышении уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД-3 до уровня выше «Нормального» подается предупредительная сигнализация на БЩУ.

При повышении уровня до 1150 мм открывается задвижка на байпасном трубопроводе основного конденсата.

При повышении уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД-3 до 1-го предела подается сигнал на БЩУ и производится автоматическое отключение ПНД-3, для чего одновременно выполняются автоматически следующие операции:

1) Подается повторная команда на открытие задвижки на байпасном трубопроводе основного конденсата.

2) При наличии подтверждения, что задвижка на байпасном трубопроводе основного конденсата ПНД-3 пошла на открытие, закрываются задвижки на входе основного конденсата в ПНД-3 и на выходе основного конденсата из ПНД-3.

3) Открывается задвижка на сливе КГП из ПНД-4 в конденсатор.

4) Закрывается задвижка на трубопроводе слива КГП из ПНД-4 в ПНД-3.

5) Открывается задвижка и вентиль на байпасе регулирующего клапана слива дренажа из ПНД-3 в конденсатор.

11.5.6.6. Включение сливных насосов ПНД-3 при повышении уровня конденсата в корпусе ПНД-3 производится в соответствии с пунктами 11.3.1, 11.3.3, 11.3.5.3, 11.3.5.4, 11.3.5.5.

11.5.6.7. Отключение ПНД-3 по пару и дренажу греющего пара производится автоматически при повышении уровня КГП в ПНД-3 до 2-го предела.

11.5.6.8. При повышении уровня конденсата греющего пара в любом корпусе ПНД-2 выше «нормального» подается предупредительная сигнализация на БЩУ. При повышении уровня конденсата греющего пара до 1-го предела в любом корпусе ПНД-2 также подается сигнал на БЩУ.

11.5.6.9. При повышении уровня конденсата греющего пара в любом корпусе ПНД-1 выше «нормального» подается предупредительная сигнализация на

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

БЦУ. При повышении уровня конденсата греющего пара до 1-го предела в любом корпусе ПНД-1 также подается сигнал на БЦУ и автоматически включается резервный сливной насос в соответствии с п. 11.4.5.5.

11.5.7. Привести систему в состояние, предшествующее проверке по п. 11.5.6.

11.5.8. Проверку блокировок по п. 11.5.6 произвести в соответствии с инструкцией, разработанной заказчиком.

11.6. Пуск системы.

11.6.1. Убедиться, что выполнены операции по п.п. 11.5.1 – 11.5.6.

11.6.2. Открыть задвижки:

11.6.2.1. На сливе конденсата греющего пара из корпусов ПНД-1 в конденсатор.

11.6.2.2. На сливе конденсата греющего пара из корпуса ПНД-3 в конденсатор.

11.6.3. Убедиться, что открылись сервомоторы обратных клапанов отборов греющего пара низкого давления.

11.7. Работа системы.

11.7.1. Закрыть задвижку на сливе дренажа греющего пара из ПНД-3 в конденсатор при нагрузке турбины, равной 20% от номинальной.

11.7.2. Включить первый рабочий сливной насос ПНД-3 и убедиться, что открылись задвижки на напоре насосов ПНД-3 с выдержкой времени 30 с после включения насоса.

Не допускать работу насоса на закрытую задвижку более 2-х минут.

11.7.3. Закрыть задвижку на сливе дренажа греющего пара из корпусов ПНД-1 в конденсатор при нагрузке турбины равной 30% от номинальной.

11.7.4. Включить первый рабочий сливной насос ПНД-1 и убедиться, что открылись задвижки на напоре сливных насосов ПНД-1 с выдержкой времени 30с после включения насоса.

Не допускать работу насоса на закрытую задвижку более 2-х минут.

11.7.5. Убедиться, что автоматически открывается задвижка на сливе конденсата греющего пара из корпусов ПНД-1 в конденсатор при снижении нагрузки турбины менее 30% от номинальной.

Изн. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Изн. № подл.	

Изн.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						71

11.7.6. Убедиться, что автоматически открывается задвижка на сливе конденсата из корпуса ПНД-3 в конденсатор при снижении нагрузки турбины менее 20% от номинальной.

11.7.7. При несрабатывании автоматики произвести операции вручную в соответствии с указаниями п.п. 11.3 и 11.4.

11.8. Останов системы.

Останов системы производить при выводе оборудования в ремонт в соответствии с п. 11.5.6.3, 11.5.6.4, 11.5.6.5, 11.5.6.7.

При невыполнении автоматикой указанных операций выполнить останов системы вручную.

11.9. Указания по эксплуатации.

11.9.1. Проверять регулярно уровень конденсата греющего пара в корпусах ПНД и работу регуляторов уровня. Производить расхаживание регулирующих клапанов, отключенных от регуляторов, один раз в смену.

Байпасные трубопроводы слива КГП должны использоваться, главным образом, в аварийных режимах и при отказах регулирующих клапанов. В стационарных режимах вентили на байпасах регулирующих клапанов следует держать в закрытом положении.

11.9.2. Проверять периодически нагрев основного конденсата. При работе подогревателей по проектной схеме недогрев основного конденсата подогревателя не должен превышать 3°C. Более низкая температура нагреваемого конденсата может быть вызвана:

- 1) неполным открытием задвижек или обратных клапанов на паропроводах отборов пара к подогревателям;
- 2) повышением уровня конденсата греющего пара в корпусах подогревателей, что приводит к уменьшению поверхности нагрева;
- 3) скоплением воздуха в корпусе подогревателя.

11.9.3. Производить один раз в сутки отвод неконденсирующихся газов из корпусов подогревателей ПНД-4 и ПНД-3 в следующей последовательности:

11.9.3.1. Открыть вентили на трубопроводах отвода воздуха из ПНД-3,4 и охладителя дренажа ПНД-4.

11.9.3.2. Оставить открытыми вентили в течение 1 часа, после чего закрыть их.

Инт. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инт. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						72

11.9.4. Отвод неконденсирующихся газов из корпусов ПНД-1, 2 и охладителя дренажа ПНД-2 осуществлять постоянно.

При повышенной величине недогрева основного конденсата в ПНД-1, 2, вызванной скоплением воздуха в корпусе подогревателя, отрегулировать степень открытия арматуры на трубопроводах отвода паровоздушной смеси в конденсатор. Отвод ПВС должен осуществляться через верхний трубопровод Ду 100, слив конденсата – через нижний трубопровод Ду 50.

11.9.5. Проверять периодически работу охладителей дренажа ПНД-2 и ПНД-4.

Их недостаточная эффективность может быть вызвана малым расходом охлаждающего конденсата или отсутствием отвода неконденсирующихся газов из верхних точек.

11.9.6. Проверять правильность переключения арматуры по блокировкам при изменении режима работы турбины.

11.9.7. Во время работы турбины под нагрузкой производить отключение ПНД-4 или ПНД-3 при необходимости в последовательности, указанной для ПНД-4 в п. 11.5.6.3, для ПНД-3 – в п. 11.5.6.5, аналогично автоматическому отключению по повышению уровня конденсата греющего пара в их корпусах до первого аварийного предела. Производить отключение по пару ПНД-4 в соответствии с п. 11.5.6.4, ПНД-3 в соответствии с п. 11.5.6.7.

11.9.8. Подключение подогревателей производится так же, как и при пуске (см. п. 11.6).

Если подключение подогревателя производится под нагрузкой турбины более 30% от номинальной, то необходимо обеспечить прогрев корпусов подключаемых ПНД увеличением времени открытия задвижки на подводе греющего пара в следующем порядке:

- 1) открыть задвижку на 15% со скоростью привода и произвести выдержку в течение 10 минут;
- 2) произвести открытие ее приводом на 30% хода и произвести выдержку в течение 10 минут;
- 3) открыть задвижку полностью.

При нагрузках турбины менее 30% от номинальной открытие задвижки произвести со скоростью привода.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

11.9.9. Длительная работа ПНД-3 или ПНД-4 при нагрузке турбины более 30% от номинальной со сливом КГП в конденсатор не рекомендуется по условиям обеспечения надежности трубок конденсатора.

Допускается работа ПНД-4 при отключенном ПНД-3 с использованием ПНД-3 в качестве емкости для приема дренажа греющего пара ПНД-4.

В этом случае для снижения расхода греющего пара на ПНД-4 рекомендуется приоткрыть задвижку на байпасе ПНД-4 по основному конденсату.

11.9.10. Закрывать задвижки на подводе греющего пара отборов к бойлерной установке и к сторонним потребителям пара после отключения турбоустановки.

11.9.11. После монтажа и ремонтов проверять соответствие длин рычагов и положений «Открыто» и «Закрывается» приводных механизмов и поворотных клапанов регулирования уровня.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	
					74	

12. СИСТЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ.

12.1. Назначение

Подогреватели высокого давления групп А и Б предназначены для регенеративного подогрева питательной воды до температуры $220 \pm 5^{\circ}\text{C}$ и обеспечения высокой экономичности турбоустановки.

Подогреватели высокого давления группы А и Б работают параллельно и идентично.

Допускается работа каждой группы подогревателей индивидуально.

12.2. Состав

12.2.1. Подогреватели высокого давления.

12.2.2. Задвижки, вентили, защитные и обратные клапаны на входе и выходе питательной воды из подогревателей.

12.2.3. Задвижки на байпасе каждой группы подогревателей по питательной воде.

12.2.4. Задвижки на подводах греющего пара отборов турбины к корпусам ПВД.

12.2.5. Вентили на трубопроводах дренажа паропроводов греющего пара отборов за КОСами по ходу пара в корпуса подогревателей.

12.2.6. Вентили и обратные клапаны на линиях отвода неконденсирующихся газов:

из корпусов ПВД в деаэратор и РБ;

из трубных систем ПВД.

12.2.7. Задвижки на трубопроводах отвода конденсата греющего пара из корпусов ПВД-7 в ПВД-6, из ПВД-6 в деаэратор и РБ.

12.2.8. Регулирующие клапаны и регуляторы уровня конденсата в корпусах подогревателей высокого давления.

12.2.9. Задвижки на байпасах регулирующих клапанов уровня КГП в корпусах подогревателей высокого давления.

12.2.10. Трубопроводы опорожнения трубной системы и трубопроводов питательной воды, корпусов ПВД и др.

12.2.11. Контрольно-измерительные приборы.

12.3. Подготовка к работе

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ				Лист
									75

12.3.1. Убедиться, что закрыты задвижки на трубопроводах питательной воды до и после ПВД и открыты задвижки на байпасном трубопроводе ПВД и на байпасе задвижки на выходе питательной воды из ПВД-7.

12.3.2. Произвести заполнение трубной системы ПВД в следующем порядке:

1. Закрыть вентили на трубопроводах опорожнения трубной системы и трубопроводов питательной воды ПВД.

2. Открыть вентили на трубопроводах выпуска воздуха из трубной системы ПВД.

3. Убедиться, что импульсные клапаны подвода конденсата к гидроприводу выпускного клапана группы ПВД закрыты и шток гидропривода находится в нижнем положении.

4. Открыть вентили на байпасных трубопроводах задвижек подвода питательной воды и впускных клапанов ПВД. При заполнении ПВД горячей питательной водой обеспечить повышение температуры воды в трубной системе со скоростью не более 1,5°С/мин.

5. Закрыть вентили на трубопроводах выпуска воздуха из трубной системы ПВД после выхода из воздушников непрерывной струи питательной воды.

6. Убедиться, что впускной клапан ПВД открылся (его шток находится в верхнем положении) и закрыть вентили на байпасных трубопроводах задвижки подвода питательной воды к ПВД и впускных клапанов.

12.3.3. Произвести проверку плотности трубной системы ПВД в следующем порядке:

1. Закрыть вентили на трубопроводах отвода неконденсирующихся газов из корпусов ПВД.

2. Открыть вентили на трубопроводах опорожнения корпусов ПВД и убедиться, что не выходит конденсат из корпусов ПВД, контролируя при этом стабильность давления питательной воды в трубной системе ПВД при закрытых задвижках на трубопроводах питательной воды до и после ПВД.

3. Закрыть вентили опорожнения корпусов ПВД после окончания проверки. Не допускать эксплуатацию всей группы ПВД, если трубная система хотя бы одного из подогревателей будет неплотной.

12.3.4. Произвести проверку действия впускного клапана группы ПВД в следующем порядке:

Инт. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инт. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						76

1. Открыть импульсные клапаны.
2. Убедиться, что впускной клапан закрылся, т.е. шток переместился в нижнее положение.
3. Закрыть импульсные клапаны и выполнить действия п.п. 12.3.2.4 и 12.3.2.6.
4. Убедиться, что впускной клапан открылся, т.е. его шток находится в верхнем положении.

12.3.5. Ввести защиты и блокировки по повышению уровня конденсата греющего пара в корпусах подогревателей высокого давления.

12.3.6. Произвести проверку защит и блокировок по повышению уровня конденсата в корпусах ПВД прямым действием в такой последовательности:

12.3.6.1. Включить по питательной воде подогреватели высокого давления в следующем порядке:

1. Открыть вентили на байпасе задвижки на входе в ПВД-6 по питательной воде.
2. Открыть задвижку на входе питательной воды в ПВД-6.
3. Открыть задвижку на выходе питательной воды из ПВД-7.
4. Закрыть задвижку на байпасе всей группы ПВД по питательной воде.
5. Закрыть вентили на байпасе задвижки на входе в ПВД-6 по питательной воде.

12.3.6.2. Открыть следующую арматуру:

1. Задвижки подачи греющего пара отборов в подогреватели и их дренажи.
2. Задвижку на трубопроводе слива КГП из ПВД-7 в ПВД-6.
3. Задвижку на трубопроводе слива КГП из ПВД-6 в деаэратор.
4. Задвижку на сливе конденсата из КС-II в ПВД-7.
5. Задвижку на сливе конденсата из КС-I в ПВД-6.

12.3.6.3. Закрыть следующую арматуру:

1. Задвижку на трубопроводе слива КГП из ПВД-6 в РБ.
2. Задвижку на сливе конденсата из КС-II в деаэратор.
3. Задвижку на сливе конденсата из КС-I в деаэратор.

12.3.6.4. Убедиться, что закрыты:

1. Задвижка на байпасе регулирующего клапана регулятора уровня конденсата в корпусе ПВД-7.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист
										77
					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ

2. Задвижка на байпасе регулирующих клапанов регулятора уровня конденсата в корпусе ПВД-6.

12.3.6.5. Имитировать с помощью уровнемера повышение уровня конденсата в корпусе каждого ПВД поочередно до первого предела (5390 мм от установочной плиты) и убедиться, что при этом отключается вся группа подогревателей, т.е. выполняются автоматически следующие операции:

1. Открываются клапаны с электромагнитными приводами на подаче конденсата к гидроприводу впускного клапана питательной воды в подогреватели.

2. Открывается задвижка на байпасной линии питательной воды данной группы ПВД.

3. Закрываются задвижки на впускных и выпускных трубопроводах питательной воды отключаемой группы ПВД.

4. Закрывается задвижка на сливе сепарата из ЦС I-го отбора в отключаемый ПВД-7.

5. Закрываются задвижки на паропроводах подачи греющего пара отборов к данной группе ПВД.

6. Закрываются вентили на трубопроводах слива дренажа из трубопроводов отборов за КОС в корпуса отключаемой группы ПВД.

7. Открывается задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из конденсатосборников второй ступени СПП в деаэратор.

8. Закрываются задвижки на трубопроводах слива конденсата греющего пара из КС-II в корпуса ПВД-7А, Б.

9. Открывается задвижка на трубопроводе слива конденсата греющего пара из конденсатосборников первой ступени СПП в деаэратор.

10. Закрываются задвижки на трубопроводах слива конденсата греющего пара из КС-I в корпуса ПВД-6А, Б.

11. Открывается задвижка на трубопроводе слива дренажа из отключаемого корпуса ПВД-6 в РБ.

12. Закрывается задвижка на трубопроводе слива из отключаемого корпуса ПВД-6 в деаэратор после выполнения п. 12.3.6.5.11.

13. Привести арматуру и датчики в исходное состояние, т.е. состояние до начала выполнения проверки по п. 12.3.6.

14. Проверку защит и блокировок по п. 12.3.6 производить при обеспаренной турбине и СПП, т.е. до начала выполнения операций раздела 14.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Включение группы ПВД в работу без введения и проверки защиты не допускается.

При включении ПВД на работающей турбине проверку срабатывания защиты производить имитацией по инструкции, разрабатываемой заказчиком.

12.3.7. Открыть ручные вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД-6,7.

12.3.8. Подготовить ПВД к включению, убедиться, что:

1. Закрыты задвижки на паропроводах греющего пара отборов к ПВД.
2. Закрыты вентили на трубопроводах дренажа отборов после КОСов в корпусе ПВД.
3. Открыта задвижка слива конденсата греющего пара из КС-I в деаэратор и закрыть в ПВД-6.
4. Открыта задвижка слива конденсата греющего пара из КС-II в деаэратор и закрыта – в ПВД-7.
5. Открыта задвижка на трубопроводе дренажа из ПВД-6 в РБ и закрыта – в деаэратор.
6. Закрыты вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД в деаэра-тор.
7. Открыты задвижки на трубопроводе рециркуляции основного конденса-та в расширительный бак.

12.4. Пуск и работа.

Включение в работу группы ПВД при пуске производить при нагрузке турбины 30 ÷ 60% номинальной в следующем порядке:

12.4.1. Подключить регуляторы уровня конденсата греющего пара отборов в корпусах ПВД к их регулирующим клапанам.

12.4.2. Убедиться, что впускной клапан питательной воды группы ПВД от-крыт.

12.4.3. Включить подогреватели по питательной воде, т.е. выполнить опе-рации, описанные в п. 12.3.6.1.

12.4.4. Открыть вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД в РБ.

12.4.5. Открыть задвижки на трубопроводах дренажей отборов высокого давления после КОСов в корпуса ПВД.

12.4.6. Открыть задвижку на паропроводе второго отбора к ПВД-6 после выполнения п. 12.4.5.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

12.4.7. Открыть задвижку на паропроводе первого отбора к ПВД-7 после выполнения п. 12.4.6.

12.4.8. Закрывать вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД в РБ и открыть – в деаэратор.

12.4.9. Закрывать вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД в деаэратор через 15 минут после их открытия.

12.4.10. Проверить соответствие фактических положений клапанов регулирования уровня КГП указателем положения на БЩУ следующим образом. Увеличивать (уменьшать) степень открытия клапана регулятора уровня и убедиться в монотонном снижении (повышении) уровня КГП в соответствующем корпусе ПВД.

Эксплуатация ПВД с неисправными регуляторами уровня не допускается.

12.4.11. Открыть задвижки на сливе дренажа из ПВД-6 в деаэратор после повышения давления в корпусе ПВД-6 до 0,98 МПа (10,0 кгс/см²) и закрыть - в РБ после открытия задвижки слива в деаэратор.

12.4.12. Открыть задвижку на сливе конденсата греющего пара из КС-I в ПВД-6 после ее открытия закрыть задвижку слива КГП из КС-I в деаэратор.

12.4.13. Открыть байпас регулирующего клапана уровня КГП в ПВД-7 при подключении первой группы ПВД.

12.4.14. Открыть задвижку на сливе конденсата греющего пара из КС-II в ПВД-7, после ее открытия закрыть задвижку слива КГП из КС-II в деаэратор.

12.4.15. После включения в работу второй группы ПВД и перевода слива КГП из КС-II на оба корпуса ПВД-7 закрыть байпас регулирующего клапана уровня КГП в ПВД-7.

12.5. Произвести отключение ПВД при снижении давления пара во II отборе менее 0,98 МПа (10,0 кгс/см²) или отключения ПВД в ремонт в следующем порядке:

12.5.1. Открыть задвижку на сливе конденсата из КС-II в деаэратор, и после этого закрыть задвижку слива КГП из КС-II в ПВД-7.

12.5.2. Открыть задвижку на сливе конденсата из КС-I в деаэратор, и после этого закрыть задвижку слива КГП из КС-I в ПВД-6.

12.5.3. Отключить ПВД по питательной воде в порядке, обратном включению (см. п. 12.3.6.1).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

12.5.4. Закрыть задвижку на паропроводе первого отбора греющего пара к ПВД-7 и вентиль на трубопроводе дренажа этого отбора в корпус ПВД.

12.5.5. Убедиться, что закрыт вентиль на линии отвода газа из корпусов ПВД-7, 6 в деаэратор и открыть вентиль – в РБ.

12.5.6. Закрыть задвижку на паропроводе второго отбора греющего пара к ПВД-6 и вентиль на трубопроводе дренажа этого отбора в корпус ПВД после выполнения операций по п. 12.5.4.

12.5.7. Задвижки на сливе дренажа греющего пара из ПВД-6 в РБ открыть при снижении давления в корпусах ПВД-6 ниже 0,98 МПа (10,0 кгс/см²) и после их открытия закрыть задвижки на отводе этого дренажа на деаэратор.

Примечание: действия по п. 12.5.7 должны производиться автоматически по блокировке.

12.5.8. Отключить регулирующие клапаны от регуляторов уровня конденсата в корпусах ПВД.

12.5.9. Открыть полностью регулирующие клапаны.

12.5.10. Закрыть задвижки на трубопроводах дренажа из корпусов ПВД после снижения уровня в корпусах ПВД ниже минимального в регулировочном диапазоне.

12.5.11. Закрыть вентили на линиях отвода газа из корпусов ПВД после снижения давления в паровом пространстве ПВД-6 ниже 0,1 МПа (1,0 кгс/см²).

12.6. Указания по эксплуатации.

12.6.1. Производить один раз в неделю отвод неконденсирующихся газов из корпусов ПВД в следующей последовательности:

12.6.1.1. Открыть вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД в деаэратор.

12.6.1.2. Оставить открытыми указанные вентили в течение 60 минут.

12.6.1.3. Закрыть вентили на линиях отсоса воздуха из корпусов ПВД в деаэратор.

12.6.2. Проверять регулярно уровень конденсата греющего пара в подогревателях высокого давления и работу регуляторов уровня. Производить расхождение регулирующих клапанов, отключенных от регуляторов, один раз в смену.

12.6.3. Проверять периодически нагрев питательной воды в ПВД. При работе подогревателей по проектной схеме недогрев питательной воды за подогревателями не должен превышать 3 С.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Более низкая температура питательной воды может быть вызвана:

1) неполным открытием задвижек или обратных клапанов на трубопроводах подвода пара к подогревателям;

2) повышением уровня конденсата греющего пара в корпусе подогревателя;

3) протечками питательной воды через байпасные линии.

12.6.4. Проверять периодически работу внутренних охладителей дренажа греющего пара ПВД, но не реже 1 раза в смену.

Температура дренажа греющего пара за каждым из ПВД должна быть на 25 – 30 С ниже температуры, соответствующей давлению насыщения в корпусе.

Недостаточное переохлаждение дренажа греющего пара может быть вызвано поддержанием уровня в корпусах ПВД ниже допустимого.

12.6.5. Производить индивидуальное расхаживание КОСов первого и второго отборов к ПВД-7 и ПВД-6 перед каждым пуском и остановом турбины, но не реже 1 раза в три месяца в соответствии с разделом 13 данной инструкции.

При неисправности КОСов эксплуатация турбины с включенным соответствующим отбором запрещается.

Для расхаживания КОСов I-го и II-го отборов производить отключение обеих групп ПВД.

12.6.6. Плановое отключение ПВД, в том числе для расхаживания КОСов, производить в соответствии с указаниями п.п. 12.5.1, 12.5.2, 12.5.4, 12.5.6, 12.5.7.

Закрытие задвижек и вентилей на паропроводах первого и второго отбора производить постепенно.

После отключения ПВД по пару отключить их по питательной воде в порядке, обратном включению (см. п. 12.3.6.1).

12.6.7. Плановое включение группы ПВД при стационарной нагрузке турбины более 60% номинальной производить в следующем порядке:

1. Выполнить операции по п.п. 12.4.1...12.4.4.

2. Открыть задвижку на трубопроводе слива КГП из ПВД-6 в деаэратор.

3. Выполнить операции по п.п. 12.4.5...12.4.10, 12.4.12...12.4.15.

12.6.8. Промывку парового пространства ПВД производить со сливом КГП из ПВД-6 в РБ-9 по инструкции, разработанной заказчиком.

Подключение ПВД производить в соответствии с указаниями данного раздела.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

12.6.11 После монтажа и ремонтов проверять соответствие длин рычагов и положений «Открыто» и «Закрыто» приводных механизмов и клапанов регулирования уровня.

[illegible]

13. СИСТЕМА ГИДРОПРИВОДА И ИНДИВИДУАЛЬНОГО РАСХАЖИВАНИЯ КОС_{ов}

13.1. Назначение

Система гидропривода и индивидуального расхаживания обратных клапанов (КОС_{ов}) предназначена для подвода основного конденсата к сервоприводам обратных клапанов в переменных режимах работы турбины с целью обеспечения их принудительного закрытия в режимах останова и сбросов нагрузки, а также для расхаживания на полный ход каждого клапана в отдельности, не снижая при этом специально нагрузку турбины.

13.2. Состав

13.2.1. Коллектор подвода конденсата на заполнение сервоприводов КОС_{ов} I...II отборов.

13.2.2. Коллектор подвода конденсата на заполнение сервоприводов КОС_{ов} III...VI отборов.

13.2.3. Коллектор индивидуального расхаживания КОС_{ов}.

13.2.4. Импульсные клапаны (КИС_ы) привода КОС_{ов}.

13.2.5. Сетчатые фильтры.

13.2.6. Трубопроводы с ограничительными шайбами для заполнения сервоприводов КОС_{ов}.

13.2.7. Трубопроводы расхаживания КОС_{ов}.

13.2.8. Трубопроводы и арматура промывки фильтров обратным током.

13.3. Режим работы

13.3.1. Импульсные клапаны (КИС_ы) автоматически открываются и подают конденсат на закрытие КОС_{ов} в следующих случаях:

13.3.1.1. При закрытии любых двух стопорных клапанов высокого давления с разных сторон турбины.

13.3.1.2. При отключении генератора от сети.

13.3.1.3. При закрытии главных сервомоторов регулирующих клапанов высокого давления с обеих сторон турбины с выдержкой времени 2с.

13.3.1.4. При срабатывании любой из технологических защит.

13.3.2. При срабатывании импульсных клапанов на открытие убедиться в закрытии сервоприводов обратных клапанов.

При несрабатывании импульсных клапанов по автоматике произвести их дистанционное открытие с БЩУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	13.2.6. Трубопроводы с ограничительными шайбами для заполнения сервоприводов КОСов.	
					13.2.7. Трубопроводы расхаживания КОСов.	
					13.2.8. Трубопроводы и арматура промывки фильтров обратным током.	
					13.3. Режим работы	
					13.3.1. Импульсные клапаны (КИСы) автоматически открываются и подают конденсат на закрытие КОСов в следующих случаях:	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	13.3.1.1. При закрытии любых двух стопорных клапанов высокого давления с разных сторон турбины.	
					13.3.1.2. При отключении генератора от сети.	
					13.3.1.3. При закрытии главных сервомоторов регулирующих клапанов высокого давления с обеих сторон турбины с выдержкой времени 2с.	
					13.3.1.4. При срабатывании любой из технологических защит.	
					13.3.2. При срабатывании импульсных клапанов на открытие убедиться в закрытии сервоприводов обратных клапанов.	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	При несрабатывании импульсных клапанов по автоматике произвести их дистанционное открытие с БЦУ.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						84

В случае отказа в работе КИСов произвести их техническое обслуживание в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя.

13.3.3. Импульсные клапаны закрываются:

13.3.3.1. Через 30с после открытия.

13.3.3.2. При включении генератора в сеть.

13.3.3.3. При открытии сервомоторов регулирующих клапанов высокого давления более чем на 20%.

13.3.4. После закрытия импульсных клапанов убедиться, что открылись сервомоторы всех КОСов.

В случае, если автоматического закрытия не произошло, закрыть КИСы с БЩУ.

13.4. Проведение расхаживания

13.4.1. Открыть вентиль на трубопроводе подвода конденсата в коллектор индивидуального расхаживания.

13.4.2. Произвести отключение обеих групп ПВД согласно п. 12.6.6.

13.4.3. Перевести питание коллектора собственных нужд и деаэратора от БРУ-СН и отключить от III отбора согласно инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.4. Снять пломбы и закрыть вентили Ду 32 на трубопроводах подвода конденсата на заполнение сервоприводов КОСов I, II, III отборов, за исключением КОСа на подводе греющего пара к I ступени СПП, от коллекторов.

Примечание: В связи с тем, что отключение I ступени СПП при работе турбины не разрешено ЗИО, расхаживание КОС на подводе греющего пара к I ступени проводить только во время останова.

13.4.5. Снять пломбы и открыть вентили Ду 32 на линиях подвода конденсата к сервоприводам этих КОСов от коллектора индивидуального расхаживания.

13.4.6. Убедиться по сигналам от конечных выключателей указателя положения, что КОСы на этих трубопроводах закрылись.

13.4.7. Закрыть вентили на трубопроводах подвода конденсата к сервоприводам КОСов от коллектора индивидуального расхаживания и опломбировать их маховики. Убедиться, что сервоприводы соответствующих КОСов открылись.

13.4.8. Открыть вентили на трубопроводах подвода конденсата на заполнение сервоприводов КОСов и опломбировать их маховики.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата

					Б-52 РЭ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

13.4.9. Перевести коллектор собственных нужд на питание от III отбора и отключить БРУ СН по инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.10. Включить в работу обе группы ПВД согласно п. 12.6.7.

Операции по п.п. 13.4.2 и 13.4.9, 13.4.3 и 13.4.10 не выполнять при несоответствии режима работы турбины вышеназванной технологической схеме.

13.4.11. Отключить бойлер № 3 согласно инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.12. Отключить ПНД-4 (см. п.п. 11.5.6.3.1 – 11.5.6.3.6).

13.4.13. Снять пломбы и закрыть вентили Ду 32 на трубопроводах подвода конденсата на заполнение сервоприводов КОСов IV отбора коллектора.

13.4.14. Снять пломбы и открыть вентили Ду 32 на линиях подвода конденсата к сервоприводам этих КОСов от коллектора индивидуального расхаживания.

13.4.15. Убедиться по сигналам от конечных выключателей указателя положения, что КОСы на этих паропроводах закрылись.

13.4.16. Закрыть вентили на трубопроводах подвода конденсата к сервоприводам КОСов от коллектора индивидуального расхаживания и опломбировать их маховики. Убедиться, что сервоприводы соответствующих КОСов открылись.

13.4.17. Открыть вентили на трубопроводах подвода конденсата на заполнение сервоприводов КОСов от коллектора и опломбировать их маховики.

13.4.18. Подключить ПНД-4 (см. п.п. 11.6; 11.9.8).

13.4.19. Подключить бойлер № 3 при необходимости согласно инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.20. Отключить бойлер № 2 согласно инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.21. Отключить ПНД-3 (см. п.п. 11.5.6.5, 11.5.6.7) и отключить сливные насосы ПНД-3.

13.4.22. Выполнить операции аналогично п.п. 13.4.13...13.4.17 для КОСов V отбора.

13.4.23. Подключить ПНД-3 (см. п.п. 11.6, 11.9.8) и сливные насосы ПНД-3.

13.4.24. Подключить бойлер № 2 при необходимости согласно инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.25. Отключить бойлер № 1 согласно инструкции, разработанной заказчиком.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

13.4.26. Выполнить операции аналогично п.п. 13.4.13...13.4.17 для КОСа VI отбора на подводе греющего пара к бойлеру № 1.

13.4.27. Подключить бойлер № 1 при необходимости согласно инструкции, разработанной заказчиком.

13.4.28. Расхаживать КОСы I-го отбора на паропроводе греющего пара к первой ступени СПП и на паропроводе подвода пара от турбины к ПТН при работающей турбине запрещается во избежание их поломки.

Расхаживание КОСа на подводе пара от СПП к ПТН производить при его питании от коллектора собственных нужд и закрытой задвижке на трубопроводе от СПП аналогично п.п. 13.4.13...13.4.17.

Расхаживание КОСа I-го отбора на паропроводе греющего пара к I ступени СПП производить при останове турбины.

13.4.29. Убедиться после завершения работ по расхаживанию КОСов, что вентили приведены в исходное состояние и их маховики опломбированы.

13.4.30. Закрыть вентиль на трубопроводе от фильтров в коллектор индивидуального расхаживания КОСов.

Примечание: Расхаживание КОСов также может производиться, с учетом ранее выданных ОАО «Турбоатом» технических рекомендаций, по принятой на АЭС методике.

13.5. Указания по эксплуатации

13.5.1. Производить расхаживание обратных клапанов всех отборов перед каждым пуском и остановом турбины, но не реже одного раза в три месяца при работающей турбине. Срабатывание любой из защит, приводящее к останову и сопровождающееся закрытием КОСов, считается фактом расхаживания КОСов.

При неисправности обратного клапана работа турбины с соответствующим отбором пара запрещается.

13.5.2. Производить внутренний осмотр КОСов:

1. Один раз в 4 месяца. При непрерывной работе турбины более 4 месяцев в ближайший останов.

2. В текущий останов турбины, если при расхаживании КОСа обнаружен неполный ход штока сервопривода или имеет место невозврат штока в верхнее положение.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

13.5.3. Внутренний осмотр КОСов проводить перед пуском турбины до набора вакуума через люки на трубопроводах за КОСами либо на корпусах клапанов КОС-600, КОС-800, КОС-1000, КОС-1200.

Проверку КОС-400 производить при снятой крышке клапана.

13.5.4. При внутреннем осмотре КОСов следует контролировать:

- 1) concentricity уплотнительных поверхностей тарелки и корпуса;
- 2) подвижность ходовых частей открытием тарелки;
- 3) надежность стопорения неподвижных деталей;
- 4) состояние рычага подвески и тарелки клапана.

13.5.5. Производить один раз в сутки внешний осмотр обратных клапанов отборов.

При работе турбины гидроприводы клапанов должны быть полностью открыты. Прикрытие гидроприводов под нагрузкой может явиться причиной выхода из строя.

Прикрытие гидроприводов может происходить из-за наличия давления в подводящем коллекторе силовой воды выше 0,15 МПа (1,5 кгс/см²).

Не допускать работу оборудования при закрытых КИСах с давлением в напорном коллекторе силовой воды гидроприводов обратных клапанов выше 0,15 МПа (1,5 кгс/см²) и ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²).

13.5.6. Не допускать работу фильтров силовой воды гидроприводов обратных клапанов при перепаде давления на сетках фильтров более 0,2 МПа (2,0 кгс/см²). Перепад контролировать при срабатывании КОСов или при проведении их полного расхаживания.

Если перепад на сетках более 0,2 МПа (2,0 кгс/см²), то промыть фильтры поочередно обратным ходом следующим образом:

13.5.6.1. Закрыть ручную задвижку на подводе силовой воды к промываемому фильтру.

13.5.6.2. Открыть ручную задвижку на сливе воды из промываемого фильтра в конденсатор или в БНТ.

Промывку осуществлять в течение 10 мин.

Возобновить промывку, если перепад на сетке фильтра после промывки более 0,1 МПа (1,0 кгс/см²).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Время закрытия КОС исчисляется от момента включения электромагнитных клапанов до появления сигнала о посадке клапанов КОС и не должно превышать 1,0с.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						89

14. СИСТЕМА ПРОГРЕВА ПАРОПРОВОДОВ СВЕЖЕГО ПАРА

14.1. Назначение

«Система прогрева паропроводов свежего пара» предназначена для проведения операций по прогреву паропроводов свежего пара от главных паровых задвижек до блоков СРК включительно перед началом повышения частоты вращения.

Подача греющего пара осуществляется через байпасы главных паровых задвижек, сброс конденсата греющего пара осуществляется через дренажные трубопроводы в расширительный бак.

14.2. Состав

14.2.1. Главные паровые задвижки (ГПЗ).

14.2.2. Задвижки запорные байпасов ГПЗ.

14.2.3. Регулирующие клапаны байпасов ГПЗ. Предназначены для регулирования расхода пара, поступающего на прогрев паропроводов свежего пара и блоков стопорно-регулирующих клапанов.

14.2.4. Вентили на коллекторе дренажных трубопроводов свежего пара между ГПЗ и СРК.

14.2.5. Вентили на коллекторе дренажных трубопроводов, обеспечивающие дренирование тупиковых участков паропроводов подачи пара на II ступень СПП до запорных задвижек.

14.2.6. Контрольно-измерительные приборы.

14.3. Подготовка к работе.

14.3.1. Убедиться, что:

1) в работе находится «Вакуумная система» и давление в конденсаторах не более 23 МПа (0,23 кгс/см²) абс;

2) в работе находится система маслоснабжения и ВПУ, давление масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбоагрегата не менее 0,12 МПа (1,2 кгс/см²) и ротор вращается ВПУ;

3) в работе находится система регулирования турбины в режиме ЭГСР или ГСР и давление масла в линии высокого давления не менее 3,8 МПа (38 кгс/см²);

4) в работе находится «Конденсатная система». Давление основного конденсата в напорном коллекторе перед клапанами регуляторов уровня в конденсаторах не менее 1,8 МПа (18 кгс/см²);

5) закрыты главные паровые задвижки и арматура на байпасах ГПЗ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист	90
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	

6) закрыты стопорные и регулирующие клапаны высокого давления и заслонки промперегрева;

7) закрыты основные задвижки, а также клапаны и задвижки на байпасах трубопроводов подачи греющего пара ко II ступени СПП;

8) уровни в парогенераторах ниже максимальных в регулировочном диапазоне;

9) давление свежего пара перед ГПЗ не менее 2,9 МПа (30 кгс/см²), паропроводы до ГПЗ прогреты и продренированы, дренажи паропроводов до ГПЗ открыты;

10) открыты вентили на трубопроводах отсоса от штоков СРК во II отбор турбины.

14.3.2. Проверить блокировки запорных задвижек на байпасах ГПЗ по инструкции, разработанной заказчиком.

Убедиться, что эта арматура закрывается автоматически при:

- 1) срабатывании любой из защит, действующих на останов турбины;
- 2) по сигналу полного открытия всех ГПЗ;
- 3) по сигналу закрытия стопорных клапанов высокого давления (по одному с каждой стороны турбины);
- 4) при воздействии на ключ останова турбины.

14.3.3. Откройте:

1. Вентили на трубопроводе дренажа из паропроводов свежего пара между ГПЗ и блоками СРК в расширительный бак.

2. Вентили на трубопроводе дренажа из паропроводов греющего пара ко второй ступени СПП.

14.4. Работа и останов.

14.4.1. Убедиться, что давление свежего пара в главном паровом коллекторе не менее 2,9 МПа (30 кгс/см²) и уровни в парогенераторах меньше максимальных в регулировочном диапазоне.

14.4.2. Открыть запорные задвижки на байпасах ГПЗ после достижения параметров свежего пара, соответствующих п. 14.4.1.

14.4.3. Включить регулятор предтолчкового прогрева паропроводов свежего пара и блоков СРК.

При невключении или отказе регулятора предтолчкового прогрева произвести прогрев паропроводов свежего пара и СРК вручную в следующем порядке:

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

14.4.3.1. Открыть регулирующие клапаны байпасов ГПЗ, обеспечив давление пара за ГПЗ, соответствующее температуре насыщенного пара на 35...40 °С выше минимальной из температур металла корпусов блоков СРК.

14.4.3.2. Дальнейшее открытие регулирующих клапанов байпасов ГПЗ производить, обеспечивая скорость прогрева металла паропроводов свежего пара не более 10°С в минуту и корпусов блоков СРК не более 3°С в минуту.

14.4.4. Открыть главные паровые задвижки при полностью открытых регулирующих клапанов байпасов ГПЗ и достижении температуры металла всех корпусов блоков СРК более 230°С, после чего прогрев паропроводов свежего пара считается окончанным.

14.4.5. Убедиться, что запорные задвижки на байпасах ГПЗ полностью закрылись. Отключить регулятор прогрева паропроводов свежего пара и закрыть регулирующие клапаны байпасов ГПЗ.

14.4.6. Закрыть вентили на трубопроводе дренажа из паропроводов свежего пара между ГПЗ и блоками СРК после включения генератора в сеть при давлении за СРК более 1,58 МПа (16 кгс/см²).

14.4.7. Закрыть вентили на трубопроводе дренажа из паропроводов греющего пара II ступени СПП в РБ после открытия регулирующих клапанов на подаче греющего пара ко II ступени СПП более 20% (или при полном открытии запорных задвижек греющего пара).

14.4.8. Произведите останов «Системы прогрева паропроводов свежего пара» в следующий последовательности:

14.4.8.1. Убедиться, что автоматически закрываются по блокировке ГПЗ, регулирующие клапаны и задвижки байпасов ГПЗ, а также отключается регулятор прогрева при отключении турбины, т.е. закрытии двух любых стопорных клапанов с обеих сторон турбины.

14.4.8.2. Открыть вентили на трубопроводах дренажа из паропроводов свежего пара и греющего пара II ступени СПП в РБ.

14.4.8.3. Закрыть вентили на трубопроводах дренажа из паропроводов свежего пара и греющего пара II ступени СПП при снижении давления пара за ГПЗ до 0,2 МПа (2 кгс/см²) или повышение давления в конденсаторах более 60 кПа (0,6 кгс/см²).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

14.5. Указания по эксплуатации.

14.5.1. Производить ежедневно расхаживание на 15...20% хода ГПЗ и запорных вентилей байпасов ГПЗ, основных и байпасных задвижек на паропроводах греющего пара СПП, а также отключающей арматуры, участвующей в работе блокировок и защит.

14.5.2. Осуществлять регулярный контроль за работоспособностью регулирующих клапанов байпасов ГПЗ и основных задвижек греющего пара II ступени СПП.

14.5.3. Производить периодический осмотр паропроводов, арматуры, фланцевых соединений, изоляции и обшивки паропроводов.

Обращать особое внимание на тепловое расширение паропроводов, опор и подвесок.

14.5.4. Принимать меры для устранения пропаривания фланцевых соединений и арматуры.

14.5.5. Не допускать работу оборудования с пропариванием и пропуском воды в машзале, особенно по сварным соединениям и цельному металлу.

Такая работа может явиться причиной серьезных аварий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<div>Б-52 РЭ</div>					Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

15. СИСТЕМА «СЕПАРАТОРЫ-ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ»

15.1. Назначение

Система «Сепараторы-пароперегреватели» предназначены для осушения и промежуточного перегрева пара до 250°С, прошедшего ЦВД и поступающего в ЦНД турбины, с целью получения допустимой степени влажности на последних ступенях ЦНД во всех режимах работы турбоустановки.

15.2. Состав

15.2.1. Сепараторы - пароперегреватели (СПП).

15.2.2. Сепаратосборники (СС).

15.2.3. Конденсатосборники (КС-I, КС-II).

15.2.4. Пленочные сепараторы (ПС).

15.2.5. Циклонный сепаратор (ЦС).

15.2.6. Разделители влаги.

15.2.7. Задвижка на подводе греющего пара первого отбора к I ступени СПП.

15.2.8. Регулирующие клапаны на подводе свежего пара ко II ступени СПП.

15.2.9. Задвижки перед регулирующими клапанами на подводе свежего пара ко II ступени СПП.

15.2.10. Основные задвижки на подводе свежего пара ко II ступени СПП.

15.2.11. Мембранно-предохранительные устройства с разрывным стержнем (МПУРС).

15.2.12. Регулирующие клапаны уровня конденсата и сепарата в конденсатосборниках и сепаратосборниках.

15.2.13. Задвижки и вентили на байпасах регулирующих клапанов уровня сепарата и конденсата.

15.2.14. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из КС-I в конденсатор, деаэратор и ПВД-6.

15.2.15. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из КС-II в деаэратор, ПВД-7 и расширительный бак.

15.2.16. Задвижки на трубопроводах отвода сепарата в ПНД-4 и в РБ.

15.2.17. Вентили на трубопроводах отсоса воздуха из конденсатосборников I и II ступеней СПП.

15.2.18. Вентили на трубопроводе слива сепарата из разделителя ЦС.

15.2.19. Вентили на сливе дренажа из поворотных камер корпусов СПП.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	ра ко II ступени СПП.
					15.2.10. Основные задвижки на подводе свежего пара ко II ступени СПП.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	15.2.11. Мембранно-предохранительные устройства с разрывным стержнем (МПУРС).
					15.2.12. Регулирующие клапаны уровня конденсата и сепарата в конденса- тосборниках и сепаратосборниках.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	15.2.13. Задвижки и вентили на байпасах регулирующих клапанов уровня сепарата и конденсата.
					15.2.14. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из КС-I в конденса- тор, деаэратор и ПВД-6.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	15.2.15. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из КС-II в деаэратор, ПВД-7 и расширительный бак.
					15.2.16. Задвижки на трубопроводах отвода сепарата в ПНД-4 и в РБ.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	15.2.17. Вентили на трубопроводах отсоса воздуха из конденсатосборников I и II ступеней СПП.
					15.2.18. Вентили на трубопроводе слива сепарата из разделителя ЦС.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	15.2.19. Вентили на сливе дренажа из поворотных камер корпусов СПП.
					Лист
					94
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

15.2.20. Вентили на линиях опорожнения оборудования и трубопроводов.

15.2.21. Контрольно-измерительные приборы.

15.3. Подготовка к работе

15.3.1. Перед началом набора вакуума сдренировать в приямок:

- 1) трубопроводы слива дренажа из поворотных камер СПП;
- 2) трубопроводы отвода сепарата из разделителей ПС, ЦС;
- 3) СС и трубопроводы слива сепарата;
- 4) КС-I ступени и трубопроводы слива конденсата;
- 5) КС-II ступени и трубопроводы слива конденсата.

После чего закрыть вентили на линиях опорожнения непосредственно перед набором вакуума.

15.3.2. Убедиться, что:

1) в работе находится «Вакуумная система» и давление в конденсаторах менее 23 кПа ($0,23 \text{ кгс/см}^2$) абс.

2) в работе находится «Конденсатная система» и давление конденсата в напорном коллекторе конденсатных насосов второго подъема более 1,8 МПа (18 кгс/см^2).

3) в работе находится система «Прогрев паропроводов свежего пара», открыты ГПЗ и давление пара за ГПЗ более 29 МПа (30 кгс/см^2).

4) закрыта арматура на линиях опорожнения оборудования и трубопроводов системы СПП.

5) система предсепарации подготовлена к работе согласно инструкции по эксплуатации изготовителя предсепарации.

15.3.3. Произвести проверку работы блокировок системы СПП имитацией или прямым действием по принятой на АЭС технологии.

Примечание. Действие блокировок уточняется в зависимости от степени автоматизации и выполнения схемы трубопроводов.

15.3.3.1. Имитацией или прямым действием проверить, что основная и байпасная задвижки на трубопроводе слива сепарата в РБ-9 автоматически открываются при поступлении одного из следующих сигналов:

- 1) нагрузка на турбине меньше 30 % от номинальной (давление пара за ЦВД меньше $2,5 \text{ кгс/см}^2$);
- 2) закрытии (неоткрытии) задвижки на сливе сепарата в ПНД-4;
- 3) отключении ПНД-4 или ПНД-3.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

15.3.3.2. Имитацией проверить, что задвижка на сливе КГП из КС-I СПП в конденсатор автоматически открывается при давлении пара в I отборе меньше 0,95 МПа (9,5 кгс/см²), открытии любого сервомотора регулирующих клапанов ЦВД и давлении в конденсаторах меньше 0,023 МПа (0,23 кгс/см²).

15.3.3.3. Имитацией проверить, что задвижка на сливе КГП из КС-I СПП в конденсатор автоматически закрывается при поступлении одного из следующих сигналов:

1) давлении в I отборе более 0,95 МПа (9,5 кгс/см²) после начала открытия задвижки на сливе из КС-I в деаэратор;

2) отключении турбины.

15.3.3.4. Имитацией проверить, что задвижка на сливе КГП из КС-I СПП в деаэратор открывается автоматически при поступлении одного из следующих сигналов:

1) давлении в I отборе более 0,95 МПа (9,5 кгс/см²) и менее 1,9 МПа (19 кгс/см²);

2) давлении в I отборе более 1,9 МПа (19 кгс/см²) и отключении ПВД группы А или Б.

15.3.3.5. Имитацией проверить, что задвижка на сливе КГП из КС-I СПП в деаэратор автоматически закрывается при поступлении одного из следующих сигналов:

1) давлении в I отборе меньше 0,9 МПа (9 кгс/см²);

2) отключении турбины.

15.3.3.6. Имитацией проверить, что задвижка на сливе КГП из КС-II СПП в деаэратор автоматически закрывается при отключении турбины.

15.4. Пуск и работа.

15.4.1. Убедиться, что закрыты:

1. Основные задвижки на паропроводах подвода свежего пара от блоков СРК ко II ступени СПП.

2. Задвижки на паропроводах свежего пара перед клапанами регуляторов температуры пара за СПП и регулирующие клапаны.

3. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из конденсатосборников I и II ступени СПП в ПВД-6 и ПВД-7 обеих групп.

4. Задвижки на сливе конденсата греющего пара из конденсатосборников I и II ступени СПП в деаэратор.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Б-52 РЭ					Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						96	

5. Задвижки на байпасах клапанов и сами клапаны регулирования уровня:

- 1) КГП в конденсатосборниках II ступени СПП;
- 2) КГП в конденсатосборниках I ступени СПП;
- 3) сепарата в сепаратосборниках СПП.

6. Задвижка на трубопроводе слива сепарата в ПНД-4.

7. Вентили на трубопроводах слива дренажа с днищ СПП в РБ-9.

15.4.2. Убедиться, что открыты задвижки:

- 1) на сливе сепарата из сепаратосборников в РБ-9;
- 2) на паропроводе греющего пара I отбора турбины к I ступени СПП;
- 3) на линии отвода влаги из ЦС в РБ-9;
- 4) на сливе дренажа с днищ СПП в конденсатор с момента начала набора вакуума.

Примечание к п. 4):

1. Слив дренажа с днищ СПП в конденсатор производить при уровне не более 900 мм над днищем конденсатора.

2. При уровне конденсата на днищах СПП более 100 мм по шкале уровнемера работа турбины под нагрузкой запрещается. В режимах набора вакуума и повышения частоты вращения уровень на днищах должен быть не более 500 мм.

15.4.3. Открыть задвижки:

- 1) на сливе конденсата греющего пара из КС-II в РБ-9;
- 2) на сливе конденсата греющего пара из КС-I в конденсатор.

15.4.4. Включить регуляторы уровня конденсата в КС-I и КС-II и подключить их к регулирующим клапанам.

Задвижки на байпасах регулирующих клапанов должны быть закрыты.

Использование байпасных линий допускается при неисправности регулирующих клапанов.

15.4.5. Включить регулятор уровня сепарата в СС СПП и подключить его к регулирующим клапанам.

15.4.6. Имитировать повышение уровня конденсата и сепарата при помощи импульсных линий датчиков уровня и убедиться, что регулирующие клапаны начинают открываться.

15.4.7. Привести в исходное состояние импульсные линии уровнемеров.

15.4.8. Убедиться, что открыты стопорные клапаны высокого давления турбины.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

15.4.9. Открыть задвижки на паропроводах подачи свежего пара ко II ступени СПП перед клапанами регулятора температуры пара.

15.4.10. Произвести автоматический или дистанционный прогрев СПП в соответствии с принятым на АЭС алгоритмом прогрева.

15.4.11. Произвести повышение температуры пара перед ЦНД воздействуя на регулирующие клапаны, в соответствии с графиками (рис. 1...4).

15.4.12. Запрещается дальнейшее повышение давления (температуры) греющего пара II ступени СПП при:

- 1) увеличении вибрации подшипников более 4,5 мм/с;
- 2) увеличении относительного расширения РНД-3 более 30 мм.

15.4.13. Процесс регулирования температуры пара за СПП заканчивается после полного открытия регулирующих клапанов на подводе греющего пара ко II ступени СПП.

15.4.14. Открыть задвижку на сливе КГП из КС-II СПП в деаэратор и закрыть задвижку на сливе КГП из КС-II в РБ-9 после повышения температуры греющего пара до 180°C.

15.4.15. Открыть (проверить открытие по блокировке) основных запорных задвижек на паропроводах греющего пара ко II ступени СПП при полном открытии регулирующих клапанов регуляторов температуры пара за СПП.

15.4.16. Закрыть (проверить закрытие по блокировке) задвижек на байпасе подачи пара на II ступень СПП после открытия основных задвижек на паропроводах греющего пара ко II ступени СПП.

15.4.17. Отключить регуляторы температуры пара за СПП и закрыть регулирующие клапаны.

15.4.18. Закрыть задвижки на линиях слива дренажа из поворотных камер корпусов (днищ) СПП в конденсатор после включения генератора в сеть и открыть вентили слива дренажа с днищ СПП в РБ-9.

15.4.19. Открыть задвижку на сливе конденсата из КС-I в деаэратор и одновременно закрыть задвижку слива в конденсатор при давлении греющего пара в I ступени СПП более 0,95 МПа (9,5 кгс/см²).

15.4.20. При давлении пара за ЦВД более 0,25 МПа (2,5 кгс/см²), т.е. мощности турбины более 30% от номинальной:

- 1) убедиться в автоматическом открытии задвижки слива сепарата в ПНД-4;
- 2) закрыть основную и байпасную задвижку слива сепарата в РБ-9.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

15.4.21. Перевести слив конденсата из КС-I и КС-II с деаэратора на ПВД при включенных в работу ПВД и нагрузке более $N = 700$ МВт.

15.5. Останов.

15.5.1. Отключить регуляторы температуры пара и закрыть регулирующие клапаны на подводе греющего пара ко II ступени СПП.

15.5.2. Закрыть задвижки перед клапанами и основные задвижки на подводе греющего пара ко II ступени СПП.

15.5.3. Убедиться, что по блокировкам автоматически произошло переключение слива конденсата греющего пара I, II ступени СПП и сепарата в конденсатор турбины, деаэратор и РБ-9, соответственно. При необходимости выполнить необходимые переключения вручную.

15.5.4. Отключить регуляторы уровня в КС-I, КС-II и сепаратосборниках от регулирующих клапанов.

15.5.5. Открыть задвижки и регулирующие клапаны на сливе конденсата греющего пара из КС-II в РБ-9 и открыть полностью регулирующие клапаны на сливе конденсата греющего пара из КС-I и СС в конденсатор и РБ соответственно.

15.5.6. Закрыть вышеназванные клапаны и задвижки на линиях слива конденсата и сепарата после снижения уровня конденсата в КС-I, КС-II и СС ниже минимального в регулировочном диапазоне.

15.6. Указания по эксплуатации.

15.6.1. Проверять регулярно уровень сепарата в сепаратосборниках и конденсата в конденсатосборниках I и II ступеней СПП.

В соответствии с требованием ЗИО работа СПП без поддержания уровней в КС-I и КС-II запрещается.

15.6.2. Производить 1 раз в неделю отвод неконденсирующихся газов из конденсатосборников I и II ступеней СПП в следующей последовательности:

15.6.2.1. Открыть вентиль на трубопроводе отвода воздуха из конденсатосборников I ступени СПП в расширительный бак.

15.6.2.2. Оставить открытым вентиль в течение 20 минут.

15.6.2.3. Закрыть вентиль на трубопроводе отвода воздуха из конденсатосборников I ступени СПП в расширительный бак.

15.6.2.4. Открыть вентиль на трубопроводе отвода воздуха из конденсатосборников второй ступени СПП в расширительный бак.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

15.6.2.5. Оставить открытым вентиль в течение 20 минут.

15.6.2.6. Закрыть вентиль на трубопроводе отвода воздуха из конденсаторных борников второй ступени СПП в расширительный бак.

15.6.3. Проверять правильность переключения по блокировкам задвижек на трубопроводах слива конденсата из конденсаторных борников первой и второй ступеней СПП и сепараторных борников при изменениях режима работы турбины.

15.6.4. Не допускать работу турбоустановки под нагрузкой с температурой пара перед ЦНД менее указанной на графике (см. рис. 7).

Вовремя приводить в соответствие температуру пара перед ЦНД и нагрузку турбины.

15.6.5. Выполнять операции по предотвращению стояночной коррозии наружных поверхностей оребренных труб СПП-1000 в соответствии с инструкцией, разрабатываемой заказчиком, например, путем вакуумной сушки, если планируется останов турбины продолжительностью более 24 часов.

15.6.6. После монтажа и ремонтов проверять соответствие длин рычагов и положений «Открыто» и «Закрыто» приводных механизмов и поворотных клапанов регулирования уровня.

15.6.7. Производить расхаживание регулирующих клапанов, которые отключены от регуляторов, не реже одного раза в сутки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Б-52 РЭ	Лист
						100
						Изм.

16. СИСТЕМА «ТУРБИНА»

16.1. Назначение

Система «Турбина» предназначена для проведения операций пуска, разворота, нагружения, поддержания основных технологических параметров (частота вращения, электрическая мощность, положение СМ РК, давления пара перед турбиной) на заданном оператором уровне или по заданному закону, разгружения, останова турбины и непрерывного контроля за тепловым и механическим состоянием турбины. Раздел содержит также указания по обслуживанию турбины во время работы и сведения о технологических параметрах и контрольных величинах.

16.2. Состав

16.2.1. Турбина.

16.2.2. Гидравлическая система регулирования (ГСР).

16.2.3. Программно-технический комплекс ЭГСР.

16.2.4. Электрогидравлические преобразователи.

16.2.5. Защитные устройства турбины.

16.2.6. Блоки стопорно-регулирующих клапанов.

16.2.7. Заслонки ЦНД.

16.2.8. Клапаны обратные и задвижки на отборах турбины.

16.2.9. Задвижки и трубопроводы системы дренажей турбины.

16.2.10. Система охлаждения выхлопных патрубков.

16.2.11. Два механизма токовой разгрузки.

16.2.12. Датчики электрогидравлической системы регулирования.

16.2.13. Контрольно-измерительные приборы.

16.3. Основные параметры

16.3.1. Турбина паровая конденсационная без регулируемых отборов пара, с сепарацией и однократным двухступенчатым промежуточным перегревом пара, номинальной мощностью 1114 МВт с частотой вращения ротора 25 с^{-1} (1500 об/мин).

16.3.2. Турбина рассчитана для работы при условиях и значениях основных параметров, приведенных в табл. 1.

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ				Лист
									101

Таблица 1.

Наименование параметра	Величина
1. Абсолютное давление свежего пара перед блоками СРК: МПа (кгс/см ²)	
номинальное	5,88 (60,0)
максимальное (при отключении турбины и закрытых клапанах)	7,85 (80)
2. Температура свежего пара перед блоками СРК, номинальная, °С	274,3
максимальная, при отключении турбины и закрытых клапанах	293,6
3. Степень влажности свежего пара перед блоками СРК, %	
номинальная	0,5
максимальная	1,0
4. Максимальный массовый расход свежего пара на турбину, включая массовый расход греющего пара на промежуточный перегрев, т/ч	6430
5. Потеря давления перегреваемого пара в сепараторе-пароперегревателе (СПП), %	3
6. Суммарная потеря давления в промежуточной системе ЦВД-СПП-ЦНД, %	7
7. Температура пара после СПП, °С	250
8. Абсолютное давление в деаэраторе МПа (кгс/см ²)	0,686 (7,0)
9. Температура питательной воды при включенных ПВД (номинальная)	220±5
при отключенных ПВД °С	165
10. Номинальное абсолютное давление пара у входа в конденсаторы при расчетной температуре охлаждающей воды 15°С и объемном расходе ее (на три конденсатора) 169800 м ³ /ч кПа (кгс/см ²)	3,92 (0,04)
11. Максимальная температура охлаждающей воды, при которой обеспечивается надежная работа турбины (со снижением мощности) °С	33

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						102

Наименование параметра	Величина
12. Массовый расход добавки химически обессоленной воды в цикл при температуре 30°C (в конденсаторы турбины) номинальный (~1,6%) допускаемый максимальный добавок	т/ч 100 250
13. Нерегулируемые отборы пара сверх отборов на регенерацию и приводные турбины питательных насосов: на трехступенчатый подогрев сетевой воды по графику (150/70) °C суммарной отопительной нагрузкой на технологические нужды станции при абсолютном давлении 1,14 МПа(11,6 кгс/см ²) в количестве	ГДж (Гкал-ч) 836,0 (200) т/ч 150
14. Массовый расход конденсата после конденсатных насосов второй ступени на уплотнение питательных насосов	т/ч 120

16.4 Подготовка к работе.

16.4.1. Убедиться, что в работе находятся системы согласно разделов 5...15 данного руководства.

16.4.2. Убедиться, что введены защиты, действующие на останов и снижение нагрузки турбины, согласно п. 7.7.

16.4.3. Проверить блокировку запорной задвижки на трубопроводе впрыска основного конденсата на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД.

16.4.3.1. Задвижка автоматически открывается при незакрытом положении любого сервомотора регулирующих клапанов ЦВД и при условиях, что нагрузка турбины меньше 20% от номинальной и температура металла выхлопных патрубков ЦНД более 60°C в любой точке замера.

16.4.3.2. Задвижка автоматически закрывается:

- 1) при нагрузке турбины больше 20% от номинальной;
- 2) при останове турбины, когда сервомоторы регулирующих клапанов закрыты и частота вращения ротора меньше 21,7 с⁻¹ (1300 об/мин).

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						103

16.4.4. Открыть задвижки на трубопроводах каскадного слива дренажей из трубопровода I-го отбора до КОСа в трубопровод II-го отбора до КОСа, из трубопровода II-го отбора до КОСа в трубопровод III-го отбора до КОСа, из трубопровода III отбора и нижних точек ресиверов ЦВД-СПП в коллектор дренажей III отбора.

Открыть задвижку на коллекторе дренажей III-го отбора в корпус РБ.

16.4.5. Открыть вентили на дренажных трубопроводах из ресиверов после СПП в V отбор.

16.4.6. Открыть вентили на дренажных трубопроводах из IV отбора до КОСа в V отбор, из V отбора до КОСа в VI отбор, из VI отбора в коллектор дренажей низкого давления.

16.4.7. Открыть (проверить открытие по блокировке) задвижку на дренаже из I-го отбора до КОСа в РБ.

16.4.8. При пуске турбины с отключенным ПНД-4 вентиль на сливе дренажа из IV до КОСа в V отбор держать постоянно открытым; при пуске турбины с отключенным ПНД-3 вентиль на сливе дренажа из V отбора до КОСа в VI отбор держать постоянно открытым.

16.5. Пуск и разворот турбины.

Технологические процессы разворота турбины до номинальной частоты вращения, синхронизация и нагружения выполняются ЭГСР в полуавтоматическом режиме, при котором команды оператора реализуются автоматически с заданным темпом до заданного уровня частоты или мощности.

16.5.1. Ввести в работу ЭГСР согласно разделу 17 и «Инструкции по эксплуатации электрогидравлической системы регулирования турбины К-1000-60/1500-2» завода изготовителя ЭЧСР.

16.5.2. Произведите операции в следующей последовательности:

16.5.2.1. Убедиться, что давление в конденсаторах меньше 23 кПа (0,23 кгс/см²).

16.5.2.2. Убедиться в том, что:

1) открыты вентили на дренажных трубопроводах паропроводов греющего пара СПП, за ГПЗ из блоков СРК в РБ не менее, чем за 30 минут до пуска турбины;

2) открыты вентили на трубопроводах дренажей свежего пара после СРК в I-й отбор;

Инт. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инт. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						104

3) открыты задвижки на трубопроводах дренажей свежего пара перед ГПЗ в конденсатор и расширитель высокого давления не менее, чем за 60 минут до пуска турбины. На пароохладитель установленный перед конденсатором, подводится охлаждающий конденсат, температура пара после охладителя не превышает 70 °С;

4) открыть отсосы от штоков СРК во II-й отбор;

5) открыть отсосы от штоков регулирующих заслонок в VI отбор.

16.5.2.3. Убедиться, что:

1) взведены золотники автомата безопасности;

2) поворотный золотник находится в среднем положении;

3) МУТ, МТР1 и МТР2 находятся в положении в соответствии с п. 7.4.1.8;

4) открыты все КОСы;

5) давление конденсата в общем коллекторе КЭНов второго подъема больше 2,0 МПа (20,5 кгс/см²);

6) давление конденсата перед задвижкой на подводе конденсата на охлаждение выхлопных патрубков более 1,4 МПа (14 кгс/см²);

7) давление пара в коллекторах уплотнений ЦНД и ЦВД находятся в следующих пределах: 10 кПа (0,1 кгс/см²) < P < 20 кПа (0,2 кгс/см²);

8) ротор вращается ВПУ;

9) ГПЗ открыты полностью и давление пара за ними более 2,9 МПа (30 кгс/см²);

10) давление масла в силовой линии высокого давления системы регулирования больше 3,8 МПа (39 кгс/см²);

12) давление масла в силовой линии пониженного давления системы регулирования больше 1,8 МПа (19 кгс/см²);

13) давление масла в системе смазки более 0,12 МПа (1,2 кгс/см²);

14) температура масла в системе смазки 35°С < t_м < 45°С;

15) уровень масла в демпферном маслобаке в норме (более 1400 мм от днища);

16) давление охлаждающей воды перед маслоохладителями не менее 0,45 МПа (4,5 кгс/см²);

17) тепломеханические параметры турбины находятся в допустимых пределах (см. табл. 4);

18) уровни в парогенераторах находятся в допустимых пределах;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 19) давление в конденсаторах не более 12 кПа (0,12 кгс/см²);
- 20) генератор готов к развороту согласно инструкции по его эксплуатации;
- 21) переключатели скорости открытия заслонок выбиты.

16.5.2.4. Ввести защитные устройства. Убедиться, что при этом открылись стопорные клапаны.

16.5.2.5. Убедиться, что уровень конденсата в конденсаторах ниже верхней границы зоны регулирования уровня в них.

16.5.2.6. Ввести в ЭГSR уставку «0» об/мин и убедиться, что открылись заслонки ЦНД.

При работе на ГСР открытие заслонок ЦНД производится воздействием на МУТ.

Примечание. До полного открытия заслонок НД дальнейшие операции запрещаются.

16.5.2.7. Развернуть с помощью ЭГSR турбину до частоты вращения ротора 25 с⁻¹ (1500 об/мин) и убедиться, что открылась автоматически задвижка впрыска конденсата на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД при нагрузке менее 20% от номинальной и температуре металла ЦНД более 60°C в любой точки замера.

Разворот осуществляется ЭГSR по одной из трех временных программ в зависимости от предтолчкового температурного состояния турбины в зоне паровпуска ЦВД (наружная поверхность верхней образующей стенки).

I программа – пуск из холодного состояния ($t_m \leq 80^\circ\text{C}$).

II программа – пуск из неостывшего состояния ($80^\circ\text{C} < t_m \leq 180^\circ\text{C}$).

III программа – пуск из горячего состояния ($t_m > 180^\circ\text{C}$).

Каждая программа состоит из четырех этапов:

1. Толчок турбины с выходом на частоту вращения ротора $10 \pm 0,4 \text{ с}^{-1}$ ($600 \pm 25 \text{ об/мин}$) с постоянным ускорением: $100 \pm 10 \text{ об/мин}^2$ для программ I, II и $150 \pm 10 \text{ об/мин}^2$ для программы III.

2. Выдержка на этой частоте вращения:

для программы I - $10 \pm 0,5 \text{ мин}$;

для программы II - $10 \pm 0,5 \text{ мин}$;

для программы III - $0 + 0,5 \text{ мин}$.

3. Переход на номинальную частоту вращения с постоянным ускорением $90 \pm 10 \text{ об/мин}^2$ для программ I, II и $150 \pm 10 \text{ об/мин}^2$ для программы III.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						106

4. Выдержка на номинальной частоте вращения $25 \pm 0,4 \text{ с}^{-1}$ ($1500 \pm 25 \text{ об/мин}^2$):

для программы I – $5 \pm 0,5 \text{ мин.}$;

для программы II – $3 \pm 0,5 \text{ мин.}$;

для программы III – $0 + 0,5 \text{ мин.}$

Процесс разворота заканчивается по истечении времени выдержки ротора на номинальной частоте вращения, при этом формируется сигнал «Разворот завершен» и высвечивается на средствах представления информации оператору.

Разворот турбины в неавтоматическом режиме при работе ЭГSR выполняется при помощи ключа «Управление ЭГSR», при работе ГСР – при помощи ключа управления МУТ по графикам приведенным на рис.1...4.

При этом ключ «Выбор режима» должен находиться в положении «ГСР».

16.5.2.8. Контролировать в процессе повышения частоты вращения ротора параметры тепломеханического состояния турбины, приведенные в табл. 4, параметры пара и вакуум.

Величины указанных параметров не должны превышать предельных величин (по абсолютной величине).

16.5.2.9. Произвести снижение частоты вращения ротора до 10 с^{-1} (600 об/мин), если в процессе повышения частоты вращения будут прослушиваться задевания в проточной части турбины или произойдет повышение вибрации опор подшипников выше допустимой величины. Остановить турбину и включить ВПУ, если при работе турбины в течение 15 мин с частотой вращения 10 с^{-1} (600 об/мин) задевания в проточной части турбины не исчезнут, а вибрация подшипников не уменьшится.

16.5.2.10. Производить повторное повышение частоты вращения ротора до 25 с^{-1} (1500 об/мин) только лишь при отсутствии задеваний в проточной части турбины и снижении вибрации опор подшипников ниже 4,5 мм/с.

16.5.2.11. При отключении любого ГЦН в процессе разворота или холостого хода турбина должна быть остановлена. Последующий пуск разрешается после закрытия соответствующего БЗОКа и продувки главных паропроводов через дренажи в течение 30 мин. Запрещается подключение остановленного ГЦН или открытие закрытого БЗОКа в процессе разворота или холостого хода турбины.

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ				Лист
									107

16.5.2.12. Проверить работу турбины на холостом ходу и убедиться, что величины параметров: тепломеханического состояния, свежего пара, пара перед ЦНД и вакуум находятся в допустимых пределах.

16.5.2.13. При длительной работе на холостом ходу (электрических испытаниях генератора) температура пара за СПП должна быть поднята до номинальной ($t = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$).

16.5.2.14. Синхронизировать генератор и включить его в сеть.

Синхронизация генератора при работе ЭГSR производится оператором при воздействии на ключ синхронизации, расположенный на пульте генератора.

При работе ГСР синхронизация производится оператором воздействием на ключ управления МУТ.

16.6. Нагружение и разгружение турбины

16.6.1. Произвести нагружение турбины до величины установочной мощности.

16.6.1.1. Установочная мощность при пусках из холодного и неостывшего состояний составляет 100 МВт и набирается со скоростью 20 МВт/мин.

16.6.1.2. Установочная мощность при пуске из горячего состояния составляет 350 МВт и набирается со скоростью 70 МВт/мин.

16.6.2. При работе ЭГSR установочная мощность турбины набирается автоматически после включения генератора в сеть.

16.6.3. Дальнейшее нагружение турбины производить в соответствии с графиками нагружения в зависимости от начального теплового состояния турбины (графики 1...4).

Заданная оператором с операторской станции текущая мощность набирается автоматически в темпе, который должен быть выбран оператором с операторской станции после достижения установочной мощности при этом контролировать, что разность температур по ширине фланца наружного корпуса ЦВД не превышает $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ (наружная поверхность холоднее).

16.6.4. Нагружение турбины в неавтоматическом режиме производится оператором с помощью ключа «Управление ЭГSR» в следующем порядке:

1) на первом этапе после включения генератора в сеть набирается установочная мощность согласно п. 16.6.1;

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						108

2) на втором этапе после набора установочной мощности дальнейшее нагружение производится в соответствии с графиками нагружения в зависимости от начального теплового состояния турбины (графики 1...4).

При нагружении турбины определяющим является допустимая разность температур по ширине фланца наружного корпуса ЦВД в зоне паровпуска, которая не должна превышать +70°C (наружная поверхность холоднее).

В связи с ограниченной скоростью нагружения реакторной установки для реализации нагружения турбины в соответствии с графиками пуска, а также для предотвращения скопления влаги в паропроводах свежего пара до ГПЗ необходимо до толчка турбины обеспечить работу ЯППУ с мощностью порядка 30% со сбросом пара через БРУ-К.

Необходимо также обеспечить одновременное открытие обоих клапанов БРУ-СН или нерегулируемый пропуск через тот клапан, который открывается позже

16.6.5. Закрыть (проверить закрытие по блокировке) задвижку на дренаже из I-го отбора до КОСа в РБ при повышении давления в III отборе 0,2 МПа (2,0 кгс/см²). Закрыть задвижки на трубопроводе дренажа свежего пара в конденсатор.

16.6.6. Закрыть (проверить закрытие по блокировке) задвижку на конденсаторопроводе охлаждение выхлопных патрубков ЦНД при нагрузке турбины более 20% от номинальной.

16.6.7. Открыть задвижку на коллекторе дренажей III-го отбора в корпус ПНД-4 и закрыть задвижку на коллекторе дренажей III-го отбора в РБ при повышении давления в III отборе до 0,6 МПа (6,0 кгс/см²).

16.6.8. При повышении давлении пара в III отборе до 0,75 МПа (7,5 кгс/см²) включить подачу пара от СПП и ПТН и отключить подачу пара от постороннего источника. Переход на питание ПТН паром от СПП выполнить по инструкции, разработанной заказчиком. Перед подачей пара от СПП произвести дренирование паропроводов до и после запорной арматуры.

16.6.9. При повышении давления пара в III отборе турбины до 0,8 МПа (8,0 кгс/см²) включить подачу пара к коллектору собственных нужд и деаэратору. Переход на питание паром от БРУ-СН на пар III-го отбора выполнить по инструкции, разработанной заказчиком. Перед подачей пара от турбины произвести дренирование паропроводов до и после запорной арматуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Б-52 РЭ					Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						109	

Подключение III-го отбора к КСН осуществлять, когда давление в нем равно или ниже давления в КСН.

Перед переходом на питание КСН от III-го отбора открыть байпасную задвижку основной задвижки на III отборе. Открыть основную задвижку и после ее открытия закрыть байпасную задвижку.

16.6.10. Включить подачу пара к бойлерной установке по инструкции, разработанной заказчиком. Перед подачей пара к бойлерам от турбины произвести дренирование паропроводов до и после запорной арматуры.

16.6.11. Одновременно с нагружением турбины производить прикрытие БРУ-К, работающего в режиме поддержания заданного давления свежего пара.

Режим поддержания заданного давления необходим для стабилизации тепловой мощности реактора на первоначальном уровне.

16.6.12. Закрыть вентили дренажей паропроводов свежего пара после блоков СРК, из ресерверов из СПП, из IV отбора в V отбор, из V отбора в VI отбор, из VI отбора в коллектор дренажей низкого давления при нагрузке 300 МВт.

16.6.13. Продолжительность пуска и нагружения турбины до номинальной нагрузки:

- из холодного состояния – 3,5 часа;
- после простоя $8 \div 12$ часов – 1 час;
- после простоя $24 \div 30$ часов – 2 часа.

16.6.14. Разгрузка турбины производить в следующем порядке:

1. При работе турбины в автоматическом или полуавтоматическом режиме ее разгрузка производится путем задания оператором на пульте ЭГСР мощности менее текущей. При работе турбины в неавтоматическом режиме – воздействием оператора на ключ «Управления ЭГСР».

2. При разгрузке турбины определяющим является допустимая разность температур по ширине фланца наружного корпуса ЦВД в зоне паровпуска, которая не должна превышать – 30 °С (наружная поверхность горячее). Ориентируясь на эту величину, оператор должен производить разгрузку в неавтоматическом режиме, руководствуясь графиком (рис. 5) разгрузки при останове без расхолаживания турбины. Знак перед величиной разности температур по ширине фланца соответствует:

(+) – нагружение; (-) – разгрузка.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3. Убедиться, что при снижении давления в III отборе до 0,8 МПа (8,0 кгс/см²) автоматически открывается БРУ-СН, с началом открытия БРУ-СН закрываются основная и байпасная задвижки на подводе пара к коллектору СН от III отбора турбины.

4. Убедиться, что при понижении давления в трубопроводе отбора пара от СПП к ПТН до 0,75 МПа (7,5 кгс/см²) включается подача пара от постороннего источника. С началом его включения закрывается задвижка на трубопроводе подвода пара из СПП к ПТН.

5. Открыть задвижку на сливе из коллектора дренажей III-го отбора в РБ при понижении давления в III отборе до 0,6 МПа (6,0 кгс/см²) и закрыть задвижку на сливе из коллектора дренажей III отбора в ПНД-4.

Открыть (проверить открытие по блокировке) задвижку на дренаже из I-го отбора до КОСа в РБ при понижении давления в III отборе до 0,3 МПа (3,0 кгс/см²).

6. Закрыть задвижки на отборах пара к бойлерной установке и другим сторонним потребителям пара при снижении давления в III отборе до установленной величины по инструкции, разработанной заказчиком.

7. Убедиться, что при понижении нагрузки турбины ниже 20% от номинальной и температуре металла выхлопных патрубков более 60°C в любой точке замера автоматически открывается задвижка на трубопроводе подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД.

16.6.15. Запрет на изменение текущей нагрузки налагается автоматически или оператором при:

1) достижении предельной допустимой измеряемой разности температур по ширине фланца наружного корпуса ЦВД более (+ 80°C) при нагружении и менее (- 40°C) при разгрузении;

2) достижении предельных значений относительных перемещений роторов;

3) превышении допустимой величины вибрации подшипников 4,5 мм/с или разности температур между верхом и низом ЦВД по контролируемым сечениям более ± 50°C;

4) повышении давления в контролируемых отборах турбины более приведенных в табл. 2;

5) превышении предельных величин контролируемых параметров тепломеханического состояния турбины, приведенных в табл. 4.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

16.6.16. Разгрузка турбины производится в зависимости от необходимости: без расхолаживания или с расхолаживанием.

Разгрузка турбины без расхолаживания производить в соответствии с п. 16.6.14.

16.6.17. Разгрузка турбины с расхолаживанием производить согласно требований п. 16.6.14 в следующем порядке:

1. Разгрузить турбину до $60 \div 100$ МВт и произвести выдержку на этой нагрузке до стабилизации температуры металла ЦВД, но не более 1 часа, руководствуясь графиком на рис. 6.

2. Вывести из работы блокировки:

1) на закрытие байпасов ГПЗ при открытых ГПЗ;

2) по снятию питания с катушки выбивания электромагнитов защитных устройств при закрытых любых двух ГПЗ.

3. Открыть задвижки и регулирующие клапаны байпасов ГПЗ.

4. Медленно, ступенями, закрыть ГПЗ, после чего открыть СРК полностью.

5. Прикрыть байпасы ГПЗ до появления отрицательной электрической нагрузки на генераторе, после чего отключить генератор от сети.

6. Поддерживать с помощью байпасов ГПЗ вращение ротора с частотой $25 \pm 0,4 \text{ с}^{-1}$ (1500 ± 25 об/мин) в течение 40 мин.

7. Закрыть байпасы ГПЗ.

8. После останова турбины ввести блокировку на снятие электропитания с катушки выбивания электромагнитов защитных устройств при закрытии двух ГПЗ.

16.7. Останов турбины.

16.7.1. Останов турбины произвести в следующем порядке:

1. Убедиться, что турбина полностью разгружена и находится на холостом ходу (согласно п. 16.6.14 либо п. 16.6.17 в зависимости от необходимости).

2. Проверить открытие дренажных вентилей турбины, указанных в п. 16.4.4...16.4.7, а также открытие арматуры по п. 16.6.14 перечисления 3)...7).

3. Выбить защитные устройства и убедиться, что:

1) закрылись стопорные и регулирующие клапаны;

2) закрылись заслонки ЦНД;

3) закрылись ГПЗ, запорные вентили и регулирующие клапаны их байпасов;

4) закрылась арматура на подводе греющего пара ко II ступени СПП;

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ				Лист 112

- 5) закрылись обратные клапаны отборов (КОСы);
- 6) отключился генератор от сети с выдержкой времени не более 2-х минут;
- 7) закрыты задвижки на отборах греющего пара к деаэратору, ПТН, бойлерной установке, коллектору собственных нужд и ко всем сторонним потребителям пара от турбоустановки и на сливе конденсата из КС-I и КС-II СПП в деаэратор.

4. Проконтролировать работу систем в соответствии с отключенным состоянием турбины.

5. Закрыть дренажные вентили турбины.

6. Закрыть задвижку на линии впрыска конденсата в выхлопные патрубки ЦНД для их охлаждения при температуре металла выхлопных патрубков менее 45°C.

7. Проверить, что после отключения генератора от сети выбились переключатели скорости открытия заслонок ЦНД.

8. Проверить выполнение автоматического переключения арматуры на дренажах III отбора к коллектору собственных нужд и паропровода после СПП к ПТН, при необходимости выполнить их переключения вручную.

16.8. Указания по эксплуатации

16.8.1. Параметры пара

Допускается длительная работа турбины при следующих отклонениях (в любых сочетаниях) параметров пара от номинальных с соответствующим изменением мощности турбины и удельных расходов тепла:

- 1) начального давления пара от 5,29 МПа (54 кгс/см²) до 6,07 МПа (62 кгс/см²) абс.;
- 2) начальной влажности пара от 0 до 1%;
- 3) температуры пара после промперегрева от 245° до 255°C;
- 4) при повышении температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор до 33°C при номинальном массовом расходе охлаждающей воды, при давлении в конденсаторах не более 7,84 кПа (0,08 кгс/см²) абс. и электрической нагрузке не менее 600 МВт.

Для станций, где температура охлаждающей воды в летний период будет достигать 35°C, допускается эксплуатация турбины при номинальном массовом расходе охлаждающей воды, давлении в конденсаторах не более 11,77 кПа (0,12 кгс/см²) абс. и электрической нагрузке не менее 800 МВт.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В случае, если параметры пара выходят за пределы, указанные выше, должны быть приняты меры к приведению их в соответствие с заданными.

Если это не удастся выполнить в течение 15 мин, турбина должна быть остановлена или разгружена.

16.8.2. При отключении генератора от сети с переводом турбины на режим холостого хода либо нагрузки собственных нужд допускается работа турбины с повышенным давлением пара перед стопорными клапанами до 7,84 МПа (80 кгс/см²) абс. По истечении 5 минут давление пара должно быть приведено к номинальному.

16.8.3. Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью (с соответствующим изменением расхода свежего пара и удельного расхода тепла) при одновременном повышении параметров свежего пара перед стопорными клапанами турбины до 6,17 МПа (63 кгс/см²) абс. и температуры промежуточного перегрева пара до 255,0°C, но при соблюдении условий, указанных в п. 16.8.1.

16.8.4. Допускается длительная эксплуатация турбины при скользящем давлении свежего пара. Диапазон изменения давления определяется после проведения соответствующих испытаний на электростанции.

16.8.5. Допускается длительная работа турбины при минимальной нагрузке 300 МВт при номинальных начальных и конечных параметрах пара и температуры промперегрева, с отклонениями по п. 16.8.1.

Допускается кратковременная работа турбины с нагрузкой около 60 МВт (нагрузка собственных нужд) при абсолютном давлении в конденсаторе не более 6,8 кПа (0,07 кгс/см²) в течение одного часа. По истечении этого времени турбина должна быть нагружена либо остановлена.

16.8.6. Допускается длительная работа турбины с номинальными параметрами свежего пара и пара после СПП, номинальной температурой и расходом охлаждающей воды конденсаторов со следующими изменениями в схеме регенерации:

1. При отключении одной или обеих групп ПВД, а также отключении при этом ПНД-3 или ПНД-4.

При отключении обеих групп ПВД и сохранении в работе ПНД-4 необходимо открывать на 60% задвижку на байпасе ПНД-4 по основному конденсату для предотвращения «запаривания» деаэратора, так как в этом режиме в деаэратор поступает конденсат греющего пара I и II ступени СПП.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

При одновременном отключении всех ПВД допускается длительная эксплуатация турбоагрегата с мощностью не более 1030 МВт.

2. Допустимая нагрузка турбины при одновременном отключении ПНД-3 и ПНД-4, определяется условиями работы деаэрационной установки при питании «холодным» конденсатом.

16.8.6.3. Эксплуатация турбины без ПНД-1 и ПНД-2 не допускается.

16.8.7. Во всех режимах эксплуатации максимальные значения давлений по ступеням турбины должны выдерживаться в соответствии с требованиями, приведенными в табл. 2.

Таблица 2.

Наименование параметра		Единица измерения	Величины		
Нагрузка		%	100	80	60
Массовый расход пара через стопорные клапаны		т/час	6154,2	4306,2	3020,7
Мощность турбины		МВт	1104,7	800,7	600,6
I			2,98 (30,4)	2,15(21,91)	1,57 (15,99)
II			1,92 (19,64)	1,4 (14,26)	1,05 (10,70)
Давление в отборах	III	МПа (кгс/см ²) абс.	1,2 (12,26)	0,89 (9,04)	0,7 (7,10)
	IV		0,63 (6,5)	0,47 (4,81)	0,37 (3,81)
	V		0,34 (3,47)	0,25 (2,57)	0,2 (2,05)
	VI	кПа (кгс/см ²) абс.	92,6 (0,945)	68,4(0,698)	54,1 (0,553)
	VII	кПа (кгс/см ²) абс.	24,8 (0,253)	18,4(0,188)	14,8 (0,151)
Давление пара за СРК		МПа (кгс/см ²) абс.	5,7 (58,2)	4,04(41,27)	2,87 (29,33)

Примечания к таблице 2:

1. Давление III отбора соответствует давлению за ЦВД.

2. Давление свежего пара перед стопорными клапанами:

2.1. Длительно допустимое максимальное – 6,07 МПа (62 кгс/см²) абс.

2.2. Допустимое кратковременное при отключении турбины – 7,74 МПа (79 кгс/см²) абс.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3. Значения давления при расходах пара, мощностях турбины, не приведенных в таблице, определяются путем интерполирования.

4. Мощность турбины указана при номинальном давлении свежего пара, номинальной температуре пара перед ЦНД, расчетном вакууме, номинальных температуре и расходе охлаждающей воды конденсаторов, полностью работающей схеме регенерации и отсутствии отборов сверх регенерации и подпитки конденсаторов хим. обессоленной водой.

5. Работа турбины с давлениями по ступеням, более приведенных в таблице, не допускается.

16.8.8. Работа турбины с отключением греющего пара I-й или II-й ступеней СПП, а также с пониженной температурой пара за СПП из-за наличия неотглушенных поврежденных кассет первой или второй ступени запрещается. При снижении температуры пара за СПП по сравнению с номинальным значением (250°C) из-за уменьшения поверхности нагрева вследствие отглушения части кассет СПП нагрузка турбины должна быть снижена до нагрузки, определяемой по графику зависимости минимально допустимой температуры пара перед ЦНД от нагрузки турбины (см. рис. 7).

Развертка температуры за СПП не должна превышать 10°C .

16.8.9. После полного сброса нагрузки и при пусках турбины из различного теплового состояния допускается работа турбины на холостом ходу в течение 40 мин.

Разрешается работа турбины на холостом ходу в течение 60 мин для проверки системы регулирования и защит в сроки, оговоренные в разделах 7 и 8, а также при останове турбины с расхолаживанием.

При первом пуске турбины после монтажа или после капремонта в случае технологической необходимости допускается один раз работа турбины на холостом ходу в течение 20 часов.

Во всех случаях работы турбины на холостом ходу абсолютное давление пара в конденсаторах должно быть не более 6,8 кПа ($0,07 \text{ кгс/см}^2$).

Пуск турбины и открытие сбросов пара (дренажи главных паропроводов, БРУ-К и др.) и горячей воды (60°C) в конденсаторы и РБ турбины разрешается при давлении в них не более 23,0 кПа ($0,23 \text{ кгс/см}^2$).

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В конце выдержки на частоте $10 \pm 0,4 \text{ с}^{-1}$ (600 ± 25 об/мин) при дальнейшем повышении частоты вращения, работе на холостом ходу и включении генератора в сеть, давление в конденсаторах должно быть не более 6,8 кПа (0,07 кгс/см²).

16.8.10. При работе турбины с нагрузками между холостым ходом и номинальной, давление пара в конденсаторах не должно превышать промежуточных значений, пропорциональных нагрузке, между 6,80 кПа (0,07 кгс/см²) на холостом ходу и 12,0 кПа (0,12 кгс/см²) на номинальной нагрузке.

16.8.11. При постоянном, в процессе эксплуатации турбоустановки, повышении давления в конденсаторах персонал электростанции должен своевременно выполнить мероприятия по восстановлению давления до уровня, близкого нормативному значению, путем:

- 1) обеспечения конденсаторов номинальным расходом охлаждающей воды;
- 2) восстановления нормальной воздушной плотности;
- 3) наладки работы вакуумной системы.

16.8.12. В случаях внезапного повышения давления в конденсаторах до уровня срабатывания предупредительной сигнализации, но ниже уставки срабатывания защиты (например, при потере воздушной плотности, срыве сифонов, ошибочных переключениях и т.д.) эксплуатационный персонал обязан немедленно принять меры по восстановлению нормального давления в конденсаторах или остановить турбину, если в течение 15 мин после появления сигнала о повышении давления оно не будет понижено менее уставки срабатывания предупредительной сигнализации 13,0 кПа (0,13 кгс/см²).

16.8.13. Не допускается эксплуатация турбины с выведенной из работы автоматической защитой по повышению давления в конденсаторах на этапах выхода на холостой ход, работе на холостом ходу и под нагрузкой.

16.8.14. При плановых остановках турбины ухудшение и срыв вакуума для изменения относительных расширений роторов и сокращения времени выбега ротора не допускается.

16.8.15. При аварийных остановках турбины срыв вакуума производится в случаях, оговоренных в разделе 20 «Противоаварийные указания» и в подразделе 7.7. «Ввод в работу и проверка защит турбины».

16.8.16. При отключении одного из циркуляционных насосов разрешается работа турбины с нагрузкой не более 65% номинальной.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						117

Работа турбины с отключенными 2-мя циркуляционными насосами не допускается.

16.8.17. Значения критических частот вращения (расчетные) валопровода турбины с генератором типа ТВВ-1000-4 УЗ с учетом податливости опор 4 мкм/тс и смазочного слоя подшипников приведены в табл. 3.

Таблица 3

Определяемая величина	Направление	Ед. измерения	Тон колебаний					
			n ₁	n ₂	n ₃	n ₄	n ₅	n ₆
		Расчетные						
Критическая частота вращения валопровода	Горизонтальное	об/мин	790	850	880	1000	1200	2000
	Вертикальное	об/мин	1000	1240	1250	1260	2000	-
		Фактические						
	Горизонтальное							
	Вертикальное							
	Вертикальное							

Расчетные критические частоты вращения валопровода уточняются при применении других типов генератора.

При проведении пуско-наладочных работ и во время первых пусков турбины определяются фактические податливости опор и частоты тонов колебаний системы роторов. Данные о них заносятся в табл. 3.

16.8.19. Запрещается работа турбины на критических частотах вращения валопровода; при повышении или понижении частоты вращения их следует проходить с ускорением $0,025 \pm 0,003 \text{ с}^{-2}$ ($90 \pm 10 \text{ об/мин}^2$).

16.8.20. Во всех режимах работы турбины (повышение частоты вращения, повышение нагрузки, во время работы на стационарной нагрузке, при разгрузке и останове) вибрация опор подшипников не должна превышать 4,5 мм/с, по любой из 3-х составляющих (вертикальная, поперечная, осевая).

Запрещается работа турбины более 7 суток при повышении любой из составляющих более 7,1 мм/с. В этом случае турбина должна быть разгружена до

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

из горячего и неостывшего состояний – 1200.

В год допускается не более 50 пусков из любого состояния.

16.8.24. Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора с оборотов холостого хода при номинальном вакууме и номинальной температуре масла в системе смазки перед подшипниками, а также при останове со срывом вакуума одновременным открытием задвижки и импульсных клапанов срыва вакуума.

Расчетные кривые выбегов приведены на рис. 8, 9.

Длительность выбега должна проверяться при всех остановах турбины.

При уменьшении или увеличении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины ее отклонения.

16.8.25. При останове турбины производить проворачивание роторов валоповоротным устройством до снижения температуры металла наружного корпуса ЦВД в зоне паровпуска ниже 150°C при включенной системе гидроподъема роторов и маслосистеме.

В процессе остывания турбины после останова ВПУ производить включение гидроподъема при увеличении осевого сдвига ротора в сторону генератора до уставки предупредительной сигнализации.

16.8.26. Допускается производить периодическое проворачивание роторов на 180° через каждые 30 мин при температуре металла наружного корпуса ЦВД в зоне паровпуска менее 150°C.

16.8.27. Непрерывную подачу масла на охлаждение подшипников производить до снижения температуры металла наружного корпуса ЦВД в зоне паровпуска менее 150°C.

При достижении этой же температуры разрешается снятие изоляции, разбалчивание горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД.

16.8.28. В процессе остывания турбины два раза в смену производить запись показаний температур металла, относительных расширений и осевого сдвига роторов и расширений корпусов турбины.

16.8.29. В случае необходимости проведения срочных работ после останова турбины, связанных с остановом валоповоротного устройства или кратковременным прекращением подачи масла, соблюдать следующие условия:

1) допускается останов ВПУ, системы гидроподъема роторов и прекращение подачи масла на время не более 5 мин;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2) в период останова роторов должен осуществляться контроль их прогибов с помощью индикаторов, установленных у опор на свободных участках роторов; прогиб не должен превышать 0,05 мм;

3) по истечении времени останова включить подачу масла, систему гидроподъема роторов и ВПУ и повернуть ротора на 180°С, отключить ВПУ и гидроподъем и выдержать ротора в этом положении до исчезновения прогиба, затем включить гидроподъем и ВПУ для непрерывной работы;

4) при работе ВПУ контролировать прогиб ротора ВД по штатному прибору, его величина не должна превышать 0,05 мм.

16.8.30. Если перед пуском турбины из любого теплового состояния отмечалось хотя бы кратковременное отключение ВПУ и остановка роторов, необходимо тщательно контролировать их прогиб (см. п. 16.8.29).

Пуск турбины разрешается при величине прогиба менее 0,05 мм.

16.8.31. При выводе турбины в длительный резерв (более 24 часов, уточняется в процессе эксплуатации турбины) должны быть приняты меры по ее консервации в соответствии с действующими руководящими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования. Инструкция по консервации разрабатывается заказчиком.

Консервация может производиться подачей осушенного подогретого воздуха в количестве 8000 – 10000 м³/ч через люки СПП в проточную часть турбины, трубопроводы и вспомогательное оборудование.

16.8.32. На всех режимах работы турбины не допускается превышение предельных величин контрольных параметров тепломеханического состояния турбины (см. табл. 4).

Инв. № подл.	Подп. и дата				Б-52 РЭ	Лист
	Инв. № дубл.					121
	Взам. инв. №.					
	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

**Предельные величины контрольных параметров
тепломеханического состояния турбины**

Таблица 4

Наименование параметра	Величина	Допустимое отклонение	Примечание
1	2	3	4
1. Осевой сдвиг роторов, мм в сторону генератора в сторону регулятора	+ 0,6 - 1,4	$\pm 0,18$ $\pm 0,18$	Предупредительная сигнализация. Предупредительная сигнализация.
2. Относительные расширения роторов, мм высокого давления низкого давления ЦНД-3	+ 3,5 - 3,0 + 38 - 4,0	$\pm 0,6$ $\pm 0,6$ $\pm 2,4$ $\pm 2,4$	Аварийная сигнализация. Аварийная сигнализация.
3. Прогиб ротора ВД, мм	0,05		Прибор используется для замера прогиба при вращении роторов ВПУ. Допустимое отклонение уточняется при наладке.
4. Разность температур металла верхней и нижней образующих ЦВД в трех сечениях (паровпуск и два выхлопа), °C	± 50	± 5	
5. Разность температур по ширине фланца паровпуска ЦВД при нагружении, °C	+ 80	± 3	
6. Разность температур по ширине фланца паровпуска ЦВД при разгрузении, °C	- 40	± 3	
7. Температура металла выхлопного патрубка ЦНД, °C	75	$\pm 1,5$	
8. Разность температур наружной поверхности фланца ЦВД с правой, левой стороны, °C	25	± 3	
9. Разность температур между левой и правой сторонами выхлопного патрубка ЦНД, °C	30	± 3	

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ		Лист
							122

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Величина	Допости- мое от- клонение	Примечание
1	2	3	4
10. Температура баббита под- шипников, °С	100	± 1,5	
11. Температура масла на сливе из подшипников, °С	75	± 1,5	
12. Температура масла перед подшипниками, °С минимальная перед началом повышения частоты вращения минимальная при частоте вра- щения 1500 об/мин максимальная при частоте вра- щения 1500 об/мин	35 40 45	± 1,5 ± 1,5 ± 1,5	
13. Давление масла в системе смазки на уровне оси турбины, МПа (кгс/см ²)	0,05 (0,5) 0,088 (0,9)		Срабатывание защиты Предупредительная сигнали- зация
14. Скорость прогрева металла главных паропроводов, °С/мин	10		
15. Скорость прогрева металла блоков СРК, °С/мин	3,0		
16. Вибрация опор подшипни- ков турбоагрегата, мм/с	11,2		Аварийная сигнализация
17. Внезапное повышение виб- рации одного или нескольких подшипников, мм/с	1,0		Аварийная сигнализация
18. Максимальное пиковое зна- чение размаха относительного виброперемещения шеек вало- провода на рабочей частоте вращения в любых установив- шихся режимах эксплуатации, мкм	200		
19. Абсолютное давление в конденсаторах, кПа (кгс/см ²)	13,0 (0,13)		Предупредительная сигнали- зация.
	23 (0,23)		Срабатывание защиты
20. Частота вращения ротора, Гц (об/мин)	28 (1680)	± 0,17 ±(10)	Останов турбины. Аварийная сигнализация

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Величина	Допустимое отклонение	Примечание
1	2	3	4
21. Понижение давления пара перед ГПЗ, МПа (кгс/см ²)	2,9 (30)		Аварийная сигнализация
22. Повышение давления пара на выхлопе ЦВД в длительном режиме, МПа (кгс/см ²) абс	1,37 (14)		Срабатывание защиты. Аварийная сигнализация.
23. Понижение давления масла в импульсной линии импеллера, МПа (кгс/см ²) абс.	0,8 (8,0)		Предупредительная сигнализация.
	0,725 (7,25)		Срабатывание защиты. Аварийная сигнализация.
24. Минимальное давление масла в силовой линии системы регулирования при работе с частотой вращения 1500 об/мин ± 25 об/мин высокого давления МПа (кгс/см ²) абс. пониженного давления МПа (кгс/см ²) абс.	1,6 (16) 1,1 (11)		Срабатывание защиты. Аварийная сигнализация.
25. Перепад на сетке главного маслобака (ГМБ), максимальный, мм	150	± 20	Предупредительная сигнализация.
26. Уровень масла в ГМБ низкий мм	От 1450 до 1350 мм крышки маслобака От отметки "Аварийный" до "0" по шкале уровнемера		Предупредительная сигнализация.
27. Уровень масла в ГМБ аварийный	1450 мм от крышки маслобака. "Аварийный" по шкале уровнемера.		Аварийная сигнализация.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						124

17. ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ (ЭГСР)

17.1 Регламент обслуживания системы регулирования и защиты в процессе эксплуатации определяется документом РД ЭО 0348-02 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций, прежде всего, разделом 12.3 «Паротурбинные установки» и «Руководством по эксплуатации турбины ОАО «Турбоатом».

Основной системой регулирования является ЭГСР, работа с отключенной ЭГСР должна рассматриваться как работа с неисправностью системы регулирования, в связи с этим:

- работа с отключенной ЭГСР допускается как работа с неисправностью системы регулирования в соответствии с п. 12.3.30 (РД ЭО 0348-02), т.е. разгрузка и останов турбины для устранения неисправности выполняется в период, определяемый главным инженером электростанции;

- поскольку ЭГСР, по существу, является одной из основных защит, действующих на останов турбины, в соответствии с п. 12.3.24 (РД ЭО 0348-02) пуск турбины с отключенной ЭГСР **запрещается**.

17.2 Органы управления ЭГСР

17.2.1 На панели БЩУ располагаются ключи управления:

- 1) ключ «Выбор режима» («ЭГСР – ГСР»);
- 2) ключ «Управление ЭГСР» для ручного управления положением регулирующих клапанов на остановленной турбине («Опробование РК»), на холостом ходу и при работе под нагрузкой на 3 положения: «Б» («Прибавить»), нейтраль, «М» («Убавить»)

- 3) ключ выбора управляемого МТР на три положения: МТР1, нейтраль, МТР2.

- 4) ключ управления МТР на три положения: «Б», нейтраль, «М»;

- 5) ключ управления МУТ на три положения: «Б», нейтраль, «М»;

17.2.2 На панели управления генератором расположен ключ управления частотой вращения турбины при синхронизации.

17.2.3 Управление турбиной с помощью ЭГСР выполняется с экрана монитора операторской станции следующими органами управления:

17.2.3.1 Управления разворотом: «исходное», «0», «600», «1500»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист
										125
					Б-52 РЭ					
					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

- Воздействие на кнопку «исходное» обеспечивает перевод турбины в «исходное» состояние, характеризующееся закрытием регулирующих клапанов и заслонок НД. Индикация «исходное» свидетельствует о закрытом состоянии регулирующих клапанов и заслонок НД.

- Воздействие на кнопку «0» приводит к открытию заслонок НД при закрытых регулирующих клапанах. Индикация «0» свидетельствует о закрытом состоянии регулирующих клапанов и открытом состоянии заслонок НД.

В этом состоянии может выполняться «Опробование клапанов» путем параллельного перемещения РК до любого значения открытия воздействием на ключ «Управление ЭГСР» в направлениях «Больше», «Меньше». Отключение «Опробования РК» обеспечивается при воздействии на кнопку «Бл. РУ», а также происходит автоматически, при повышении частоты вращения $f > 40$ об/мин.

- Воздействие на кнопки «600» или «1500» приводит к повышению частоты до уровней 600 или 1500 об/мин соответственно в темпе, зависящем от предтолчкового теплового состояния металла паровпуска ЦВД.

На любом этапе разворота оператор имеет возможность приостановить повышение частоты вращения или даже снизить частоту путем воздействия на ключ «Управление ЭГСР». Возврат к автоматическому повышению частоты осуществляется воздействием на кнопку «Бл. РУ». Переключение с автоматического управления на ручное и с ручного на автоматическое – «безударно».

Ключ «Управление ЭГСР» позволяет оператору выполнить разворот турбины вручную во всем диапазоне изменения частоты – $0 \dots 1500$ об/мин.

Повышение заданной частоты вращения выше 1560 об/мин ($104\% f_{ном}$) невозможно.

17.2.3.2. Разгона турбины для проверки автомата безопасности: «Вкл./откл.», «Прибавить».

Воздействие на кнопку «Вкл.» приводит к отключению запрета на повышение частоты вращения сверх 1560 об/мин. Непрерывное воздействие на кнопку «Прибавить» приводит к повышению частоты вращения до величины 1680 об/мин за время ~ 40 с. Допускается прекращение воздействия на кнопку «Прибавить» при частоте вращения ниже 1680 об/мин в течение времени не более 6...8с. В случае прекращения воздействия на кнопку «Прибавить» на время более 6...8с частота вращения автоматически снижается до номинальной величины.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инд. № дубл.
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						126

Отключение режима разгона для проверки АБ и восстановление запрета на повышение частоты выше 1560 об/мин выполняется повторным воздействием на кнопку «Вкл.» ячейки «Проверка АБ».

На всех этапах работы до включения генератора в сеть (при опробовании РК, синхронизации, разгоне для проверки АБ) индицируется состояние «Разворот».

Подхват частоты вращения после срабатывания АБ и закрытия стопорных клапанов выполняется в соответствии с п. 8.7.6.8.

17.2.3.3. Включения вручную эксплуатационных режимов работы: РМ, РЧ, РД-1, РД-2, РДМ.

РМ – режим поддержания заданного значения мощности (астати́ческий);

РЧ – режим поддержания частоты по статической характеристике «частота вращения – электрическая мощность». Статизм характеристики допускает изменение в диапазоне 2...10%.

РД-1 – режим поддержания заданного давления пара перед турбиной (астати́ческий). Заданное давление автоматически устанавливается равным текущему в момент включения режима и может корректироваться оператором.

РД-2 – стерегущий режим, который включается только автоматически для ограничения снижения давления пара перед турбиной, если не включен режим РД-1.

РДМ – режим поддержания давления по статической характеристике «давление пара – электрическая мощность» Статизм характеристики допускает изменение в диапазоне 5...20%.

Включение режимов (оператором или автоматически) возможно, если оно не противоречит иерархии режимов и команд.

Ниже перечислены ситуации, при которых запрещается включение режимов (или требуется отключение включенного режима):

Включение режима РМ невозможно, если:

- реактор работает в режиме «Н»;
- сработала защита реактора АЗ-III;
- частота вращения отклонилась от допустимых значений;
- давление пара ниже допустимого значения.

Включение режима РЧ невозможно, если

- реактор работает в режиме «Н»;

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						127

- сработала защита реактора АЗ- III
- давление пара ниже допустимого значения.

Включение режима РД-1 невозможно, если

- реактор работает в режиме Т;
- частота вращения выше допустимого значения;
- включен режим РД-2;
- регуляторы БРУ-К в работе.
- обнаружен отказ датчиков давления пара перед турбиной.

В перечисленных выше случаях отклонения частоты вращения, давления пара перед турбиной за пределы допустимых значений или переключения режимов реактора происходит автоматическое переключение режимов в соответствии с заданной иерархией. Автоматическое включение режима индицируется мигающим светом и квитируется оператором с помощью кнопки «Съем мигания».

Режим РДМ включается только вручную.

Режим РМ включается автоматически при включении выключателя генератора, при работе реактора в режиме «Т», вместо режимов РЧ, РД-1, РД-2 при их автоматическом отключении.

17.2.3.4. Задания мощности турбины: «Прибавить», «Убавить»;

Воздействие на эти кнопки позволяет изменить величину заданной мощности на 100% за 40...60 с в режимах РМ, РДМ, РЧ.

17.2.3.5. Темпа планового нагружения (разгружения);

Темп планового нагружения (разгружения) выбирается оператором – из четырех дискретных значений, заданные при пуско-наладке в соответствии с графиками пуска.

17.2.3.6. Блокировки нагружения: «Вкл»;

Воздействие на эту кнопку останавливает процесс автоматического нагружения. Оператор имеет возможность продолжить нагружение повторным воздействием на эту кнопку.

Автоматическое нагружение также может быть приостановлено автоматически - при выходе из нормы показателей тепломеханического состояния (при возврате их в норму автоматическое нагружение продолжается).

При наличии автоматического запрета нагружения оператор имеет возможность преодолеть такой запрет воздействием «Вкл» на кнопку

17.2.3.7. Блокировка ограничений

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата						Лист
										128
					Б-52 РЭ					
					Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Для переключения с ручного управления с помощью ключа (п. 17.1.1, пере-
числение 2)) на автоматическое управление предназначена кнопка

17.2.3.8. «Ручное отключено».

Для «расхаживания» клапанов на остановленной турбине и при работе под
нагрузкой предусмотрена ячейка:

17.2.3.9. «Расхаживание клапанов» обеспечивается кнопками: «А», «Б»,
«Убавить»;

При воздействии на кнопки «А», «Убавить» (или «Б», «Убавить») положе-
ние СМ РК А и СМ РК Б плавно изменяется в противоположных направлениях
вплоть до рассогласования 10% максимального открытия сервомотора – при ра-
боте под нагрузкой. Рассогласование положений сервомоторов на остановленной
турбине не ограничивается и достигает 100%. Возврат сервомоторов к первоначаль-
ному положению обеспечивается при прекращении воздействия на кнопку
«Убавить» ячейки «Расхаживание».

17.2.3.10. Включение (отключение) обратной связи по «условной» мощно-
сти

Обратная связь по «условной» мощности включается оператором, а также
автоматически при отказах датчиков электрической мощности или при быстрых
изменениях нагрузки со скоростью, превышающей заданную.

17.2.3.11. Включение (отключение) режима «Контроль»

Режим «Контроль» может быть включен оператором при установке ключа
«Выбор режима» в положение «ГСР» для проверки готовности ЭГСР к включе-
нию. В этом режиме управляющее воздействие, сформированное электронной ча-
стью, не поступает на исполнительные органы.

17.2.3.12. «Отмены ограничения от ПА»

Воздействие на эту кнопку отменяет ограничение мощности, вызванное ко-
мандой ПА, и приводит к восстановлению мощности до заданного ранее значе-
ния.

17.2.3.13. Режим «слежение»:

- Включается автоматически при ключе «Выбор режима», находящемся в
положении «ГСР». В этом режиме заданное значение положения СМ РК в ЭГСР
автоматически устанавливается равным текущему положению СМ РК, благодаря
этому подготавливается «безударность» последующего включения ЭГСР.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- Отключается автоматически: при переводе ключа «Выбор режима» в положение «ЭГСР»; потере информации о наличии питания подмагничивания ЭМП (в этом случае формируется запрет на изменение положения регулирующих клапанов); при включении оператором режима «Контроль».

17.3. Индикация

На пульте ЭГСР и световых табло оперативного контура БЦУ представлена следующая основная информация о функционировании ЭГСР:

1) Режимы «РМ», «РЧ», «РД-2», «РД-1», «РДМ», «Разворот», «Сброс на грузки».

2) «Отказы: «Отказ ЭГСР», «Отказ датчика», «Отказ ЭГСП», «Отказ МТР».

3) Дискретные уставки частоты вращения: «Исходное»; «0»; «600»; «1500»

4) Текущие значения параметров:

- частота вращения;

- мощность;

- давление.

5) Численные значения уставок параметров:

- частота вращения;

- мощность;

- давление.

6) «Турбина на ограничении»;

7) «Ручное управление»;

8) «ПА»;

9) Положение ЭМП «ЭГСР – ГСР»:

- ЭГСР = 1, ГСР = 0, если замкнуты контакты реле контроля наличия питания подмагничивания обоих ЭМП

- ЭГСР = 0, ГСР = 1, если разомкнуты контакты реле контроля наличия питания подмагничивания обоих ЭМП.

10) «Обратная связь по условной мощности».

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						130

18. СИСТЕМА БРУ-К И РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРА ЗА ППУ

18.1. Назначение

Система БРУ-К предназначена для обеспечения нестационарных режимов работы энергоблока путем регулирования давления пара в парогенераторах за счет сброса пара в конденсаторы турбины и поддержания его температуры за ППУ в пределах 70...90 °С путем впрыска основного конденсата в пароохладители ППУ.

18.2. Состав.

18.2.1 Клапаны БРУ-К.

18.2.2. Пароприемные устройства конденсаторов (ППУ).

18.2.3. Регуляторы температуры пара за ППУ и КИП.

18.2.4. Регулирующие клапаны регуляторов температуры пара за ППУ.

18.2.5. Задвижки на линии впрыска конденсата в сбрасываемый пар.

18.2.6. Фильтры водяные, сетчатые на подводе основного конденсата на впрыск в ППУ.

18.2.7. Арматура на фильтрах.

18.3. Проверка и работа системы.

18.3.1. Проверить имитацией или прямым действием, если позволяет состояние турбоустановки, автоматику открытия, закрытия задвижек и регулирующих клапанов на линиях подвода конденсата к пароохладителям ППУ:

1) Убедиться, что задвижки на линиях впрыска основного конденсата в сбрасываемый пар автоматически открываются по параллельной команде на открытие любой БРУ-К.

Задвижки автоматически закрываются через 20с после закрытия всех клапанов БРУ-К.

2) Регулятор температуры пара за ППУ автоматически подключается к регулирующим клапанам и включается в работу при начале движения на открытие любой из задвижек на подводе конденсата в ППУ БРУ-К.

Регулятор автоматически отключается от клапанов и они полностью открываются после закрытия задвижек на линии впрыска конденсата.

18.3.2. Проверить имитацией или прямым действием автоматику открытия и закрытия клапанов БРУ-К.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

18.3.2.1. Убедиться, что клапаны БРУ-К открываются по сигналам, поступающим от систем общеблочной автоматики.

18.3.2.2. Убедиться, что клапаны БРУ-К закрываются и вводится запрет на их открытие при следующих условиях:

- 1) давление в конденсаторе более 22,5 кПа (0,23 кгс/см²);
- 2) давление конденсата перед пароохладителями ППУ конденсаторов менее 1,2 МПа (12 кгс/см²) с выдержкой времени 30с (уставки уточняются в процессе эксплуатации);
- 3) срабатывании защит по сигналам осевого сдвига роторов, снижения давления масла в коллекторе подвода масла к подшипникам турбины, отключения двух циркуляционных насосов;
- 4) срабатывании защиты от развития пожара масла;
- 5) воздействии на ключ дистанционного срыва вакуума в конденсаторах;
- 6) обесточивании собственных нужд.

18.3.2.3. Клапаны БРУ-К с одной из сторон турбины закрываются при повышении температуры пара более 100 °С на выходе из любого пароприемного устройства соответствующей стороны с выдержкой времени 30с.

18.4. Обслуживание системы БРУ-К производить согласно инструкции, разработанной заказчиком.

18.5. Система регулирования температуры пара за пароприемными устройствами конденсаторов турбины.

18.5.1. Назначение.

Предназначена для предотвращения повреждения рабочих лопаток последних ступеней ЦНД из-за эрозии выходных кромок, а также предотвращения поступления пара высокой температуры в конденсаторы.

Одна из причин эрозии - большое содержание влаги в паре, сбрасываемом в конденсатор после ППУ.

Для устранения этой причины пар после ППУ должен быть перегретым, т.е., его температура на входе должна поддерживаться на уровне 70...90°С, но не более 100°С.

18.5.2. Регулирование температуры пара за ППУ. Температуры пара поддерживаются регуляторами.

Количество пароприемных устройств на турбине – 12.

На каждые 6 ППУ предусмотрен один регулятор.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Так как гидравлическое сопротивление паровых трактов к ППУ различное, каждый из двух регуляторов работает автономно.

Предусмотрено два контура регулирования:

1) контур автоматического открытия регулирующего клапана пропорционально давлению пара перед ППУ (т.е пропорционально его расходу);

2) контур коррекции температуры пара за ППУ.

Первым срабатывает контур регулирования по давлению как более быстродействующий, а затем вводится коррекция по температуре пара за ППУ.

18.5.3. При несрабатывании блокировок или автоматического регулирования температуры пара за ППУ произвести соответствующие действия вручную, воздействуя на ключи управления с БЩУ.

18.5.4. Произвести проверку закрытия и плотности арматуры на трубопроводах опорожнения и промывки фильтров, а также открытие задвижек до и после каждого фильтра.

18.5.5. Не допускать работу фильтров на подводе конденсата на охлаждение пара за ППУ и ЦНД при перепаде на них более 0,2 кПа (2 кгс/см²).

Перепад контролировать при работающей одной из систем охлаждения.

Если перепад на сетках более 0,2 МПа (2 кгс/см²), то промыть поочередно фильтры следующим образом:

1. Проверить открытие арматуры перед и за фильтрами (в работе должно находиться 5 фильтров из 6).

2. Закрыть арматуру на входе в промываемый фильтр.

3. Открыть арматуру на линию промывки фильтра.

Промыть фильтр в течение 10 мин. Промывку возобновить, если перепад на сетки фильтра после промывки более 0,1 МПа (1 кгс/см²).

4. Возвратить арматуру в исходное состояние и аналогичным образом промыть остальные фильтры, если перепад на их сетках более 0,2 МПа (2,0 кгс/см²).

5. После окончания промывки вернуть арматуру в исходное положение.

Убедиться при этом, что открыты ручные задвижки на трубопроводах основного конденсата до и после каждого фильтра (кроме ремонтного) и закрыты все задвижки на линиях опорожнения и промывки этих фильтров.

Инв. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						133

19. СБРОС НАГРУЗКИ

При работе турбины под нагрузкой возможны частичные и полные сбросы нагрузки.

При частичных сбросах (разгрузениях) текущая нагрузка турбины резко изменяется вследствие изменения положения регулирующих клапанов турбины. Генератор при этом остается подключенным в сеть.

Полный сброс нагрузки происходит при отключении генератора от сети под нагрузкой.

19.1. Частичный сброс нагрузки

19.1.1. Убедиться по давлению пара за блоками СРК, по положению поршней главных сервомоторов и показанию ваттметра в том, что произошел частичный сброс нагрузки.

19.1.2. Проверить:

1. Осевой сдвиг роторов.
 2. Положение регулирующих клапанов турбины и заслонок ЦНД.
 3. Относительное расширение роторов.
 4. Вибрацию опор подшипников.
 5. Давление свежего пара.
 6. Давление пара за блоками СРК.
 7. Давление в паровом пространстве конденсаторов.
 8. Давление пара в коллекторах уплотнений ЦВД и ЦНД.
 9. Давление рабочего пара перед основными эжекторами и эжектором уплотнений.
 10. Уровень конденсата в конденсатосборниках конденсаторов.
 11. Уровень сепарата в сепаратосборниках СПП.
 12. Уровень конденсата в конденсатосборниках СПП.
 13. Уровень конденсата греющего пара в подогревателях высокого и низкого давления.
 14. Температуру масла в системе смазки.
 15. Температуру баббита упорного и опорных подшипников.
 16. Частоту электрической сети.
- 19.1.3. Проверить температуру пара за пароприемными устройствами (на входе в конденсатор). Она должна быть в пределах 70...90°C, если в работе находятся БРУ-К.

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
<div>Изм. Лист № докум. Подп. Дата</div> <div>Б-52 РЭ</div>									Лист 134

19.1.4. Убедиться, что автоматически открылась задвижка на конденсато-проводе подвода конденсата к форсункам системы охлаждения выхлопных патрубков ЦНД при сбросе нагрузки турбины ниже 20% номинальной и в случае повышения температуры металла выхлопных патрубков ЦНД более 60°C.

19.1.5. Прослушать турбину и убедиться в ее нормальной работе.

19.1.6. Проверить, выполнены ли автоматически по блокировкам необходимые переключения арматуры на трубопроводах подвода пара к коллектору собственных нужд и слива сепарата и конденсата греющего пара из КС СПП, а также из подогревателей высокого и низкого давления, отключение групп ПВД в зависимости от оставшейся нагрузки турбины. Если блокировки не сработали, то выполнить переключения вручную.

19.1.7. Выяснить причину сброса нагрузки и произвести нагружение турбины до заданной нагрузки, если для этого нет никаких ограничений.

19.2. Сброс нагрузки турбины до нагрузки собственных нужд вследствие отключения генератора от сети

19.2.1. Убедиться, что генератор отключился от сети, а потребители собственных нужд остались подключенными к генератору.

19.2.2. Восстановить нормальную работу турбины в соответствии с нагрузкой собственных нужд.

19.2.3. Убедиться, что автоматически открылась задвижка на трубопроводе подвода конденсата к форсункам системы охлаждения выхлопных патрубков ЦНД.

19.2.4. Проверить работу оборудования турбоустановки в соответствии с п.п. 19.1.2...19.1.6.

19.2.5. Следить, чтобы давление в конденсаторах во время работы с нагрузкой собственных нужд было не более 6,8 кПа (0,07 кгс/см²) абс.

19.2.6. Произвести синхронизацию генератора и включить его в сеть, если для этого нет никаких ограничений.

19.2.7. Произвести нагружение турбины до заданной нагрузки со скоростью не более 70 МВт/мин в зависимости от теплового состояния турбины и мощности ЯППУ.

19.2.8. Не допускать работу турбины с нагрузкой 60 МВт (нагрузкой собственных нужд) более одного часа и с нагрузкой 150 МВт более двух часов.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инд. № дубл.
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Произвести останов или нагружение турбины до нагрузки более указанных по истечении времени работы турбины с вышеназванными нагрузками.

19.3. Полный сброс нагрузки турбины вследствие отключения генератора от сети и от потребителей собственных нужд

19.3.1. Убедиться, что система регулирования обеспечивает работу турбины на холостом ходу, т.е. после полного сброса нагрузки регулятор безопасности не сработал, стопорные клапаны остались открытыми и частота вращения ротора не превышает 28с^{-1} (1680 об/мин).

19.3.2. Убедиться, что автоматически закрылись обратные клапаны отборов.

Открыть дистанционно или по месту соленоидные вентили на трубопроводах подвода конденсата к гидроприводам обратных клапанов, если клапаны автоматически не закрылись.

19.3.3. Включить механизм управления турбиной на «Убавить», если был включен режим ГСР и установить частоту вращения роторов равную 25с^{-1} (1500 об/мин), если это не произошло автоматически под воздействием регулятора скорости.

19.3.4. Убедиться, что автоматически открылась задвижка на конденсатопроводе подвода конденсата к форсункам системы охлаждения выхлопных патрубков ЦНД.

19.3.5. Проверить работу оборудования турбоустановки в соответствии с указаниями п.п. 19.1.2...19.1.6.

19.3.6. Выяснить причину отключения генератора от сети и от потребителей собственных нужд и принять меры к ее устранению.

19.3.7. Не допускать работу турбины на холостом ходу более 40 минут.

По истечении 40 минут работы турбины на холостом ходу произвести ее останов или нагружение.

19.3.8. Синхронизировать и включить генератор в сеть.

19.3.9. Произвести нагружение турбины со скоростью не более 70 МВт/мин.

19.3.10. Выполнить следующие операции, если при полном сбросе нагрузки сработал регулятор безопасности:

1. Убедиться, что сработали защитные устройства, закрылись стопорные и регулирующие клапаны, заслонки ЦНД, ГПЗ и их байпасы, обратные клапаны от-

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						136
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

боров, закрылись задвижки на отборах пара к деаэратору и КСН, ПТН, бойлерам, на сливе КГП из КС-I, II в деаэратор и ко всем посторонним потребителям пара.

2. Проверить переключение арматуры аналогично п. 19.1.6.

3. Установить ключ «Выбор режима» положение «ГСР».

4. Установить поворотный золотник регулятора безопасности в положение «Взведение золотника ...» сработавшего кольца, когда частота вращения снизится до $25...25,5 \text{ с}^{-1}$ (1500...1530 об/мин) и убедиться, что исполнительный золотник сработавшего кольца взведен, то есть занял нижнее положение.

5. Установить поворотный золотник регулятора безопасности в положение «Среднее».

Произвести последующий пуск и нагружение турбины после выяснения и устранения причин, приведших к срабатыванию регулятора безопасности.

19.3.11. Выполнить немедленно следующие операции, если при сбросе нагрузки частота вращения роторов превысила 28 с^{-1} (1680 об/мин);

1. Подать дистанционно или по месту импульс на срабатывание защитных устройств турбины.

2. Открыть соленоидные вентили и задвижку срыва вакуума в конденсаторах.

3. Убедиться, что автоматически закрылись стопорные и регулирующие клапаны, заслонки ЦНД, обратные клапаны отборов, ГПЗ и их байпасы и другая арматура по п. 19.3.10.1.

Закрыть вручную ГПЗ и их байпасы и обратные клапаны, если они не закрылись автоматически.

4. Закрыть задвижки на паропроводах отборов и другую арматуру по п. 19.3.10.1.

Производить последующий пуск и нагружение турбины после выяснения и устранения причин, приведших к повышению частоты вращения роторов выше 28 с^{-1} (1680 об/мин).

Изн. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №.	Инв. № дубл.
Подп. и дата	

Изн.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						137

20. ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ УКАЗАНИЯ

20.1. Общие указания

20.1.1. Аварией считаются любые нарушения нормальной работы оборудования турбоустановки, которые создают угрозу бесперебойной работе турбины по заданному графику, сохранности оборудования и создают опасность для эксплуатационного персонала.

20.1.2. Сообщить начальнику смены АЭС и произвести в оперативном журнале подробную запись о всех замеченных нарушениях в работе оборудования, как устраненных эксплуатационным персоналом, так и не устраненных.

Это позволит своевременно предупредить аварию оборудования.

20.1.3. Принять немедленные меры для ликвидации или локализации аварии, обеспечивая в первую очередь безопасность людей и сохранность оборудования.

Включить резерв в случае необходимости, а затем остановить поврежденное оборудование, если его дальнейшая работа невозможна.

20.1.4. Проанализировать показания приборов, работу сигнальных и защитных устройств и автоматики, и четко определить, в каком элементе турбоустановки произошла авария, ее характер и возможные последствия, прежде чем будете выполнять операции по ее ликвидации.

Помнить, что ошибки при ликвидации аварии усугубляют ее и приводят к более тяжелым последствиям, чем первоначально возникшая авария.

20.1.5. Записать в оперативный журнал сразу же после ликвидации аварии обстоятельства ее возникновения с указанием точного времени возникновения и времени выполнения эксплуатационным персоналом основных операций по ликвидации аварии.

20.1.6. Усилить контроль за работой турбины независимо от того, на каком участке АЭС возникла аварийная ситуация.

20.1.7. При наличии признаков аварии или неполадок, не рассмотренных в данном разделе руководства, персонал обязан действовать в соответствии с правилами, изложенными в должностных и производственных инструкциях, распоряжениями старших по должности, а также в соответствии со своим опытом и знаниями по эксплуатации оборудования.

20.1.8. При возникновении аварийного положения эксплуатационный персонал обязан контролировать срабатывание автоматики, защит и блокировок, не

Подп. и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №.						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						138

вмешиваясь в их работу, а в случае их отказа выполнять необходимые операции вручную подачей электрических импульсов на электромагниты защитных устройств или ударом по кнопкам защитных устройств непосредственно у турбины.

20.2. Признаки аварийных ситуаций на турбине и действия эксплуатационного персонала по предотвращению или выходу из аварии.

20.2.1. Турбина должна быть немедленно остановлена со срывом вакуума действием защит в следующих случаях (см. п. 7.7):

1. При увеличении осевого сдвига ротора до величины

+ 1,2 мм (сдвиг в сторону генератора) или до

- 2,0 мм (сдвиг в сторону регулятора).

2. При понижении давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбины до 0,05 МПа (0,5 кгс/см²).

3. При отключении любых 2-х циркуляционных насосов.

4. При срабатывании защиты «от развития пожара масла».

20.2.2. При воспламенении масла и невозможности быстро потушить пожар, турбина должна быть остановлена оператором воздействием на специальный ключ, расположенный на БЩУ-О, включающий защиту от развития пожара масла.

Действия, выполняемые этой защитой, указаны в п. 7.7.17.

Дополнительно к операциям по останову турбины в этом случае выполнить следующее:

1) организовать тушение очага пожара штатными средствами пожаротушения;

2) вызвать пожарную команду;

3) устранить течь масла и отвести потоки масла от горячих поверхностей;

4) открыть задвижки аварийного слива масла из ГМБ и демпферного бака, если пожар не удалось потушить.

20.2.3. Турбина должна быть немедленно остановлена со срывом вакуума оператором в следующих случаях:

1. При возникновении ситуаций, изложенных в п.п.20.2.1 и 20.2.2 и отказе автоматики защиты. При этом необходимо выполнить действия, указанные в п. 7.7.3.

2. При внезапном увеличении вибрации любого из подшипников турбогенератора на величину 1 мм/с более установившейся величины вибрации.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						139
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3. При увеличении вибрации более 11,2 мм/с - виброскорость.
 4. При гидравлическом ударе в турбине или паропроводах.
 5. При появлении признаков попадания воды в турбину:
 - 1) явно слышимых ударов в паропроводах;
 - 2) вытекании воды из концевых уплотнений турбины;
 - 3) выбрызгивании воды из уплотнений штоков стопорных и регулирующих клапанов и из фланцевых разъемов;
 - 4) резком, со скоростью более 2°С/мин, снижении температуры пара после СПП на входе в ЦНД;
 - 5) резком увеличении осевого сдвига роторов;
 - 6) ненормальных шумах в проточной части турбины, сопровождающихся повышенной вибрацией опор подшипников. В этом случае дополнительно к операциям по останову турбины открыть все дренажи и продувки паропроводов и корпусов.
 6. При разрыве или обнаружении трещин и свищей паропроводов свежего пара, промежуточного перегрева, отборов, конденсаторов основного конденсата, трубопроводов питательной воды и маслопроводов и невозможности отключения поврежденного участка.
 7. При внезапном повышении температуры масла на сливе из подшипников выше 75°С или температуре баббита любой из колодок упорного подшипника или вкладышей опорных подшипников выше 100°С.
 8. При явно слышных металлических звуках и необычных шумах внутри работающей турбины.
 9. При появлении искр или дыма из подшипников, концевых уплотнений турбины и генератора.
 10. При повышении частоты вращения ротора выше уставки срабатывания колец регулятора безопасности (1680 об/мин) (см. раздел 8).
 11. При отсутствии перелива масла хотя бы из одной индивидуальной емкости подшипников турбины.
 12. При понижении уровня масла в ГМБ ниже «Аварийного» по шкале указателя уровня (1450 мм от верхнего листа маслобака).
- Примечание:** При останове турбины со срывом вакуума запрещается открывать какие-либо сбросы пара в конденсатор.

Инв. № подл.	Подп. и дата	
	Инв. № дубл.	
	Взам. инв. №.	
	Подп. и дата	
	Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	Лист
						140

20.2.4. Порядок отключения турбины оператором со срывом вакуума следующий:

20.2.4.1. Выбить защитные устройства турбины и убедиться, что закрылись стопорные и регулирующие клапаны, заслонки ЦНД.

20.2.4.2. Отключить генератор от сети без выдержки времени.

20.2.4.3. Открыть электромагнитные клапаны и задвижку срыва вакуума в конденсаторах.

20.2.4.4. Вывести блокировку на автоматическое включение резервных основных и пусковых эжекторов.

20.2.4.5. Отключить работающие основные и пусковые эжекторы, а также эжектор уплотнений.

20.2.4.6. Перекрыть подачу пара на концевые уплотнения турбины после повышения давления в любом конденсаторе до 90 кПа (0,9 кгс/см²) (абс).

20.2.5. Турбина должна быть немедленно остановлена защитой без срыва вакуума в следующих случаях:

1. При понижении давления масла в напорной линии импеллера до 0,625 МПа (6,25 кгс/см²).

Защита действует только после включения генератора в сеть.

2. При повышении давления пара в любом выхлопном патрубке ЦВД более 1,3 МПа (13 кгс/см²).

3. При понижении давления масла за фильтрами в силовой линии или силовой линии пониженного давления соответственно до 15 и 10 кгс/см².

4. При закрытии двух регулирующих заслонок промперегрева, находящихся на одном любом ЦНД, или двух регулирующих заслонок одного борта при незакрытом хотя бы одном сервомоторе регулирующих клапанов.

5. При повышении уровня питательной воды в любом парогенераторе до III предела (620 мм).

6. При повышении уровня сепарата в корпусах двух сепаратосборников одной (любой) стороны до II-го предела.

7. При повышении уровня конденсата в корпусе любого подогревателя (ПВД, ПНД) до II-го предела.

8. При повышении давления в конденсаторах турбины до 22,5 кПа (0,23 кгс/см² абс) или, если в течение 15 минут давление в конденсаторах не будет

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

понижено менее 13,0 кПа (0,13 кгс/см² абс менее уставки срабатывания предупредительной сигнализации).

9. При открытии любого стопорного клапана ЦВД, если любой из сервомоторов регулирующих клапанов ЦВД закрыт не полностью.

10. При закрытии двух заслонок ЦНД, находящихся на одном любом ЦНД при незакрытом хотя бы одном сервомоторе регулирующих клапанов ЦВД.

11. При закрытии двух заслонок ЦНД с одной стороны турбины и не закрытом хотя бы одном сервомоторе регулирующих клапанов ЦВД.

12. При повышении уровня в деаэраторе до III-го предела.

20.2.6. Турбина должна быть немедленно остановлена оператором без срыва вакуума в следующих случаях:

1. При возникновении ситуаций по п. 20.2.5 и отказе автоматики защиты.

2. При постепенном повышении температуры баббита вкладыша любого из опорных подшипников или колодок упорного подшипника выше 100°C.

3. При постепенном повышении температуры масла на сливе из подшипников выше 75°C.

Проверить работу маслоохладителей и устранить ненормальности в работе, если произойдет постепенное повышение температуры масла перед подшипниками турбины.

4. При течи масла на работающей турбине и невозможности ее устранить.

Принять меры к ее устранению и отвести потоки масла от горячих поверхностей.

5. При повышении температуры металла выхлопных патрубков ЦНД выше 75°C при разности температур левой и правой сторон патрубков более 30°C.

6. При увеличении разности температур металла ЦВД между верхней и нижней половинами корпуса более $\pm 50^\circ\text{C}$ или разности температур по ширине фланца более 80°C.

7. При увеличении относительного расширения роторов более допустимой величины:

ротор ЦВД	+ 3,5, мм
	- 3,0 мм
ротор ЦНД	+ 38,0 мм
	-4,0 мм

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8. При внезапном повышении давления в контрольных точках проточной части турбины сверх предельных значений, приведенных в таблице 2 главы 16.

9. При разрыве мембранных предохранительных устройств на СПП.

10. При разрыве атмосферных мембран ЦНД, т.е., когда турбина перешла на работу с выхлопом в атмосферу.

В этом случае последующий пуск разрешается после восстановления мембран и остывания металла ЦНД ниже 45°C.

11. При работе с параметрами пара за пределами приведенных в п. 16.8.1 более 15 мин..

12. При снижении температуры пара после промперегрева со скоростью больше 2°C/мин. более, чем на 30°C.

13. При повышении давления свежего пара перед блоками СРК более 7,85 МПа (80кгс/см²).

Давление пара перед СРК приводится к номинальному в течение пяти минут разгрузением реактора, если этого сделать не удастся, турбина должна быть остановлена без срыва вакуума, после чего должны быть закрыты ГПЗ и их байпасы.

14. При работе турбогенератора в моторном режиме более 2-х минут.

Отключить генератор от сети после закрытия стопорных и регулирующих клапанов и заслонок ЦНД.

20.2.7. Работа турбины не допускается:

1. При заедании стопорных, регулирующих, обратных клапанов и заслонок турбины и невозможности произвести их расхаживание.

2. При выходе из строя устройств системы регулирования и защиты турбины и турбоустановки, блокировок, средств контроля относительного расширения роторов турбины и абсолютного расширения турбины, осевого сдвига роторов, температурного состояния цилиндров, вибрационного и температурного состояния подшипников турбины и других средств контроля, обеспечивающих надежную работу турбины и турбоустановки.

20.2.8. Выполнить следующие операции после срабатывания автоматических защит или подачи оператором импульсов на электромагниты защитных устройств (после аварийного останова турбины):

1. Убедиться, что закрыты:

1) стопорные и регулирующие клапаны;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 2) заслонки ЦНД;
- 3) обратные клапаны отборов;
- 4) обратный клапан на паропроводе греющего пара первой ступени СПП и арматура на паропроводе греющего пара II ступени СПП;
- 5) ГПЗ, задвижки и регулирующие клапаны их байпасов;
- 6) задвижки на паропроводах подачи пара от отборов турбины в коллектор собственных нужд, к ПТН, на сливе КГП из КС- I, II в деаэратор.
- 7) задвижки к потребителям пара сверх регенерации от отборов турбины (бойлеры и др.).

2. Отключить генератор от сети после полного снятия нагрузки, не допуская его работу в моторном режиме более 2-х минут.

3. Убедиться, что частота вращения ротора турбины уменьшается.

4. Убедиться, что автоматически включились насосы гидростатического подъема роторов и ВПУ.

5. Выяснить причины аварийного останова турбины и устранить их.

6. Определить состояние оборудования и работоспособность турбоустановки в целом.

7. Выполнить операции по подготовке турбины к пуску или выводу ее в ремонт.

20.3. Признаки аварийных ситуаций на насосах и действия эксплуатационного персонала по их ликвидации.

20.3.1. Остановить аварийной кнопкой насос основного конденсата (КЭН-1 или КЭН-2), дренажный насос ПНД-1 или ПНД-3, сливной насос сепарата, насос системы смазки, гидроподъема роторов или регулирования турбины в следующих случаях:

1) при появлении внезапной сильной вибрации насоса или металлических ударов в нем;

2) при появлении огня или дыма из электродвигателя или подшипников насоса.

20.3.2. Произвести останов насоса с предварительным пуском резервного насоса:

1) при резком повышении температуры одного из подшипников насоса выше 75°C;

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

					Б-52 РЭ	Лист
						144
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 2) при нагреве сальников насоса выше предельной величины, установленной заводом-изготовителем насоса;
- 3) при прямом попадании воды на электродвигатель;
- 4) при работе в безрасходном режиме (на закрытую задвижку) более 2-х минут;
- 5) при понижении давления на всасе или напоре;
- 6) при самопроизвольном закрытии задвижки на всасе насоса;
- 7) в других случаях, оговоренных в руководстве (инструкции) по эксплуатации насоса завода-изготовителя.

20.4. Признаки аварийных ситуаций в подогревателях и действия персонала по их ликвидации:

20.4.1. Аварийно отключить турбину без срыва вакуума в следующих случаях:

- 1) при повышении давления в подогревателе выше допустимой величины, установленной заводом-изготовителем;
- 2) при появлении в основных элементах подогревателя трещин, выпучивания, свищей в сварных швах, разрыва прокладок;
- 3) при нарушении плотности водяного пространства и трубного пучка подогревателя;
- 4) при неисправности регуляторов и указателей уровня в подогревателе;
- 5) при повышении уровня конденсата греющего пара сверх допустимого.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №.	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Подп. и дата	3) при нарушении плотности водяного пространства и трубного пучка подогревателя; 4) при неисправности регуляторов и указателей уровня в подогревателе; 5) при повышении уровня конденсата греющего пара сверх допустимого.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ	145	

21. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В тексте приняты следующие условные обозначения и сокращения:

АБ	- автомат безопасности.
АВР	- автоматическое включение резерва.
АЭС	- атомная электрическая станция.
БД	- бак демпферный.
БНТ	- бак низких точек.
БОУ	- блочная обессоливающая установка.
БРУ-А	- быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в атмосферу.
БРУ-К	- быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в конденсатор.
БРУ-СН	- быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в коллектор собственных нужд.
БЩУ	- блочный щит управления.
ВД	- высокое давление.
ВПУ	- валоповоротное устройство.
ГМБ	- главный масляный бак.
ГПЗ	- главная паровая задвижка.
ГСР	- гидравлическая система регулирования.
ЗАБ	- золотник автомата безопасности.
ЗР	- заслонка регулирующая.
КГП	- конденсат греющего пара.
КИП	- контрольно-измерительные приборы.
КИС	- клапан импульсный соленоидный.
КОС	- клапан обратный с сервоприводом.
КС	- конденсатосборник.
КЭН	- конденсатный электрический насос.
МУТ	- механизм управления турбиной.
МО	- маслоохладитель.
НД	- низкое давление.
НРТ	- насос регулирования турбины.
ОМ	- ограничитель мощности.
ОСР	- осевой сдвиг ротора.
ПВД	- подогреватель высокого давления.
ПВС	- паровоздушная смесь.
ПНД	- подогреватель низкого давления.
ППУ	- пароприемные устройства конденсаторов турбины.
ПТН	- питательный турбонасос.
ПУИ	- пульт управления и индикации ЭГСР.
РБ	- расширительный бак.
СПП	- сепаратор-пароперегреватель.

Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Б-52 РЭ				Лист
									146

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°	Инв. N° дубл.	Подп. и дата

ГРАФИК ПУСКА ТУРБИНЫ ИЗ ХОЛОДНОГО СОСТОЯНИЯ
 $t_m < 80^{\circ}\text{C}$



t_{mn} – температура пара перед ЦНД
 t_m – температура металла корпуса ЦВД
 n – частота вращения
 N – мощность турбины

По условиям нагружения ЯППУ допускается выдержка времени при нагрузке более 50%

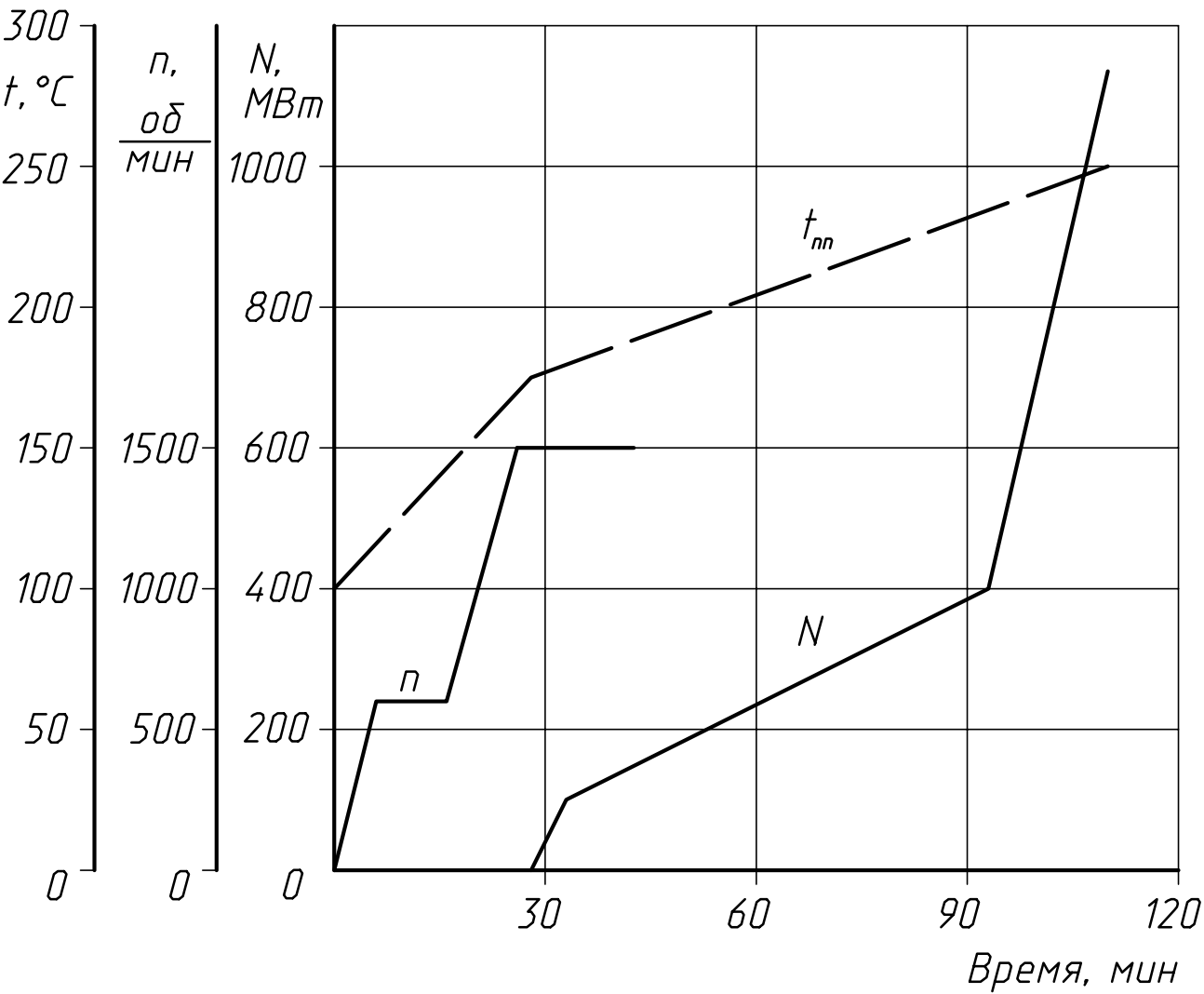
Время, мин

Рис. 1

Изм.	Лист	N° докум.	Подп.	Дата

ГРАФИК ПУСКА ТУРБИНЫ ИЗ НЕОСТЫВШЕГО СОСТОЯНИЯ

$80^{\circ}\text{C} \leq t_{\text{м}} \leq 130^{\circ}\text{C}$

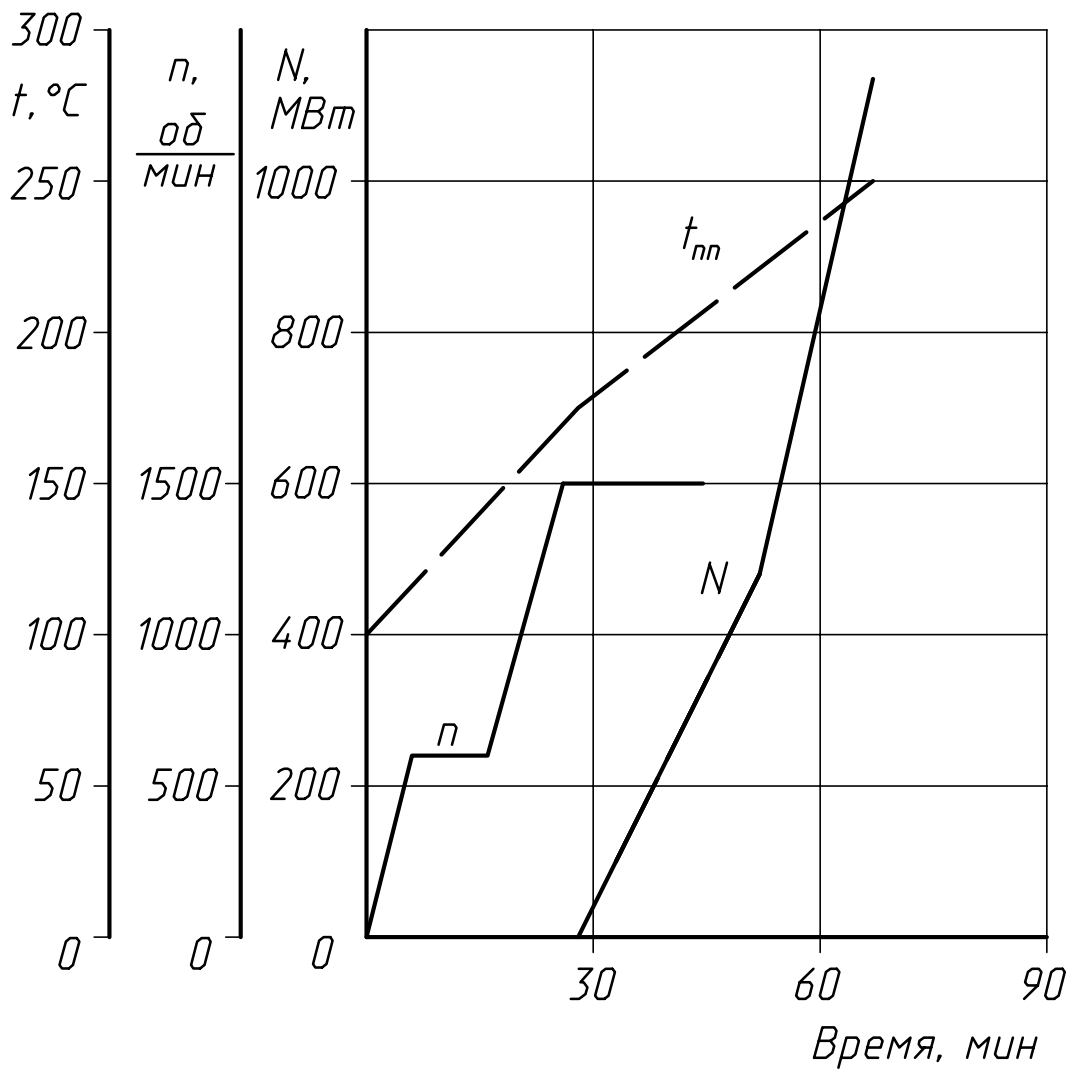


Обозначения см. Рис. 1

Рис. 2

Ив. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°	Ив. N° дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	N° докум.	Подп.	Дата

ГРАФИК ПУСКА ТУРБИНЫ ИЗ НЕОСТЫВШЕГО СОСТОЯНИЯ $130^{\circ}\text{C} \leq t_{\text{м}} \leq 180^{\circ}\text{C}$



Обозначения см. Рис. 1

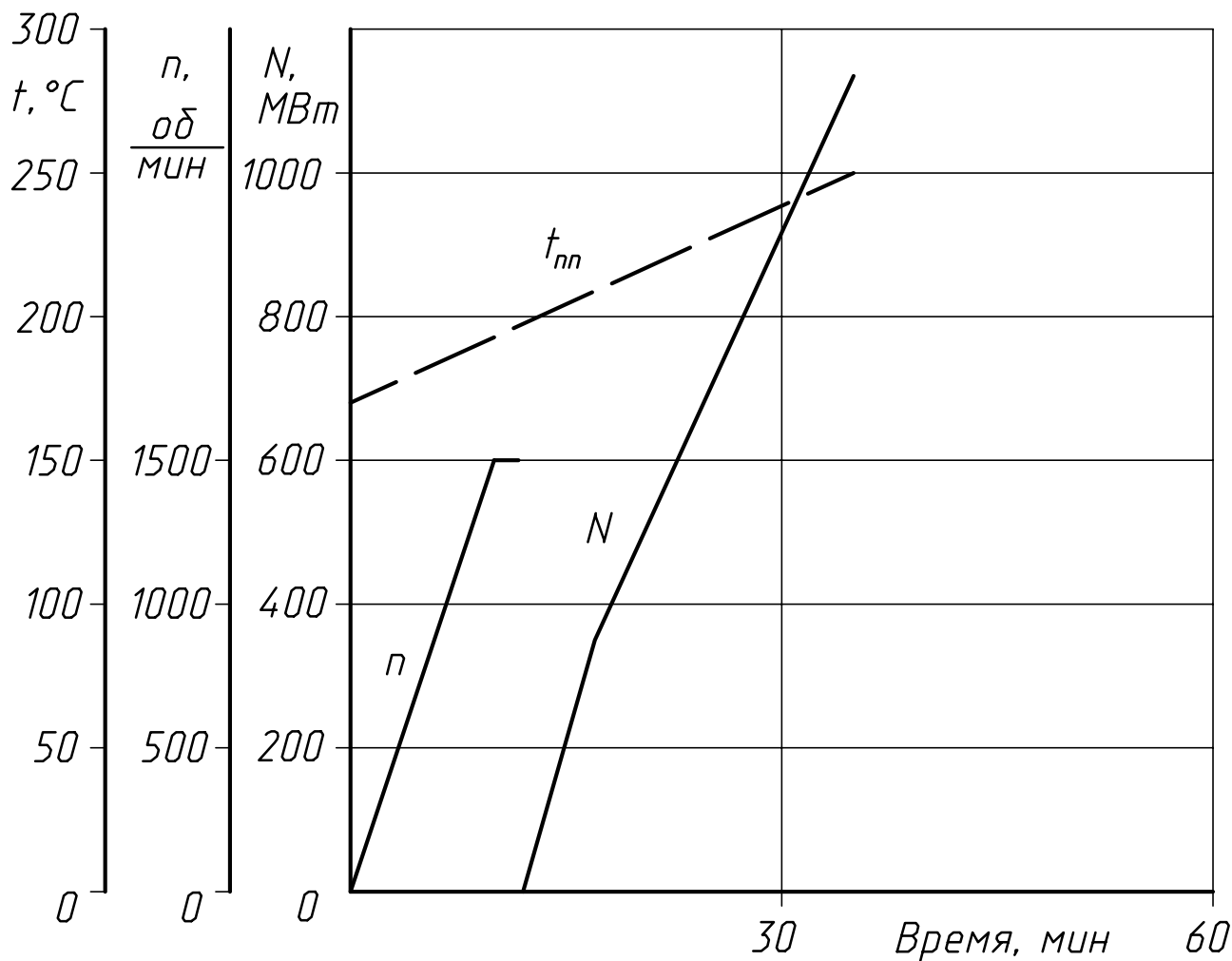
Рис. 3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ГРАФИК ПУСКА ТУРБИНЫ ИЗ ГОРЯЧЕГО СОСТОЯНИЯ

$t_M \geq 180^{\circ}\text{C}$

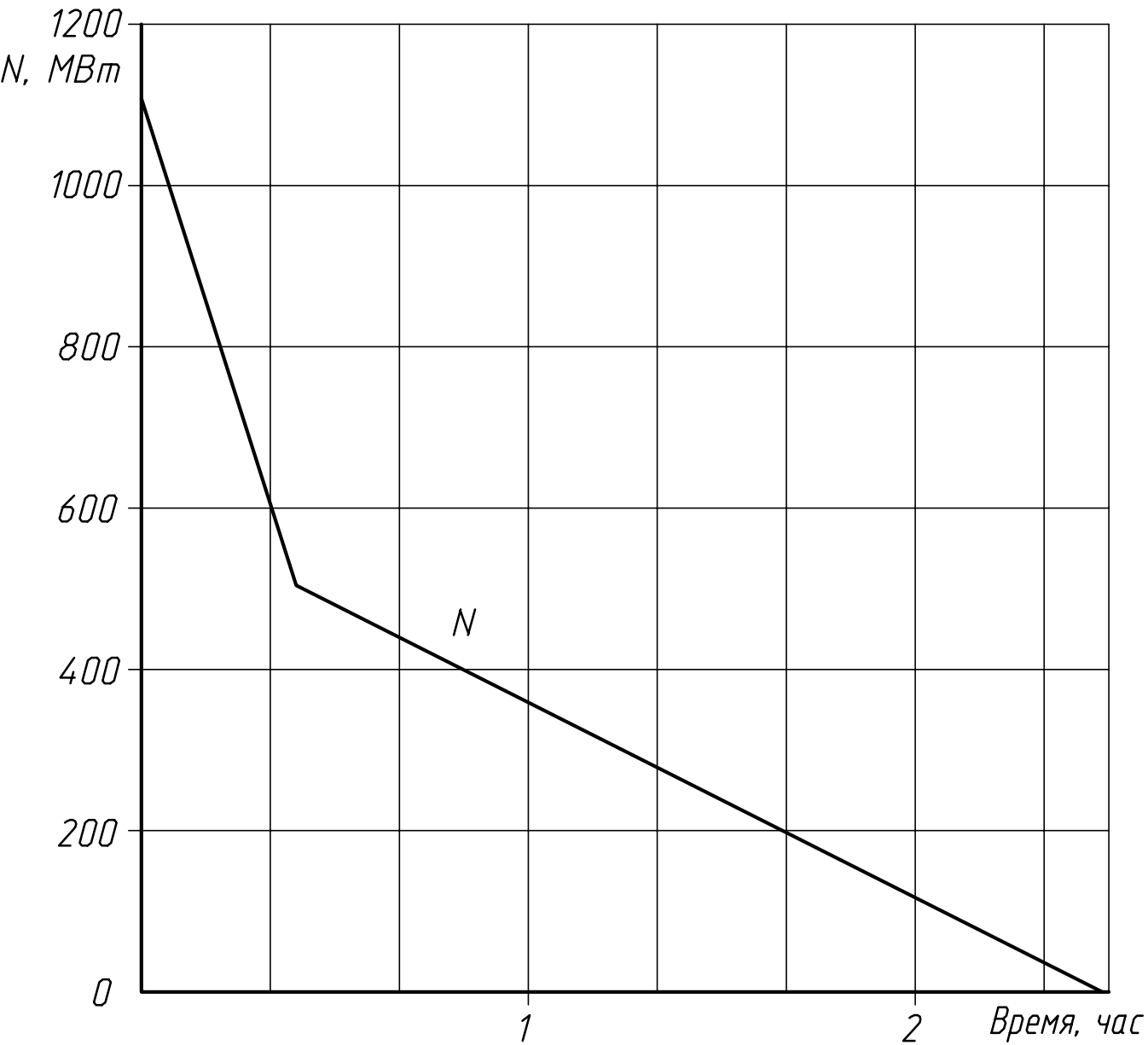


Обозначения см. Рис. 1

Рис. 4

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ГРАФИК РАЗГРУЖЕНИЯ ТУРБИНЫ БЕЗ РАСХОЛАЖИВАНИЯ



Обозначения см. Рис. 1

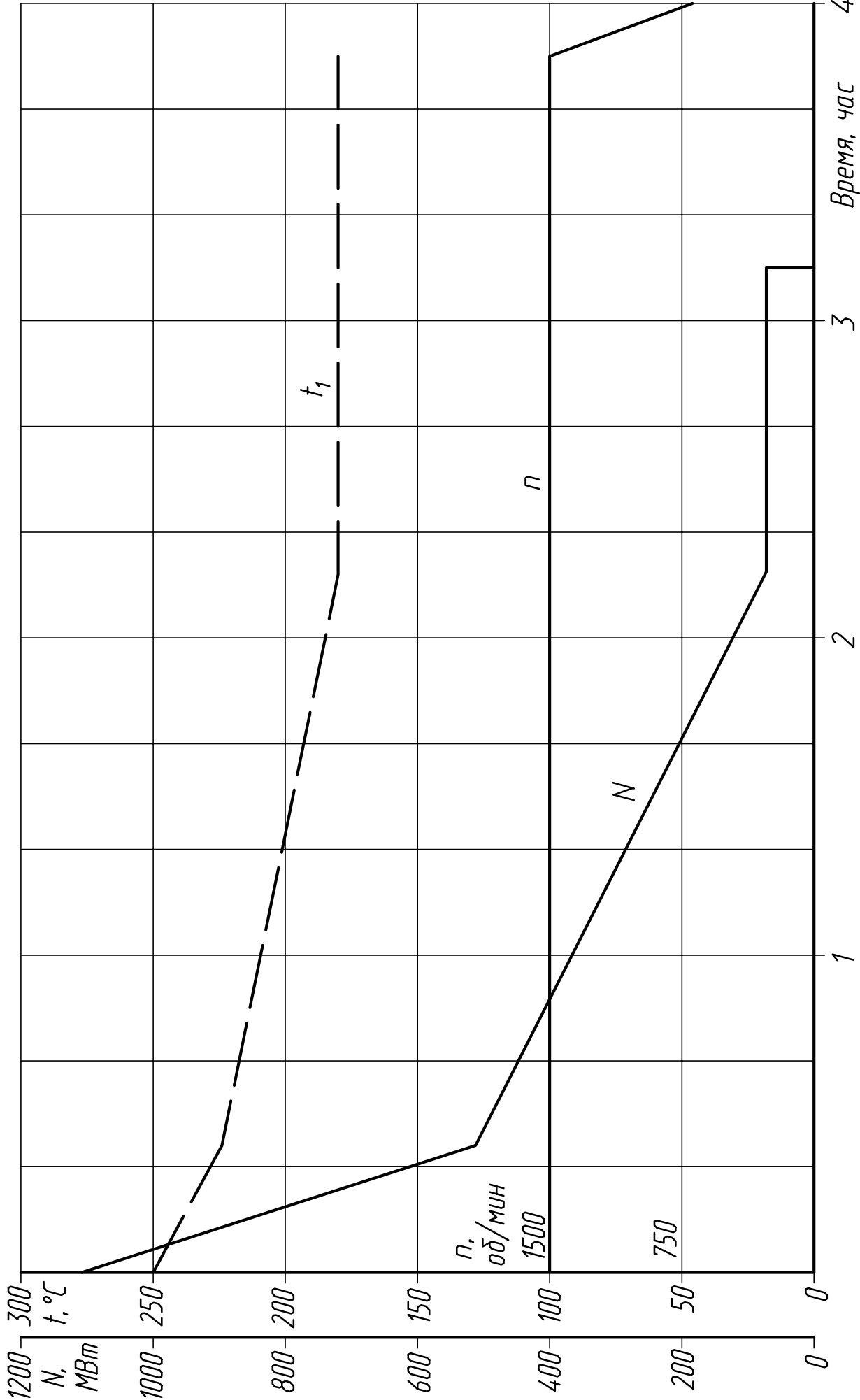
Рис. 5

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°	Инв. N° дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	N° докум.	Подп.	Дата

ГРАФИК РАЗГРУЖЕНИЯ ТУРБИНЫ С РАСХОЛАЖИВАНИЕМ



Обозначения см. Рис. 1

Рис. 6

ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ МИНИМАЛЬНО-ДОПУСТИМОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРА ПЕРЕД ЦНД ОТ МОЩНОСТИ ТУРБИНЫ

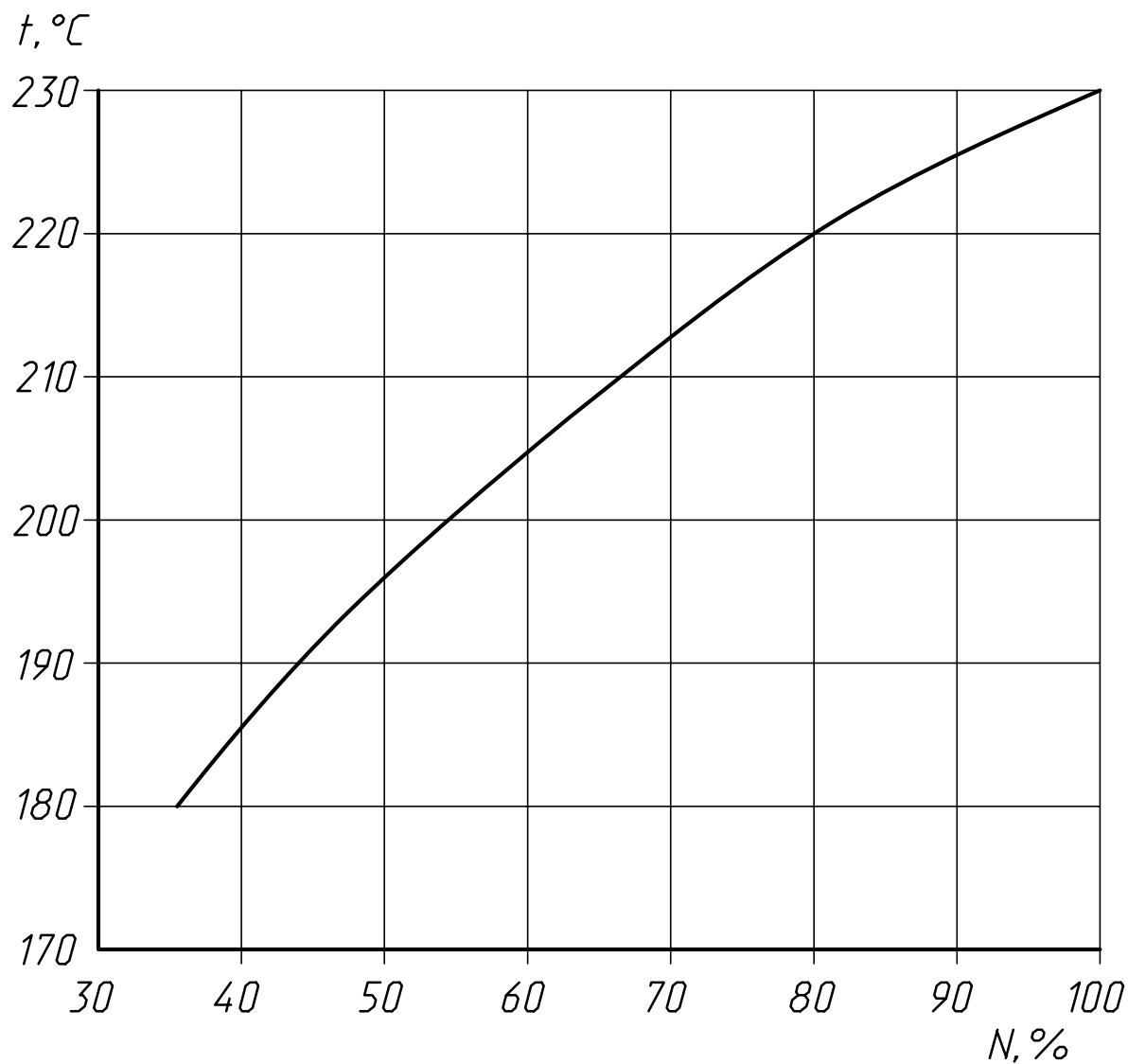


Рис. 7

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КРИВАЯ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ СИСТЕМЫ РОТОРОВ ТУРБИНЫ И ГЕНЕРАТОРА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ ОСТАНОВ БЕЗ СРЫВА ВАКУУМА

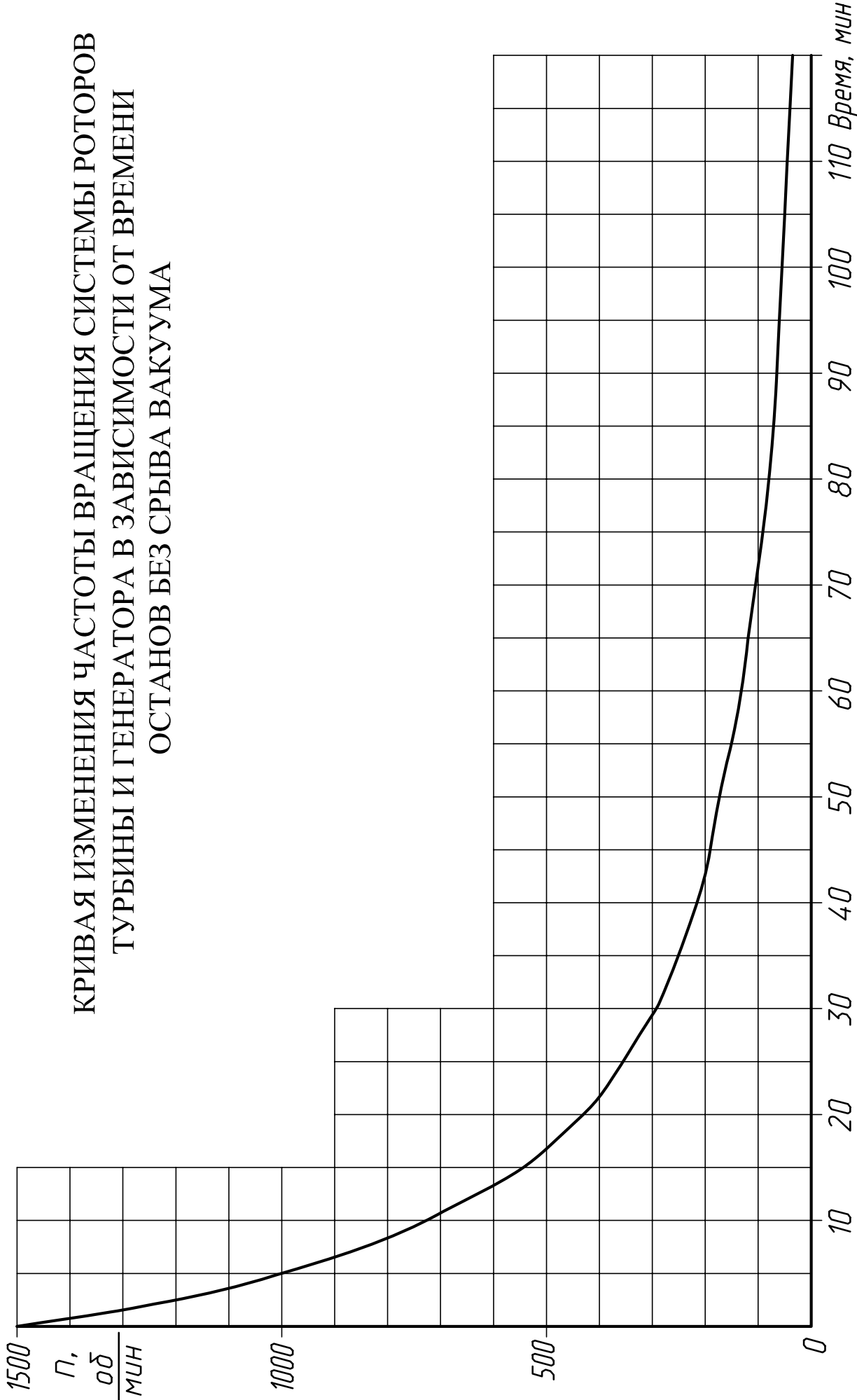


Рис. 8

КРИВАЯ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ СИСТЕМЫ РОТОРОВ ТУРБИНЫ И ГЕНЕРАТОРА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ ОСТАНОВ СО СРЫВОМ ВАКУУМА

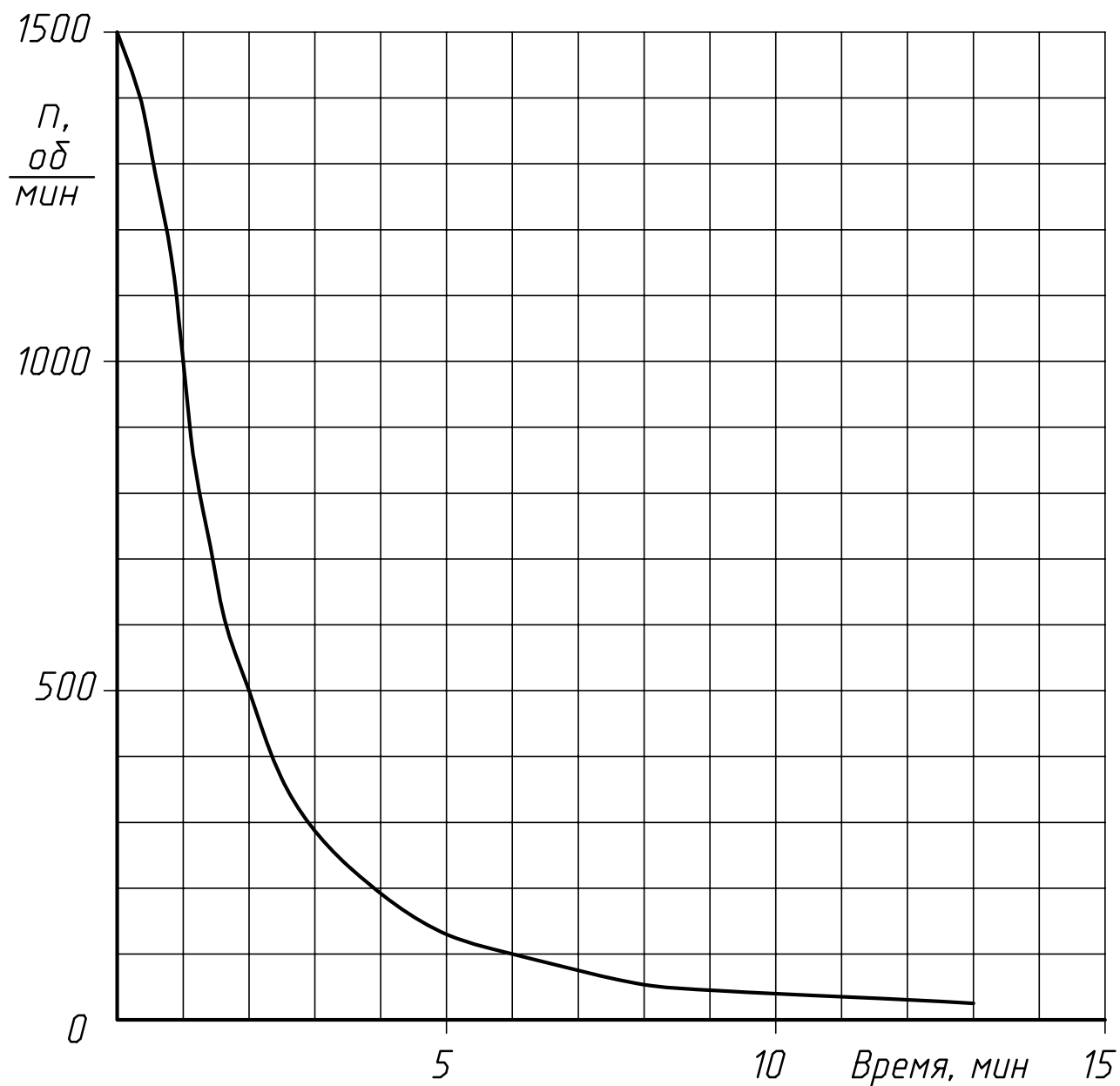


Рис. 9

Инв. N° подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N°	Инв. N° дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	N° докум.	Подп.	Дата

Б-52 РЭ