

Федеральное агентство по атомной энергии
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»
(концерн «Росэнергоатом»)
Филиал ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
главного инженера
по эксплуатации

А.М. Сиротин

А.М. Сиротин 14.04.2008 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

Паропровод собственных нужд блока 1000 МВт
ТО.1,2,3,4.RQ.OT/294

СОГЛАСОВАНО

Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

Ю.М. Марков

Ю.М. Марков 27.04.2008 г.

Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

В.Н. Бессонов

В.Н. Бессонов 31.03.2008 г.

Начальник ТЦ-1

А.С. Науменко

А.С. Науменко 26.03.2008 г.

Начальник ТЦ-2

С.А. Елецкий

С.А. Елецкий 26.05.2008 г.

РАЗРАБОТАНО

Начальник ОТ

А.В. Атаманов

А.В. Атаманов 21.03.2008 г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник ЦТАИ

А.Н. Морев

А.Н. Морев 28.03.2008 г.

Начальник ПТО

М.В. Швецов

М.В. Швецов 14.04.2008 г.

Балаково
2008

П	КОНТРОЛЬНЫЙ ЭКЗЕМПЛЯР
Т	
О	
Рег. № 673-08	

Содержание

1.	Общие положения	4
2.	Назначение системы	5
2.1.	Назначение и принцип работы системы	5
2.2.	Проектные требования к системе	5
2.3.	Принципы построения системы	6
3.	Описание системы	7
3.1.	Описание технологической схемы	7
3.2.	Связь с другими системами	10
3.3.	Размещение оборудования системы	11
4.	Элементы системы	12
4.1.	Паропроводы и арматура КСН	12
4.2.	Клапаны запорно-дроссельные БРУ-СН RQ11,12S01	25
4.3.	Дросселирующие устройства RQ11,12E01	29
4.5.	Импульсно-предохранительное устройство КСН	36
4.6.	Сепаратор влаги RD34B01	41
4.7.	Технологические ограничения	42
4.8.	Нарушения в работе	43
5.	Системы контроля, управления и защиты	46
5.1.	Общие представления	46
5.2.	Защиты и блокировки системы RQ	47
5.3.	Регулирование	49
5.4.	Сигнализация	51
6.	Контрольно-измерительные приборы	51
6.1.	Общие представления	51
6.2.	Перечень позиций отборов и датчиков	51
7.	Режимы эксплуатации системы	53
7.1.	Режим готовности к работе системы RQ	53
7.2.	Работа системы RQ по прямому назначению	54
7.3.	Особенности работы системы RQ	54
7.4.	Вывод в ремонт системы RQ	55
8.	Обслуживание системы RQ	56
8.1.	Функциональное опробование	56
8.2.	Техническое обслуживание	57
8.3.	Оперативное обслуживание	61
9.	Технические данные	64
9.1.	Паропроводы коллектора собственных нужд RQ	64
9.2.	Регулирующий клапан	64
9.3.	Главный предохранительный клапан	64
9.4.	Клапаны запорно-дроссельные БРУ-СН RQ11,12S01	65
9.5.	Дроссельные устройства RQ11,12E01	66
9.6.	Редукционная охлаждающая установка	66

Приложение.

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы RQ	67
Перечень принятых сокращений	69

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание системы паропроводов собственных нужд блока 1000 МВт (турбинное отделение), проектное обозначение системы – RQ (далее – тех. описание).

1.2. Настоящее тех. описание распространяется на оборудование системы RQ блоков № 1, 2, 3, 4. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах настоящего тех. описания. Состав и границы системы RQ определяются проектом.

1.3. В настоящем тех. описании содержится подробная информация о назначении и принципах работы системы RQ, конструкции оборудования системы и об особенностях ее эксплуатации.

1.4. В соответствии с документом «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок 1(2,3,4)» система паропроводов собственных нужд относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности (класс безопасности «ЗН», группа С).

1.5. При разработке данного тех. описания была использована следующая документация:

1) «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок 1(2,3,4)»;

2) «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (ПНАЭ Г-7-008-89);

3) «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (СТО 1.1.1.02.001.0673-2006;

4) «Инструкция по эксплуатации. Паропровод собственных нужд блока 1000 МВт» (ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12);

5) «Инструкция по эксплуатации. Система автоматического регулирования давления пара в КСН и питания ТПН» (ИЭ.3.САР.ЦТАИ/86);

6) технологическая схема «Коллектор собственных нужд» (С.1.ТЦ-1/44, С.2.ТЦ-1/05) альбома «Схемы технологических систем ТО» (АС.1(2).ТЦ-1/01);

7) технологическая схема «Коллектор собственных нужд» (С.3.ТЦ-2/44, С.4.ТЦ-2/05) альбома «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/02);

8) «Карта уставок. Технологические уставки защит, блокировок и сигнализации турбинного отделения» (КУ.1(2,3,4).ТЗБ.ЦТАИ/02);

9) «Математическая запись. Алгоритмы технологических защит и блокировок турбинного отделения» (МЗ.1(2,3,4).ТЗБ.ЦТАИ/02);

10) «Паспорт. РОУ-14/3» (Свидетельство № Г-501);

11) «Паспорт. РОУ-14/6» (Свидетельство № Г-505);

12) «Паспорт. Клапан запорно-дроссельный» (1036-300/300-Э ПС);

13) «Паспорт. Клапан импульсный» (0030.061-0-01 ПС);

14) «Паспорт. Предохранительный клапан Ду300 Ру10»;

15) «Паспорт. Устройство дросселирующие Ду300/600» (1035-300/600 Ш);

16) «Программы технического обслуживания и ремонта теплообменного оборудования, баков и фильтров турбинного отделения энергоблоков Балаковской АЭС» (ОППР-2-09/1);

17) «Инструкция по построению, оформлению и содержанию технического описания системы (оборудования)» (И.ОТ/08);

18) «Инструкция по оформлению производственно-технических документов Балаковской АЭС» (И.ПТО/01).

2. Назначение системы

2.1. Назначение и принцип работы системы

2.1.1. Система паропроводов собственных нужд служит для снабжения паром эжекторов и уплотнений основной турбины и приводных турбин ТПН, деаэраторов, ПЭМ, ПБ ТФУ, привода БЗОК, приводных турбин ТПН, потребителей РО, предпускового прогрева СПП, а при работе энергоблока на мощности - и общестанционного паропровода собственных нужд, для расхолаживания РУ через технологический конденсатор.

2.1.2. Система RQ функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации блока, включая переходные режимы, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и в аварийных режимах.

2.1.3. Система паропроводов собственных нужд RQ имеет три независимых источника пара в зависимости от режима работы:

- 1) общестанционный коллектор собственных нужд или ПРК;
- 2) 3-ий отбор турбоагрегата;
- 3) БРУ-СН.

2.2. Проектные требования к системе

2.2.1. Конструкции оборудования и трубопроводов КСН отвечают требованиям правил ПНАЭ Г-7-008-89 и «Норм расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (ПНАЭ Г-7-002-86).

2.2.2. Конструкции оборудования и трубопроводов обеспечивают работоспособность, надежность и безопасность эксплуатации в течение всего срока службы.

2.2.3. В оборудовании и трубопроводах предусмотрена возможность удаления воздуха при заполнении средой, а также удаления конденсата, образующегося в процессе разогрева или расхолаживания КСН.

2.2.4. На КСН установлена система ИПУ для защиты трубопроводов от превышения давления, а также предусмотрены контрольно-измерительные устройства, позволяющие контролировать правильность ведения технологического процесса и целостность оборудования и трубопроводов.

2.2.5. Конструкция и компоновка оборудования и трубопроводов определяет возможность проведения осмотра, ремонта, гидравлических (пневматических) испытаний.

2.2.6. Все элементы оборудования и трубопроводы КСН с температурой наружной поверхности стенки выше 45 °С, расположенные в обслуживаемых помещениях и помещениях ограниченного доступа, теплоизолированы.

2.3. Принципы построения системы

2.3.1. В состав системы RQ входят: паропроводы коллектора собственных нужд, РОУ-14/3, РОУ-14/6, БРУ-СН, дросселирующее устройство, импульсно-предохранительное устройство, сепаратор влаги, отключающая и регулирующая арматура, средства измерения и контроля параметров транспортируемой среды.

2.3.2. Для поддержания постоянного давления 8–11 кгс/см² в КСН система RQ имеет три источника питания пара, которые взаимозаменяют друг друга при различных режимах работы РУ.

2.3.3. При работе энергоблока на мощности КСН снабжается паром от 3-го отбора турбины, при снижении давления в КСН (при разгрузке турбоагрегата или при срабатывании защиты действующей на останов турбины) вступает в работу система автоматического регулирования БРУ-СН, которая и поддерживает рабочее давление в КСН.

2.3.4. От повышения давления в паропроводах сверх допустимого на коллекторе установлены десять импульсно-предохранительных устройств (RQ10S01-10, RQ10S11-20), в состав каждого из которых входят импульсные клапана и главные предохранительные клапана, выхлоп которых направлен в атмосферу.

2.3.5. При работе КСН от 3-го отбора турбины в системе RQ установлен сепаратор влаги для удаления влаги из отбираемого пара от турбины и исключения ее попадания в трубопроводы КСН.

2.3.6. Для снижения давления до пределов, необходимых потребителям пара турбинного и реакторного отделения, в системе RQ установлены редукционные установки, которые и обеспечивают подачу этого пара к потребителям более низких параметров по давлению – соответственно 6,0 и 3,0 кгс/см².

2.3.7. Паропроводы системы RQ разделены секционными задвижками, наличие которых позволяет эксплуатировать систему RQ как отдельными участками, так и всю систему в целом, что особо сказывается при подготовке системы к пуску и прогреву паропроводов, а также при необходимости снабжения паром отдельных потребителей при нахождении энергоблока в ремонте или резерве.

2.3.8. Для исключения гидроударов в паропроводах, при прогреве, система RQ снабжена дренажными линиями, отводящими конденсирующийся пар в паропроводах при прогреве и переходных режимах работы КСН, а также при выводе в ремонт системы RQ или отдельных ее участков для снижения давления и дренирования конденсата.

2.3.9. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и контроля работы системы RQ во всех технологических режимах коллектор собственных нужд энергоблока снабжен приборами измерения давления, температуры и расхода пара.

3. Описание системы

3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. Принципиальная технологическая схема паропроводов свежего пара представлена на рис. 3.1.1.

3.1.2. Полные технологические схемы системы RQ блоков № 1, 2, 3, 4 представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

1) «Схемы технологических систем ТО» (АС.1.ТЦ-1/01), схема «Коллектор собственных нужд» (С.1.ТЦ-1/44);

2) «Схемы технологических систем ТО» (АС.2.ТЦ-1/01), схема «Коллектор собственных нужд» (С.2.ТЦ-1/05);

3) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01), схема «Коллектор собственных нужд» (С.3.ТЦ-2/44);

4) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.4.ТЦ-2/02), схема «Коллектор собственных нужд» (С.4.ТЦ-2/05).

3.1.3. Система КСН (турбинное отделение) включает в себя:

- 1) два БРУ-СН (RQ11,12S01);
- 2) сепаратор влаги (RD34B01);
- 3) редукционную установку РОУ-14/6 (RQ31S04);
- 4) редукционную установку РОУ-14/3 (RQ40S02);
- 5) десять предохранительных клапанов;
- 6) трубопроводы и арматуру;
- 7) систему дренажей паропроводов КСН;
- 8) средства измерений и автоматики.

3.1.4. КСН имеет три независимых источника питания пара (рис. 3.1.1) от 3-го отбора турбоагрегата, БРУ-СН, общестанционного коллектора других блоков или ПРК.

3.1.5. Общестанционный коллектор других блоков обеспечивает подачу пара в КСН блока, находящегося в ремонте или в резерве, при отсутствии собственных источников пара блока.

3.1.6. Пуско-резервная котельная обеспечивает подачу пара в КСН при первоначальном пуске АС.

3.1.7. БРУ-СН производит подачу пара в КСН от главных паропроводов ПГ при пусках блока, сбросах нагрузки на турбоагрегате, понижении давления пара в 3-ем отборе турбоагрегата менее 8 кгс/см^2 при 1-ом диапазоне и менее 7 кгс/см^2 при 2-ом диапазоне, а также отвод пара при расхолаживании блока на технологический конденсатор.

3.1.8. Подача пара в КСН от 3-го отбора турбины производится через сепаратор влаги (RD34B01), предназначенный для сепарации пара и снижения влажности пара. Отвод конденсата с сепаратора влаги производится в РДМ либо в ПНД-4, или в РБ-9 (SH10B01).

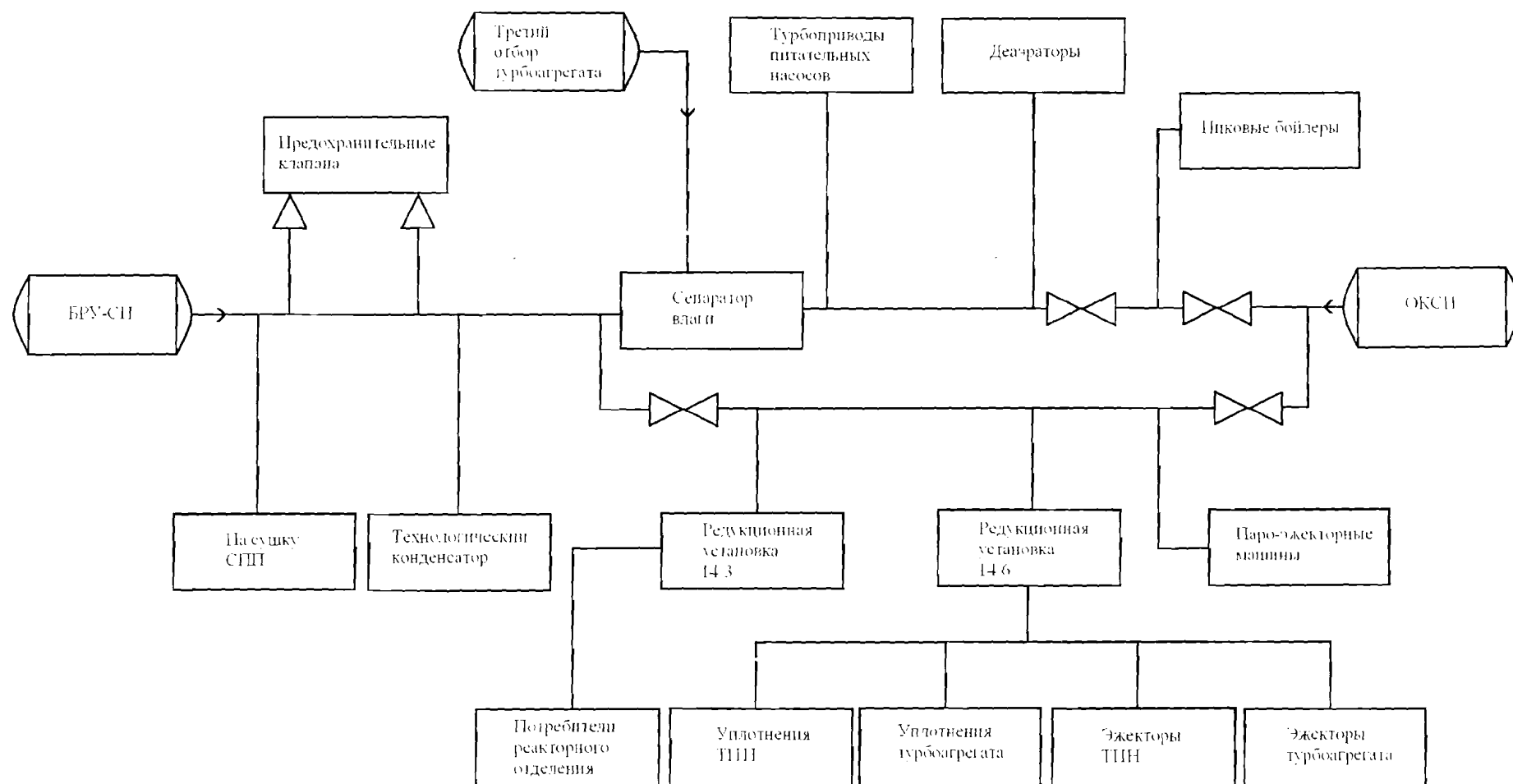


Рисунок 3.1.1 – Принципиальная технологическая схема паропроводов коллектора собственных нужд

3.1.9. От повышения давления в паропроводах сверх допустимого на коллекторе установлены десять импульсно-предохранительных устройств (RQ10S01-10, RQ10S11-20), в состав каждого из которых входят импульсные клапана и главные предохранительные клапана, выход которых направлен в атмосферу.

3.1.10. При расхолаживании энергоблока на технологический конденсатор через БРУ-СН с КСН отдельным паропроводом Ду 800 пар поступает на ТК (RR20W01) при включенной в работу системе RR.

3.1.11. В паропровод КСН врезана линия Ду 100, транспортирующая пар на сушку СПП.

3.1.12. Далее с паропровода КСН 8-10 кгс/см² пар подается по паропроводам Ду 400 к турбоприводу питательных насосов, Ду 500 к деаэраторам 7-ата, Ду 400 к пиковым бойлерам системы ТФУ.

3.1.13. В паропровод Ду 300 КСН 8-10 кгс/см² между секционными задвижками RQ31S01 и RQ31S02 врезаны РОУ-14/3 (потребители РО) производительностью 20 т/ч, РОУ-14/6 (потребители ТО) производительностью 54 т/ч и паропровод на БЗОК и ПЭМ.

3.1.14. Для удаления конденсата в КСН на коллекторах дренажей установлены конденсатоотводчики, которые выполнены в виде емкости, внутри которой находится полый металлический шар, выполняющий роль клапана. При наборе уровня в емкости шар всплывает, освобождая проход конденсату, после освобождения емкости от конденсата, шар прижимает давлением пара к дну емкости, тем самым перекрывая выход. Все конденсатоотводчики снабжены байпасной линией.

3.1.15. Для потребителей РО от общестанционного коллектора перед регулятором РОУ14/3 врезан автономный паропровод, который позволяет использовать пар при отключенном КСН блока.

3.1.16. Основными потребителями системы паропроводов собственных нужд в турбинном отделении являются:

- 1) деаэраторы питательной воды второго контура;
- 2) пиковые бойлеры ТФУ;
- 3) уплотнения турбины (ЦВД, ЦНД);
- 4) эжекторы турбины (уплотнений, основные эжекторы, пусковые эжекторы, эжекторы циркуляции);
- 5) турбоприводы питательных насосов;
- 6) уплотнения турбоприводов питательных насосов;
- 7) эжекторы ТПН (основной, пусковой, уплотнений);
- 8) парозежекторные машины;
- 9) СПП (сушка 1-ой, 2-ой ступеней);
- 10) общестанционный п/п собственных нужд.

3.1.17. Основными потребителями системы паропроводов собственных нужд в реакторном отделении являются:

- 1) ванны дезактивации приводов СУЗ;
- 2) деаэратор подпитки первого контура;
- 3) деаэратор борного регулирования.

3.1.18. Для контроля параметров пара (давления, температуры, расходов) КСН укомплектован расходомерными шайбами, врезаны штуцера под манометры и гильзы под термопары.

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. Система паропроводов свежего пара (РА) служит для снабжения паром паропровода собственных нужд через БРУ-СН.

Граничная арматура – RQ11,12S01.

3.2.2. Система расхолаживания первого контура через технологический конденсатор (RR).

Граничная арматура – RR20S01.

3.2.3. Система подачи пара на эжектора и уплотнения турбоагрегата и ТПН (SG).

Граничная арматура – SG10S02, SQ20S05.

3.2.4. Деаэрационно-питательная установка.

Граничная арматура – RQ21,22S07 и RQ22S10.

3.2.5. Теплофикационная установка (пиковые бойлера).

Граничная арматура – RQ32S01.

3.2.6. Система подачи пара на турбопривод питательных насосов.

Граничная арматура RQ50S01,02.

3.2.7. Система подачи пара на сушку СПП.

Граничная арматура RQ61(62)S02.

3.2.8. Подача пара к ПЭМ.

Граничная арматура RQ33S17,18

3.2.9. Система дренажей машзала (RT) обеспечивает отвод дренажа из паропроводов КСН и сепаратора влаги RD34B01 в расширитель дренажей машзала RT20B01.

Граничная арматура – коренные вентили дренажей трубопроводов КСН.

3.2.10. Система измерения и контроля параметров системы RQ.

Граничная арматура - коренные вентили на импульсных линиях датчиков КИП и манометров.

3.3. Размещение оборудования системы

3.3.1. Оборудование системы RQ размещено в машзале турбинного отделения. Перечень основного оборудования приведен в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	Оперативное обозначение	Ряд	Ось	Отметка, м
Паропроводы коллектора собственных нужд	RQ	А-В	1-12	2,7-24,0
БРУ-СН	RQ11,12S01	А-Б	1-2	24.0
Дросселирующее устройство	RQ11,12E01	А-Б	2-3	24.0
РОУ-14/6	RQ31S04	Б-В	7-8	15
РОУ-14/3	RQ40S02	Б-В	5-6	15
ИПУ	RQ10S01-10	В	2-4	17
Сепаратор влаги	RD34B01	В	5-6	15

4. Элементы системы

4.1. Паропроводы и арматура КСН

4.1.1. Паропроводы коллектора собственных нужд предназначены для транспортировки насыщенного пара давлением 8-10 кгс/см² и температурой 180 °С.

4.1.2. Паропроводы системы RQ выполнены из стали 20. Технические характеристики паропроводов приведены в подразделе 9.1. настоящего тех. описания.

4.1.3. Крепление паропроводов КСН машинного зала осуществляется при помощи пружинных опор, пружинных подвесок и направляющих опор.

4.1.4. Пружинные подвески и опоры обеспечивают перемещение паропроводов в вертикальном направлении. В зависимости от размера вертикального смещения и нагрузки пружинные подвески выполнены с одной или несколькими пружинами на каждой тяге. Направляющие опоры предохраняют трубопроводы от вибрации.

4.1.5. В системе RQ используется электрифицированная арматура серии 1036-300/300-Э, ПТ 13065-60, 30с927нж, 30с907нж, 30с964нж, ИА 11075-300, ЗКЛПЭ-40 и с ручным приводом серии 1010-100, 30с997нж, 998-20-0.

4.1.6. В таблице 4.1.1 представлен перечень арматуры системы RQ энергоблока № 1.

Таблица 4.1.1

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
1RQ30S04	Пар от общестанционного паропровода на КСН	30с907нж3	600/25
1RQ30S01	Пар от общестанционного паропровода на КСН	30с927нж	600/25
1RQ30S02	Байпас 1RQ30S01	15с922нж	50/10
1RQ31S02	Пар от общестанционного паропровода к РОУ	30с964нж	200/25
1RQ31S01	Пар от КСН к РОУ	30с964нж	200/25
1RQ22S10	Пар на Д-7ата, пусковая линия	ИА 11075-300	300/25
1RQ31S03	Пар к РОУ-14/6	30с964нж	300/25
1RQ40S01	Пар к РОУ-14/3	30с997нж	150/25
1RQ11S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
1RQ12S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
1RQ21S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
1RQ22S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
1RQ32S01	Пар от КСН на ПБ 1UM21,22W03	30с907нж	400/25

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
1RD34S03	Пар 3-го отбора в КСН	30с927нж	500/25
1RQ50S01	Пар от КСН на ТПН. основная линия	ЗКЛПЭ-40	300/40
1RQ50S02	Пар от КСН на ТПН. пусковая линия	30с964нж	200/25
1RQ30S03	Секционная на КСН	30с927нж	600/25
1RR20S01	Пар на технологический конденсатор	30с927нж	500/25
1RR20S02	Байпас 1RR20S01	30с997нж	200/25
1RQ62S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
1RQ61S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
1RQ33S17	Пар от КСН на ПЭМ	30с997нж	150/25
1RQ30S81	Вентиль воздушника с паропровода за 1RQ30S01 со стороны ОКСН	998-20-0	20/120
1RQ30S82	Вентиль воздушника с паропровода за 1RQ30S01 со стороны ОКСН	998-20-0	20/120
1RQ10S81	Вентиль воздушника с паропровода за 1RQ31S01 со стороны БРУ-СН	998-20-0	20/120
1RQ10S82	Вентиль воздушника с паропровода за 1RQ31S01 со стороны БРУ-СН	998-20-0	20/120
1RQ10S83	Вентиль воздушника с паропровода к РОУ от общестанционного паропровода	998-20-0	20/120
1RQ21S81	Вентиль воздушника с паропровода перед 1RQ21S07	998-20-0	20/120
1RQ22S81	Вентиль воздушника с паропровода перед 1RQ22S07	998-20-0	20/120
1RT61S01	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в коллектор дренажей турбины	998-20-0	20/120
1RT61S11	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ	998-20-0	20/120
1RT61S12	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ	998-20-0	20/120
1RT61S45	Вентиль дренажа с паропровода после БРУ-СН	998-20-0	20/120
1RT61S41	Вентиль дренажа с паропровода к ТК	998-20-0	20/120
1RT61S43	Вентиль дренажа с паропровода к ТК	998-20-0	20/120
1RT61S44	Вентиль дренажа с паропровода к ТК	998-20-0	20/120
1RQ30S94	Вентиль дренажа с КСН после задвижки 1RQ30S01	998-20-0	20/120
1RT61S30	Вентиль дренажа с ОКСН до задвижки 1RQ30S04	998-20-0	20/120
1RT61S31	Вентиль дренажа с ОКСН до задвижки 1RQ30S04	998-20-0	20/120
1RT61S32	Вентиль дренажа с ОКСН до задвижки 1RQ30S04	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
1RT61S33	Вентиль дренажа с ОКЧН до задвижки 1RQ30S04	998-20-0	20/120
1RT61S34	Вентиль дренажа с ОКЧН до задвижки 1RQ30S04	998-20-0	20/120
1RQ30S91	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01	988-20-0-0	20/120
1RQ34S98	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ34S95	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ34S97	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ30S92	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01	988-20-0-0	20/120
1RQ35S94	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ35S91	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ35S93	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ37S91	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 1RQ30S03	998-20-0	20/120
1RQ31S91	Вентиль дренажа с паропровода перед задвижкой 1RQ31S02	998-20-0	20/120
1RQ35S98	Вентиль дренажа с КЧН до 1RQ31S02 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ35S95	Вентиль дренажа с КЧН до 1RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ35S97	Вентиль дренажа с КЧН до 1RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ31S92	Вентиль дренажа с паропровода после задвижки 1RQ31S02	998-20-0	20/120
1RQ36S94	Вентиль дренажа с КЧН после 1RQ31S02 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ36S91	Вентиль дренажа с КЧН после 1RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ36S93	Вентиль дренажа с КЧН после 1RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ33S90	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
1RQ33S92	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
1RT10S12	Общий вентиль на коллекторе дренажей главного паропровода в сепаратор влаги	15с922нж	50/10
1RQ31S93	Вентиль дренажа с паропровода до РОУ-14/6	998-20-0	20/120
1RQ40S91	Вентиль дренажа с паропровода до РОУ-14/3	998-20-0	20/120
1RQ40S92	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО до задвижки 1RQ40S04	998-20-0	20/120
1RQ40S94	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО после задвижки 1RQ40S04	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
1RQ33S01	Задвижка к ПЭМ	30с997нж	150/25
1RQ33S04	Задвижка к ПЭМ	30с997нж	150/25
1RQ33S07	Задвижка к ПЭМ	30с997нж	150/25
1RQ30S95	Вентиль дренажа за 1RQ30S99 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ30S96	Вентиль дренажа за 1RQ30S99 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ30S98	Вентиль дренажа за 1RQ30S99 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
1RQ30S99	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН от КСН	998-20-0	20/120
1RQ30S90	Вентиль дренажа с ОКСН до задвижки 1RQ30S04	998-20-0	20/120
1RQ34S94	Вентиль дренажа с ОКСН до задвижки 1RQ30S04 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ34S91	Вентиль дренажа с ОКСН до 1RQ30S04 через конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ34S93	Вентиль дренажа с ОКСН до 1RQ30S04 через конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
1RQ30S74	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН от КСН до 1RQ50S01	998-20-0	20/120

4.1.7. В таблице 4.1.2 представлен перечень арматуры системы RQ энергоблока № 2.

Таблица 4.1.2

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
2RQ30S04	Пар от общестанционного паропровода на КСН	30с907нжЗ	600/25
2RQ30S01	Пар от общестанционного паропровода на КСН	30с927нж	600/25
2RQ30S02	Байпас 2RQ30S01	15с922нж	50/10
2RQ31S02	Пар от общестанционного паропровода к РОУ	30с964нж	200/25
2RQ31S01	Пар от КСН к РОУ	30с964нж	200/25
2RQ22S10	Пар на Д-7ата, пусковая линия	ИА 11075-300	300/25
2RQ31S03	Пар к РОУ-14/6	30с964нж	300/25
2RQ40S01	Пар к РОУ-14/3	30с997нж	150/25
2RQ11S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
2RQ12S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
2RQ21S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
2RQ22S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
2RQ32S01	Пар от КСН на ПБ 2UM21.22W03	30с907нж	400/25
2RD34S03	Пар 3-го отбора в КСН	30с927нж	500/25
2RQ50S01	Пар от КСН на ТПН, основная линия	ЗКЛПТЭ-40	300/40
2RQ50S02	Пар от КСН на ТПН, пусковая линия	30с964нж	200/25
2RQ30S03	Секционная на КСН	30с927нж	600/25
2RR20S01	Пар на технологический конденсатор	30с927нж	500/25
2RR20S02	Байпас 2RR20S01	30с997нж	200/25
2RQ62S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
2RQ61S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
2RQ33S17	Пар от КСН на ПЭМ	30с997нж	150/25
2RQ33S18	Пар от СПП на ПЭМ	30с997нж	150/25
2RT61S01	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в коллектор дренажей турбины	998-20-0	20/120
2RQ30S80	Вентиль воздушника с паропровода перед 2RQ30S04 со стороны КСН	998-20-0	20/120
2RT61S11	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ	998-20-0	20/120
2RT61S12	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ	998-20-0	20/120
2RT61S13	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ	998-20-0	20/120
2RT61S14	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ	998-20-0	20/120
2RT61S95	Вентиль дренажа с паропровода после БРУ-СН	998-20-0	20/120
2RT61S41	Вентиль дренажа с паропровода к ТК	998-20-0	20/120
2RT61S43	Вентиль дренажа с паропровода к ТК	998-20-0	20/120
2RT61S44	Вентиль дренажа с паропровода к ТК	998-20-0	20/120
2RQ30S93	Вентиль дренажа с КСН после задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RQ30S94	Вентиль дренажа с КСН после задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RT61S30	Вентиль дренажа с ОКСН до задвижки 2RQ30S04	998-20-0	20/120
2RQ30S91	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RQ30S92	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RQ30S90	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
2RT61S31	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RT61S32	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RT61S33	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RT61S34	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RT61S35	Вентиль дренажа с КСН на воронку до задвижки 2RQ30S01	998-20-0	20/120
2RQ31S91	Вентиль дренажа с паропровода перед задвижкой 2RQ31S02	998-20-0	20/120
2RQ31S92	Вентиль дренажа с паропровода после задвижки 2RQ31S02	998-20-0	20/120
2RQ33S90	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
2RQ33S92	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
2RT10S12	Общий вентиль на коллекторе дренажей главного паропровода в сепаратор влаги	15с922нж	50/10
2RQ10S80	Вентиль воздушника с паропровода на участке между задвижкой 2RQ31S01 и коллектором ИПУ КСН	998-20-0	20/120
2RQ30S81	Вентиль воздушника перед задвижкой 2RQ30S03	998-20-0	20/120
2RQ30S82	Вентиль воздушника перед задвижкой 2RQ30S03	998-20-0	20/120
2RQ10S81	Вентиль воздушника перед ИПУ КСН со стороны БРУ-СН	998-20-0	20/120
2RQ31S80	Воздушник перед задвижкой 2RQ31S01	998-20-0	20/120
2RQ31S93	Вентиль дренажа с паропровода до РОУ-14/6	998-20-0	20/120
2RQ40S80	Вентиль воздушника перед задвижкой 2RQ40S01	998-20-0	20/120
2RQ40S91	Вентиль дренажа с паропровода до РОУ-14/3	998-20-0	20/120
2RQ40S93	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО до задвижки 2RQ40S04	998-20-0	20/120
2RQ40S92	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО до задвижки 2RQ40S04	998-20-0	20/120
2RQ40S94	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО после задвижки 2RQ40S04	998-20-0	20/120
2RQ33S01	Задвижка к ПЭМ	30с997нж	150/25
2RQ33S04	Задвижка к ПЭМ	30с997нж	150/25
2RQ33S07	Задвижка к ПЭМ	30с997нж	150/25
2RQ30S80	Вентиль воздушника с паропровода к РОУ от общестанционного паропровода до 2RQ31S02	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
2RQ30S95	Вентиль дренажа до 2RQ50S01 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ30S96	Вентиль дренажа до 2RQ50S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ30S98	Вентиль дренажа до 2RQ50S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ34S94	Вентиль дренажа с ОКЧН до задвижки 2RQ30S04 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ34S91	Вентиль дренажа с ОКЧН до 2RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ34S93	Вентиль дренажа с ОКЧН до 2RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ34S98	Вентиль дренажа с КЧН за 2RQ30S04 помимо конденсатоотводчиков	998-20-0	20/120
2RQ34S95	Вентиль дренажа с КЧН за 2RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ34S97	Вентиль дренажа с КЧН за 2RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ35S94	Вентиль дренажа с КЧН перед 2RQ30S01 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ35S91	Вентиль дренажа с КЧН перед 2RQ30S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ35S93	Вентиль дренажа с КЧН перед 2RQ30S01 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ35S98	Вентиль дренажа с КЧН до 2RQ31S02 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ35S95	Вентиль дренажа с КЧН до 2RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ35S97	Вентиль дренажа с КЧН до 2RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ36S94	Вентиль дренажа с КЧН после 2RQ31S02 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ36S91	Вентиль дренажа с КЧН после 2RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ36S93	Вентиль дренажа с КЧН после 2RQ31S02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ36S98	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 2RQ33S17 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ36S95	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 2RQ33S17 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ36S96	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 2RQ33S17 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ37S91	Вентиль дренажа с КЧН до задвижки 2RQ30S03 (общий)	998-20-0	20/120
2RQ37S95	Вентиль дренажа с КЧН за вентилем 2RQ37S91 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
2RQ37S92	Вентиль дренажа с КЧН за вентилем 2RQ37S91 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ37S94	Вентиль дренажа с КЧН за вентилем 2RQ37S91 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
2RQ30S99	Вентиль дренажа с КЧН 2RQ50S01 (общий)	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
2RQ30S74	Вентиль дренажа с КСН до 2RQ50S01 помимо дроссельной шайбы	998-20-0	20/120
2RQ30S73	Вентиль дренажа с КСН до 2RQ50S01 через дроссельную шайбу	998-20-0	20/120

4.1.8. В таблице 4.1.3 представлен перечень арматуры системы RQ энергоблока № 3.

Таблица 4.1.3

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
3RQ30S04	Пар от общестанционного паропровода на КСН (ремонтная задвижка)	30с907нж3	600/25
3RQ30S01	Пар от общестанционного паропровода на КСН	30с927нж	600/25
3RQ30S02	Байпас 3RQ30S01	15с922нж	50/10
3RQ31S02	Пар от общестанционного паропровода к РОУ	30с964нж	200/25
3RQ31S01	Пар от КСН к РОУ	30с964нж	200/25
3RQ22S10	Пар на Д-7ата, пусковая линия	ИА 11075-300	300/25
3RQ31S03	Пар к РОУ-14/6	30с964нж	300/25
3RQ40S01	Пар к РОУ-14/3	30с997нж	150/25
3RQ11S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
3RQ12S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
3RQ21S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
3RQ22S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
3RQ32S01	Пар от КСН на ПБ 3UM21,22W03	30с907нж	400/25
3RD34S03	Пар 3-го отбора в КСН	30с927нж	500/25
3RQ50S01	Пар от КСН на ТПН, основная линия	ЗКЛПЭ-40	300/40
3RQ50S02	Пар от КСН на ТПН, пусковая линия	30с964нж	200/25
3RQ30S03	Секционная на КСН	30с927нж	600/25
3RR20S01	Пар на технологический конденсатор	30с927нж	500/25
3RR20S02	Байпас 3RR20S01	30с997нж	200/25
3RQ62S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
3RQ61S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
3RQ33S17	Пар от КСН на ПЭМ	30с997нж	150/25

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
3RQ33S19	Пар на привод БЗОК от КСН	30с997нж	150/25
3RT61S01	Дренаж с сепаратора влаги в ПНД-4	998-20-0	20/120
3RT61S15	Дренаж с КСН после задвижки 3RQ30S01	998-20-0	20/120
3RT61S16	Дренаж с КСН после задвижки 3RQ30S01	998-20-0	20/120
3RT61S35	На пропарку ГМБ		
3RT61S30	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 3RQ30S04	998-20-0	20/120
3RT61S62	Вентиль дренажа с паропровода перед задвижкой 3RQ31S02	998-20-0	20/120
3RT31S01	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ перед задвижкой 3RQ33S17	998-20-0	20/120
3RQ31S80	Вентиль воздушника перед задвижкой 3RQ31S03	998-20-0	20/120
3RT33S05	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
3RT31S02	Вентиль дренажа с паропровода после РОУ-14/3	998-20-0	20/120
3RT31S03	Вентиль дренажа с паропровода после РОУ-14/6	998-20-0	20/120
3RT31S04	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО после задвижки 3RQ40S04	998-20-0	20/120
3RT10S12	Общий вентиль на коллекторе дренажей главного паропровода в сепаратор влаги	15с922нж	50/10
3RQ10S81	Вентиль воздушника с паропровода на участке между задвижкой 3RQ31S01 и коллектором ИПУ КСН	998-20-0	20/120
3RQ30S81	Вентиль воздушника перед задвижкой 3RQ30S03	998-20-0	20/120
3RT34S02	Дренаж с паропровода перед задвижкой 3RD34S03	998-20-0	20/120
3RQ30S82	Вентиль воздушника перед задвижкой 3RQ31S02	998-20-0	20/120
3RQ50S11	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН	998-20-0	20/120
3RQ50S12	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН	998-20-0	20/120
3RQ50S13	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН	998-20-0	20/120
3RQ50S14	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН	998-20-0	20/120
3RQ50S15	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН	998-20-0	20/120
3RQ50S11	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 3RQ50S01,02 перед и за дросселем	998-20-0	20/120
3RQ50S13	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 3RQ50S01,02 перед и за дросселем	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
3RQ50S14	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 3RQ50S01,02 перед и за дросселем	998-20-0	20/120
3RQ50S12	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 3RQ50S01,02 помимо дросселя	998-20-0	20/120
3RQ50S15	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 3RQ50S01,02 помимо дросселя	998-20-0	20/120
3RT61S11	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT61S13	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT61S14	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
3RT61S41	Вентиль дренажа с паропровода к ТК через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT61S43	Вентиль дренажа с паропровода к ТК через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT61S44	Вентиль дренажа с паропровода к ТК помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
3RT61S31	Вентиль дренажа с КСН до и после задвижки 3RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT61S33	Вентиль дренажа с КСН до и после задвижки 3RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT61S34	Вентиль дренажа с КСН до и после задвижки 3RQ30S04 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
3RT50S01	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT50S03	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
3RT50S04	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН помимо конденсатоотводчик	998-20-0	20/120

4.1.9. В таблице 4.1.4 представлен перечень арматуры системы RQ энергоблока № 4.

Таблица 4.1.4

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
4RQ30S04	Пар от общестанционного паропровода на КСН (ремонтная задвижка)	30с907нжЗ	600/25
4RQ30S01	Пар от общестанционного паропровода на КСН	30с927нж	600/25
4RQ30S02	Байпас 4RQ30S01	15с922нж	50/10
4RQ31S02	Пар от общестанционного паропровода к РОУ	30с964нж	200/25
4RQ31S01	Пар от КСН к РОУ	30с964нж	200/25
4RQ22S10	Пар на Д-7ата, пусковая линия	ИА 11075-300	300/25

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
4RQ31S03	Пар к РОУ-14/6	30с964нж	300/25
4RQ40S01	Пар к РОУ-14/3	30с997нж	150/25
4RQ11S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
4RQ12S01	БРУ-СН	1036-300/300-Э	300/80
4RQ21S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
4RQ22S07	Пар на Д-7ата	ПТ 13065-600	600/16
4RQ32S01	Пар от КСН на ПБ 3UM21.22W03	30с907нж	400/25
4RD34S03	Пар 3-го отбора в КСН	30с927нж	500/25
4RQ50S01	Пар от КСН на ТПН, основная линия	ЗКЛПЭ-40	300/40
4RQ50S02	Пар от КСН на ТПН, пусковая линия	30с964нж	200/25
4RQ30S03	Секционная на КСН	30с927нж	600/25
4RR20S01	Пар на технологический конденсатор	30с927нж	500/25
4RR20S02	Байпас 4RR20S01	30с997нж	200/25
4RQ62S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
4RQ61S02	Пар на сушку СПП	1010-100	100/120
4RQ33S17	Пар от КСН на ПЭМ	30с997нж	150/25
4RQ33S19	Пар на привод БЗОК от КСН		
4RT61S01	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в ПНД-4	998-20-0	20/120
4RT61S11	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT61S13	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT61S14	Вентиль дренажа с сепаратора влаги в РДМ помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
4RT61S41	Вентиль дренажа с паропровода к ТК через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT61S43	Вентиль дренажа с паропровода к ТК через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT61S44	Вентиль дренажа с паропровода к ТК помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
4RT61S15	Вентиль дренажа с КСН после задвижки 4RQ30S01	998-20-0	20/120
4RT61S16	Вентиль дренажа с КСН после задвижки 4RQ30S01	998-20-0	20/120
4RT61S30	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 4RQ30S01	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
4RT61S31	Вентиль дренажа с КСН до и после задвижки 4RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT61S33	Вентиль дренажа с КСН до и после задвижки 4RQ30S04 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT61S34	Вентиль дренажа с КСН до и после задвижки 4RQ30S04 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120
4RT61S35	Вентиль на пропарку ГМБ		
4RT61S28	Вентиль дренажа с КСН до задвижки 4RQ30S04	998-20-0	20/120
4RT61S29	Вентиль дренажа с КСН после задвижки 4RQ30S04	998-20-0	20/120
4RT31S01	Вентиль дренажа с паропровода перед задвижкой 4RQ31S02	998-20-0	20/120
4RT33S01	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ перед задвижкой 4RQ33S17	998-20-0	20/120
4RT30S84	Вентиль воздушника перед задвижкой 4RQ31S03	998-20-0	20/120
4RT33S02	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
4RT33S03	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
4RT33S04	Вентиль дренажа с паропровода к ПЭМ	998-20-0	20/120
4RT40S01	Вентиль дренажа с паропровода после РОУ-14/3	998-20-0	20/120
4RT31S03	Вентиль дренажа с паропровода после РОУ-14/6	998-20-0	20/120
4RT40S02	Вентиль дренажа с паропровода к потребителям РО после задвижки 4RQ40S04	998-20-0	20/120
4RT10S12	Общий вентиль на коллекторе дренажей главного паропровода в сепаратор влаги	15с922нж	50/10
4RQ10S81	Вентиль воздушника с паропровода на участке между задвижкой 4RQ31S01 и коллектором ИПУ КСН	998-20-0	20/120
4RQ30S82	Вентиль воздушника перед задвижкой 4RQ30S03	998-20-0	20/120
4RT34S03	Вентиль дренажа с паропровода после задвижки 4RD34S03	998-20-0	20/120
4RQ31S90	Вентиль дренажа с паропровода перед задвижкой 4RQ31S01	998-20-0	20/120
4RQ30S83	Вентиль воздушника перед задвижкой 4RQ31S02	998-20-0	20/120
4RT50S01	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT50S03	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RT50S04	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН помимо конденсатоотводчик	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
4RQ50S11	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 4RQ50S01,02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RQ50S12	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 4RQ50S01,02 через конденсатоотводчик	998-20-0	20/120
4RQ50S14	Вентиль дренажа с паропровода к ТПН перед задвижкой 4RQ50S01,02 помимо конденсатоотводчика	998-20-0	20/120

4.2. Клапаны запорно-дроссельные БРУ-СН RQ11,12S01

4.2.1. Клапаны запорно-дроссельные (рис. 4.2.1) служат в качестве управляемых дросселирующих органов быстродействующих редукционных установок и осуществляют дросселирование давления пропускаемого пара из основного паропровода свежего пара в коллектор собственных нужд энергоблока совместно с дроссельными устройствами RQ11,12E01, установленными последовательно за клапанами.

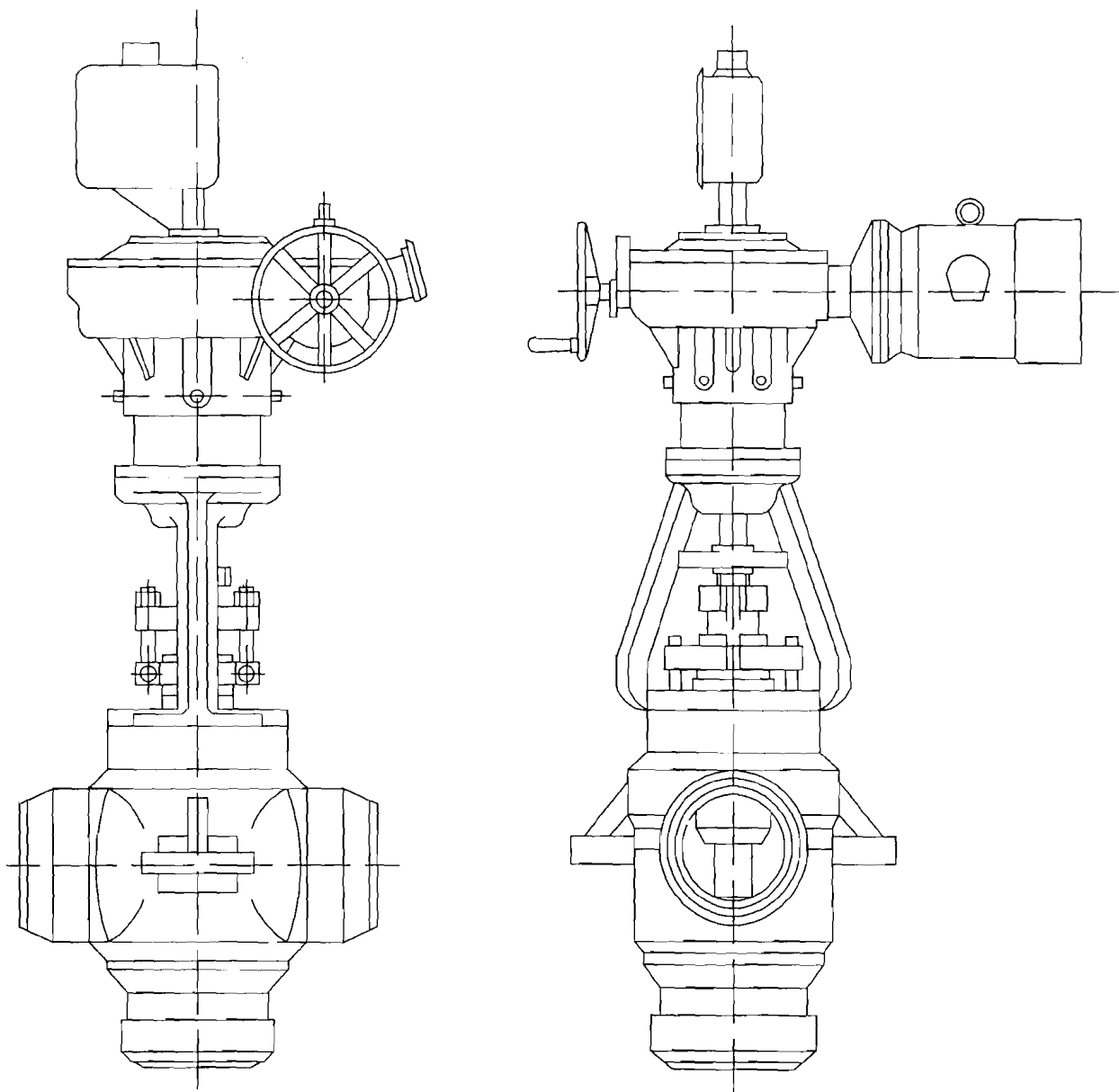


Рисунок 4.2.1 – БРУ-СН. Общий вид

4.2.2. Все БРУ-СН типа 1036-300/300, установленные на блоках Балаковской АЭС, произведены ЧЗЭМ. Конструкции данных типов клапанов приведены на рис. 4.2.2.

4.2.3. Клапаны установлены на горизонтальных участках паропроводов в положении штоком вверх и присоединены к трубопроводу посредством сварки. Управление клапанами может осуществляться вручную – маховиком электропривода и дистанционно (автоматически) – встроенным электроприводом. Питание клапана относится к 2-ой категории.

4.2.4. Клапаны состоят из следующих деталей:

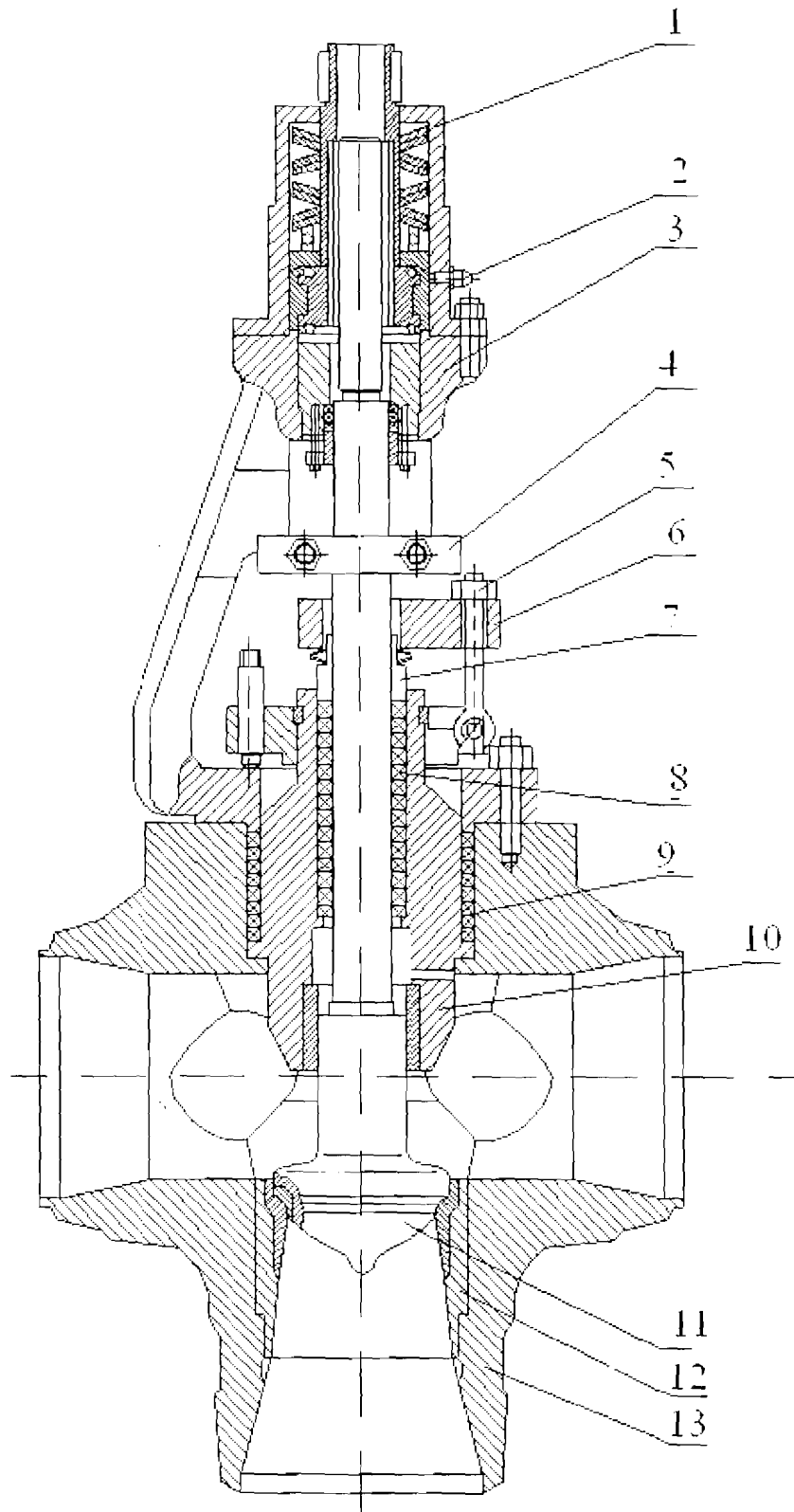
1) корпус (13), в который вварено седло (12), имеющее наплавленную уплотнительную поверхность конусной формы;

2) крышка (10), устанавливаемая в горловине корпуса; внутри крышки помещена сальниковая набивка, состоящая из прессованных асбестографитовых колец (8, 9), уплотняемая через грундбуксу (7) и планку нажимную (6); уплотнение разъема крышки с корпусом обеспечивается прокладкой зубчатой;

3) шток (11) с наплавленным профилированным концом; в средней части штока закреплен ползун, состоящий из двух стопорных планок, скрепленных двумя шпильками; для предотвращения проворачивания штока относительно ползуна последний закреплен на штоке при помощи шпонки; ползун препятствует вращательному движению штока, обеспечивая его поступательное движение и одновременно является указателем положения дросселирующего органа, передвигаясь во время работы вдоль шкалы, нанесенной на бугель; верхний конец штока сопрягается ходовой резьбой с резьбовой втулкой;

4) бугель (3), закрепленный на крышке; у клапана серии 1036 в верхней части бугеля размещена масленка (2) для подачи смазки в узел перемещения штока;

5) узел перемещения штока, состоящий из резьбовой втулки, ввернутой во втулку шпинделя и застопоренной против самоотвинчивания тремя винтами; втулка шпинделя размещена между двумя упорными подшипниками и радиальным подшипником, размещенном в ползуне.



1 – крышка бугеля; 2 – масленка; 3 – бугель; 4 – ползун; 5 – откидной болт;
 6 – планка нажимная, 7 – грундбукса; 8, 9 – сальниковая набивка; 10 – крышка;
 11 – шток; 12 – седло; 13 – корпус.

Рисунок 4.2.2 – Запорно-дрессельный клапан типа 1036-300/300-Э

4.2.5. Принцип работы запорно-дроссельных клапанов заключается в следующем: при помощи встроенного электропривода осуществляется поступательное движение штока. При перемещении профилированного окончания штока относительно седла изменяется площадь проходного сечения для пропуска рабочей среды. Тем самым обеспечивается процесс дросселирования и регулирования расхода среды.

В качестве материала для наплавки седла и штока применены сплавы, обладающие высокой эрозионостойкостью, достаточной твердостью и стойкостью против задиранья.

Наличие притертых уплотнительных поверхностей на седле и штоке позволяет осуществлять полное закрытие проходного сечения.

4.2.6. Технические данные БРУ-СН приведены в подразделе 9.4 данного тех. описания.

4.2.7. Расходная характеристика БРУ-СН RQ11,12S01 приведена на рис. 4.2.3.

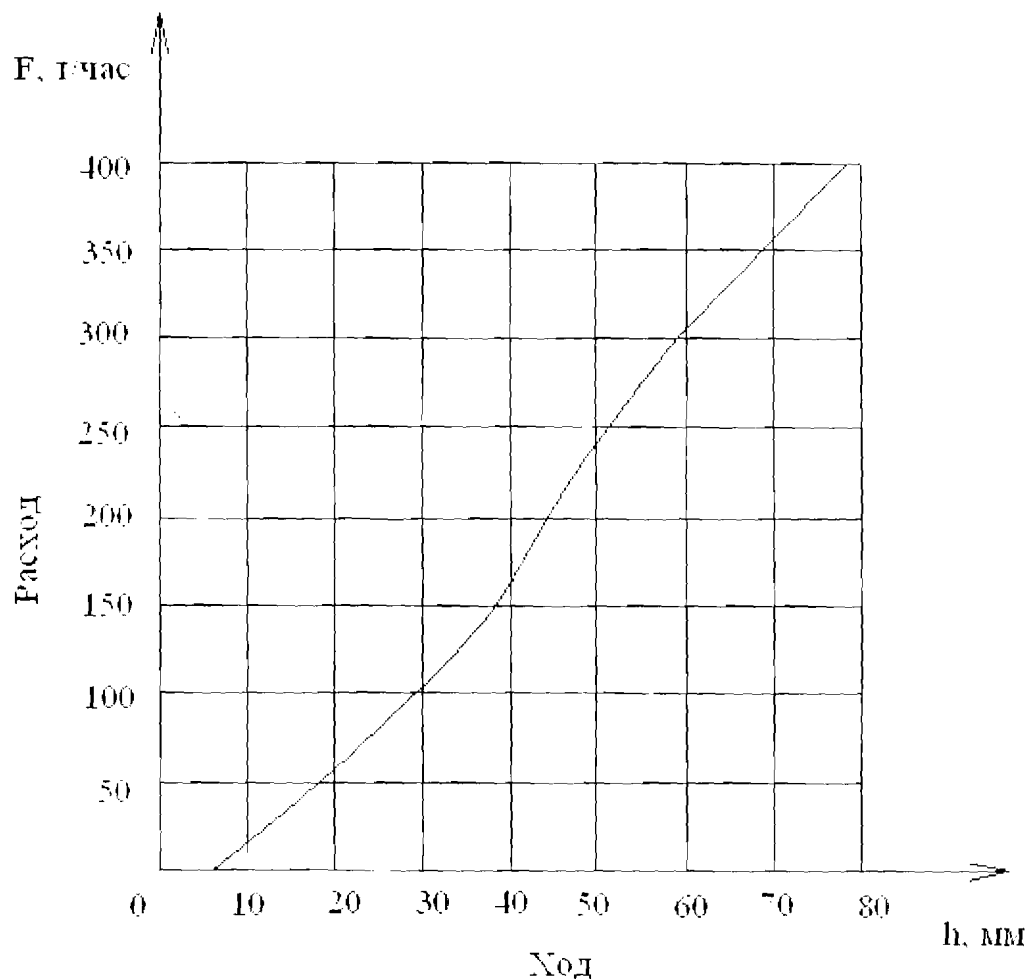


Рисунок 4.2.3 – Расходная характеристика БРУ-СН

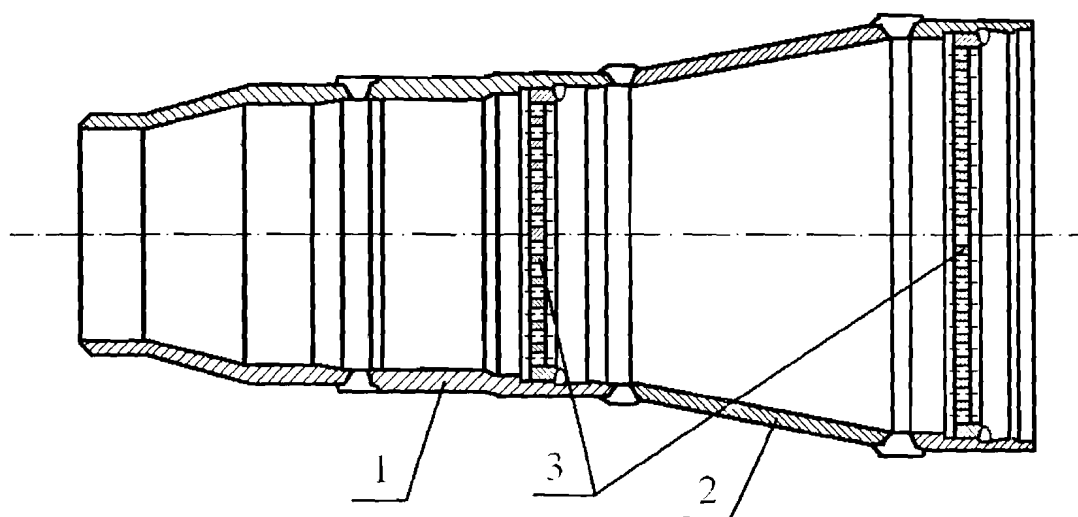
4.3. Дросселирующие устройства RQ11,12E01

4.3.1. После каждого БРУ-СН установлено два дросселирующих устройства Ду 300/600 одной конструкции с двумя дроссельными решетками (рис. 4.6.1).

4.3.2. Данные дроссельные устройства имеют сварное исполнение дроссельных элементов и состоят из корпуса с присоединительными патрубками и дроссельных решеток, приваренных к корпусу.

4.3.3. Дросселирование среды обеспечивается за счет сужения проходного сечения в решетках и последующего резкого расширения.

4.3.4. Технические характеристики дроссельного устройства приведены в подразделе 9.5. настоящего тех. описания.



1 – корпус, 2 – патрубок, 3 – дроссельная решетка.

Рисунок 4.3.1 – Дросселирующие устройства RQ11,12E01

4.4. Редукционная охлаждающая установка

4.4.1. В схемах энергоблоков для редуцирования давления пара до заданных параметров применяются редукционно-охладительные установки (рис. 4.4.1) РОУ-14/6 и РОУ-14/3.

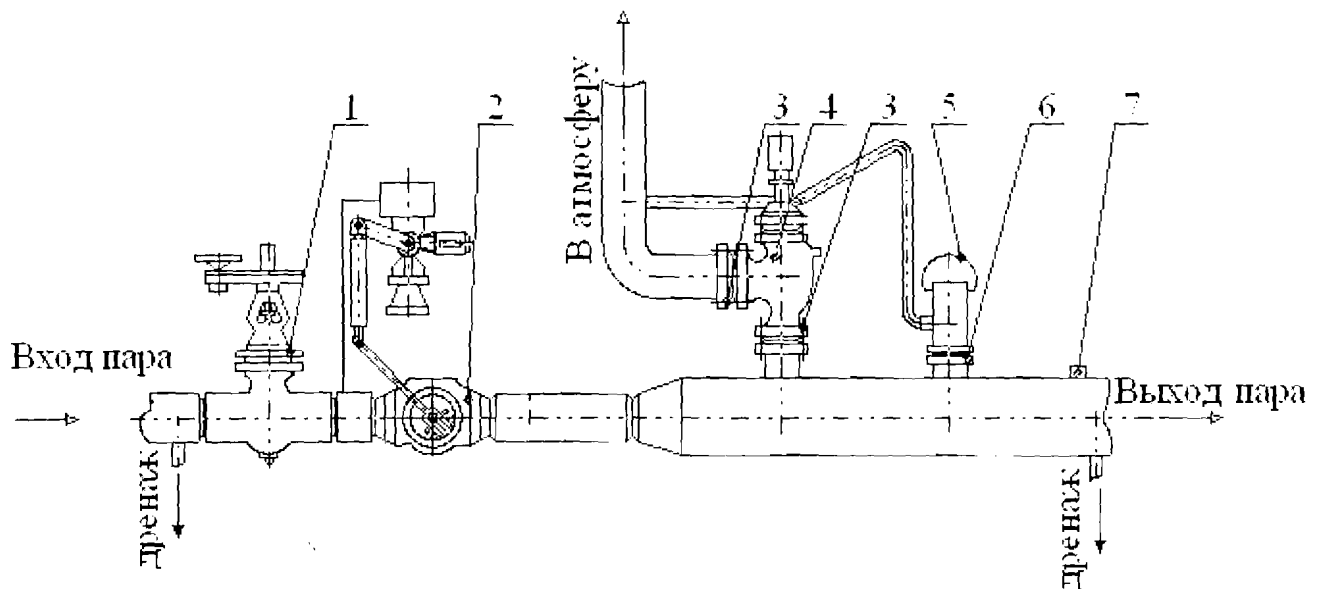
4.4.2. Пар по трубопроводу через запорную задвижку Ду 300 серии 2с-26 (1) поступает к регулирующему клапану Ду 150 серии 6с-8 для РОУ-14/3 и Ду 300 серии 6с-2 для РОУ-14/6 (2), где и происходит редуцирование давления. Установка снабжена автоматическим регулятором давления.

4.4.3. Регулятор поддерживает заданное давление редуцированного пара с точностью $\pm 0,5 \text{ кгс/см}^2$. Снижение давления осуществляется в регулирующем клапане с помощью золотника, соединенного с рычагом. Открывается клапан электрическим сервомотором электронного регулятора, связанным с рычагом клапана штангой.

4.4.4. На трубопроводе редуцированного пара расположено импульсно-предохранительное устройство, предназначенное для сброса излишков пара в ат-

мосферу при повышении давления в трубопроводе выше допустимого для РОУ-14/3 - 3,6 кгс/см², РОУ-14/6 – 6,9 кгс/см².

4.4.5. Импульсно-предохранительное устройство Ду 150 серии 7с-2 для РОУ-14/3 и Ду 300 серии 7с-5 для РОУ-14/6 состоит из импульсного (5) и главного предохранительного (4) клапанов.



1 – запорная задвижка; 2 – регулирующий клапан; 3 – фланец; 4 – главный предохранительный клапан; 5 – импульсный клапан; 6 – фланец импульсного клапана; 7 – крепёж.

Рисунок 4.4.1 – Схема редукционно-охладительной установки

4.4.6. Задвижка Ду 300 серии 2с-26 (изготовитель – ПО «Сибэнергомаш») с приводной головкой, снабженной цилиндрическим зубчатым редуктором (рис. 4.4.2). Приводная головка имеет маховик для ручного управления и шарнирную муфту для присоединения дистанционного привода.

4.4.7. Задвижка состоит из следующих основных узлов и деталей:

- 1) корпуса с приваренными седлами (1);
- 2) крышки с бугелем (2);
- 3) затвора (3);
- 4) шпинделя (4);
- 5) узла сальникового уплотнения (5);
- 6) приводной головки (6).

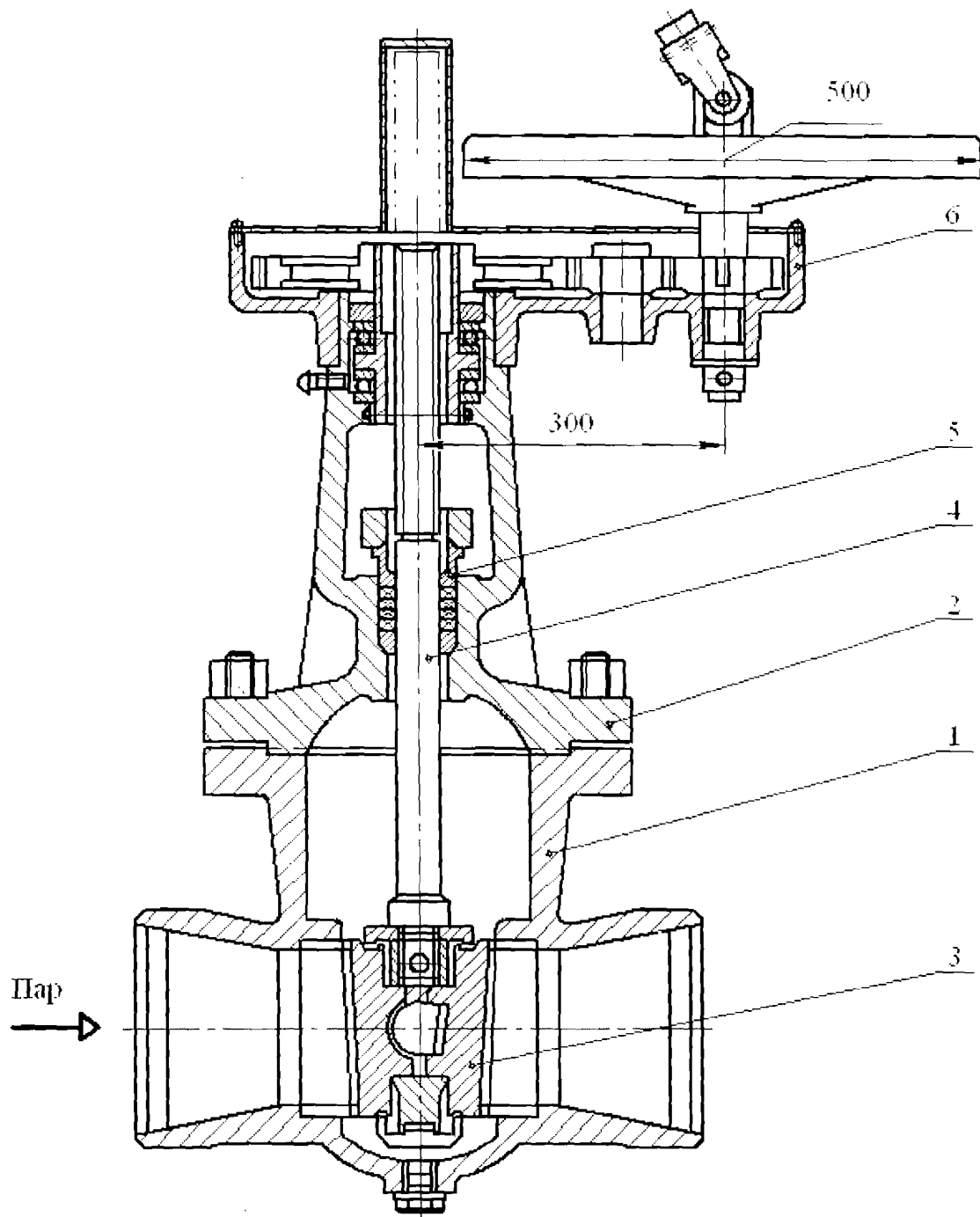
4.4.8. Корпус и крышка с бугелем изготовлены из литых заготовок углеродистой стали. Соединения корпуса с крышкой фланцевое. Уплотнение соединения осуществляется с помощью металлической рифленой прокладки.

4.4.9. Затвор задвижки клиновой, двухдисковый, с распорным элементом. Соединение дисков (тарелок) с обоймой при помощи тарелкодержателей. Распорный элемент выполнен в виде грибка, один из концов которого плоский, а другой – в виде полусферы. Такая конструкция распорного элемента обеспечивает

самоустановку тарелок относительно седел. Компенсация неточности изготовления, определение взаимного положения затвора и седел обеспечивается за счет прокладки.

4.4.10. Приводная головка расположена в верхней части бугеля и состоит из стальной втулки, соединенной с приводом, двух упорных подшипников, резьбовой втулки, взаимодействующей со шпинделем.

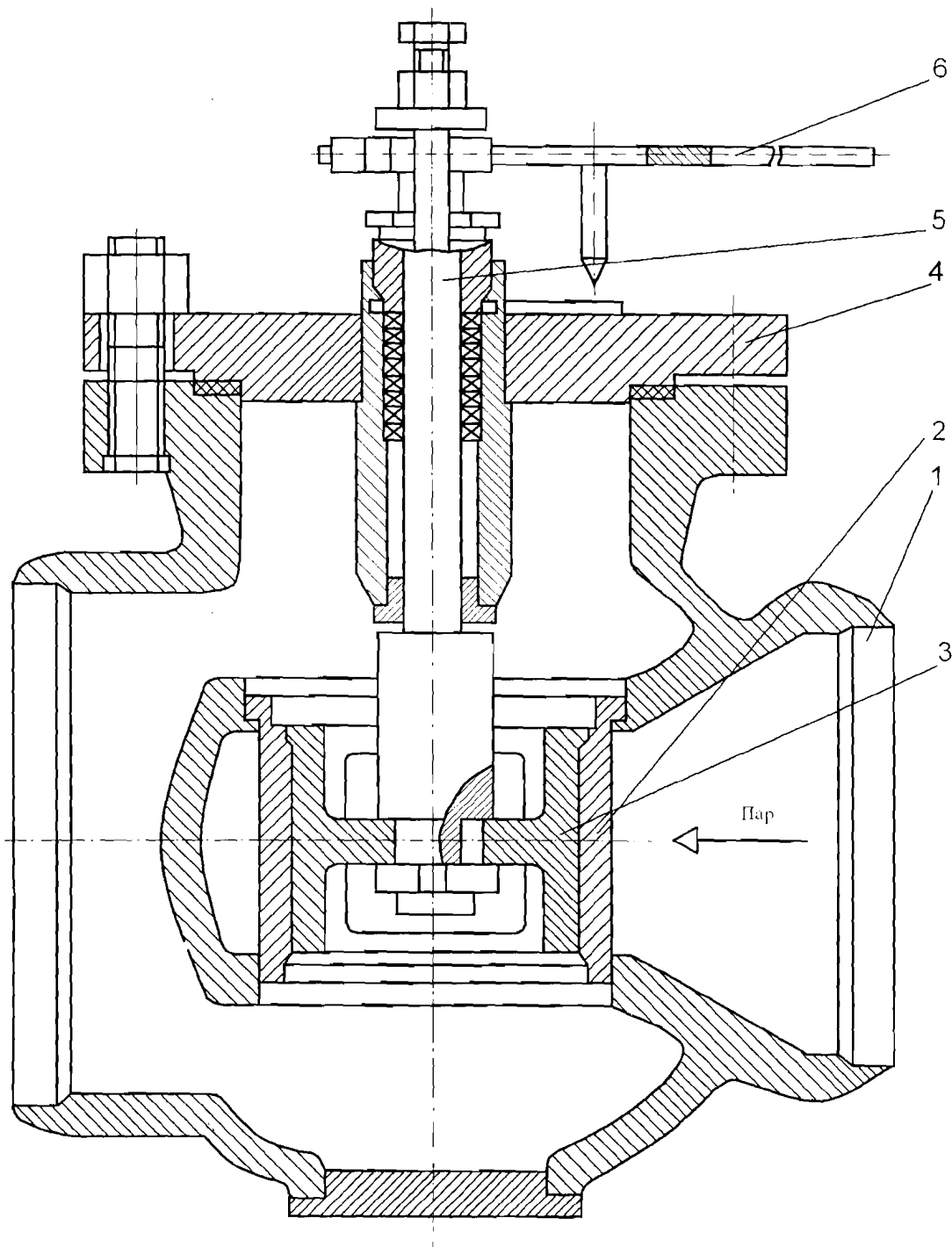
4.4.11. Присоединение задвижки к трубопроводу сварное.



1 – корпус с приваренными седлами; 2 – крышка с бугелем; 3 – затвор;
4 – шпindel; 5 – узел сальникового уплотнения; 6 – приводная головка.

Рисунок 4.4.2 – Задвижка Ду 300, серии 2с-26

4.4.12. Для регулировки параметров давления пара на РОУ используются регулирующие поворотно-золотниковые клапаны (рис. 4.4.3) Ду 150, 300 серии 6с-8 (изготовитель – ПО «Сибэнергомаш»).



1 – корпус; 2 – гильза; 3 – золотник; 4 – крышка; 5 – шток; 6 – рычаг.

Рисунок 4.4.3 – Регулирующий клапан Ду 150, 300 серии 6с-8

4.4.13. Основными деталями регулирующего поворотного-золотникового клапана являются:

- 1) корпус;
- 2) гильза;
- 3) золотник;
- 4) крышка;
- 5) шток;
- 6) рычаг.

4.4.14. Расход пара через клапан регулируется путем изменения площади проходного сечения при повороте золотника относительно гильзы (седла). Максимальный угол поворота золотника 90° , который контролируется по указателю положения на БЩУ и по месту по шкале, закрепленной на крышке клапана.

4.4.15. Клапан управляется посредством рычага, соединенного с приводом типа МЭО.

4.4.16. Регулируемые проходные сечения регуляторов РОУ выполнены в виде прямоугольных окон в подвижном золотнике и неподвижной гильзе (седле).

4.4.17. Рычаг устанавливают так, чтобы окна золотника регулятора совпадали с окнами седла в гильзе, а указатель положения МЭО находился в положении, указывающем на нижнюю риску шкалы.

4.4.18. Графики зависимости площади прохода от угла поворота рычага регулирующих клапанов РОУ-14/6 и РОУ-14/3 показаны на рисунке 4.4.4.

4.4.19. Клапан присоединяется к трубопроводам при помощи сварки.

4.4.20. Импульсно-предохранительное устройство РОУ однотипно ИПУ КСН и подробно описано в подразделе 4.5. данного тех. описания.

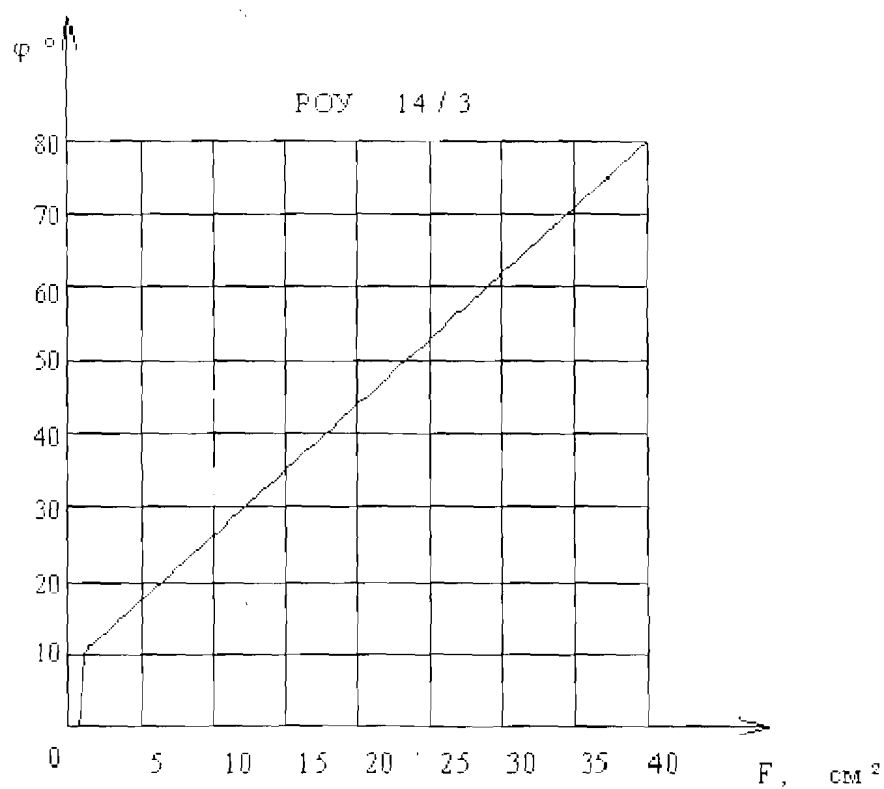
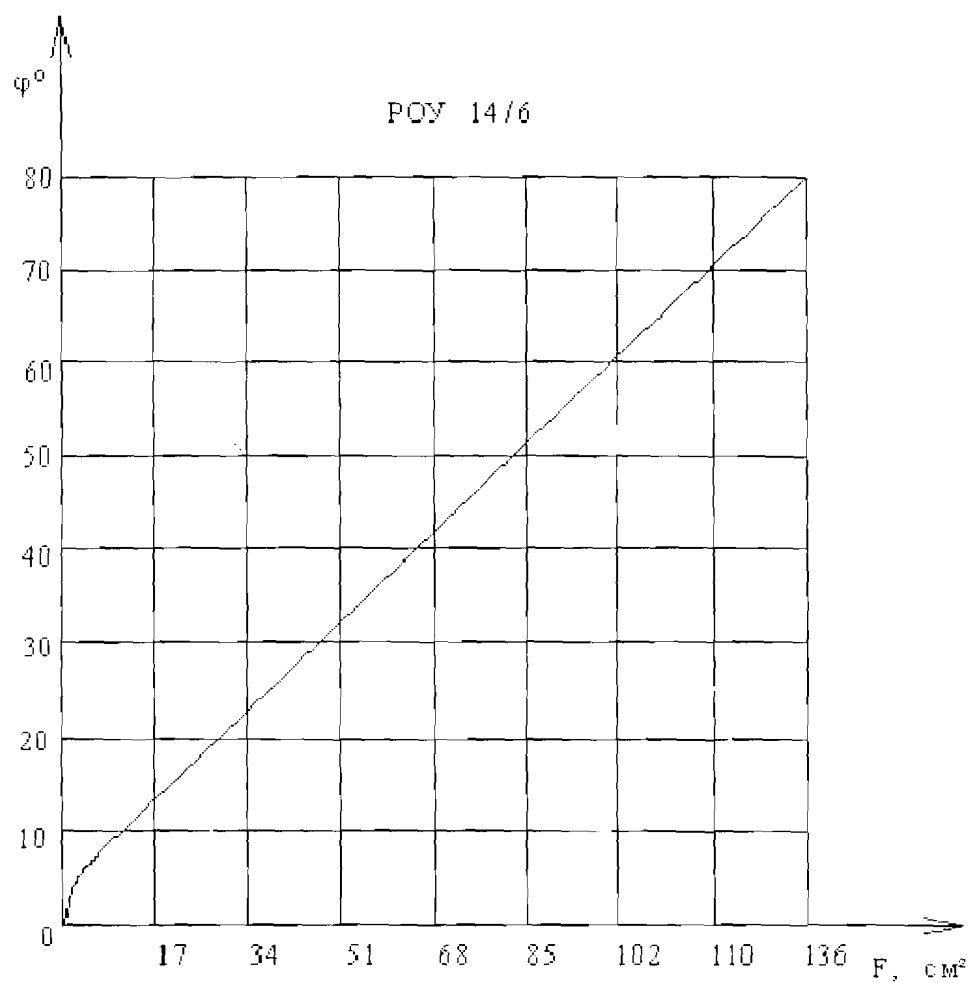
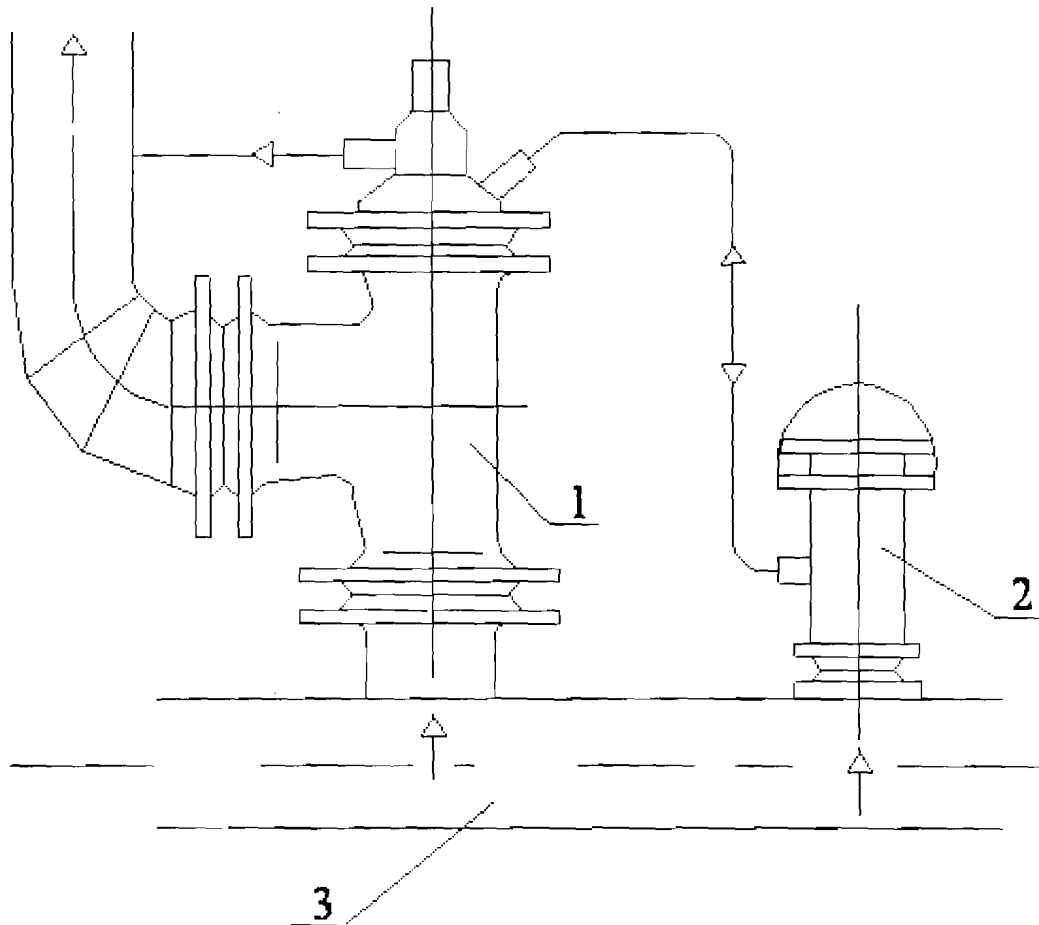


Рисунок 4.4.4 – График зависимости площади прохода от угла поворота рычага регулирующего клапана

4.5. Импульсно-предохранительное устройство КСН

4.5.1. На оборудовании системы для защиты трубопроводов и оборудования установлены импульсно-предохранительные устройства (рис. 4.5.1), как за регуляторами давления РОУ, так и на коллекторе собственных нужд (10 шт).

4.5.2. Количество ИПУ на КСН выбирается по пропускной способности предохранительных устройств, где учитывается суммарная производительность всех возможных источников давления с учетом анализа проектных аварий, способных привести к повышению давления.



1 – главный предохранительный клапан; 2 – импульсный клапан; 3 – паропровод.

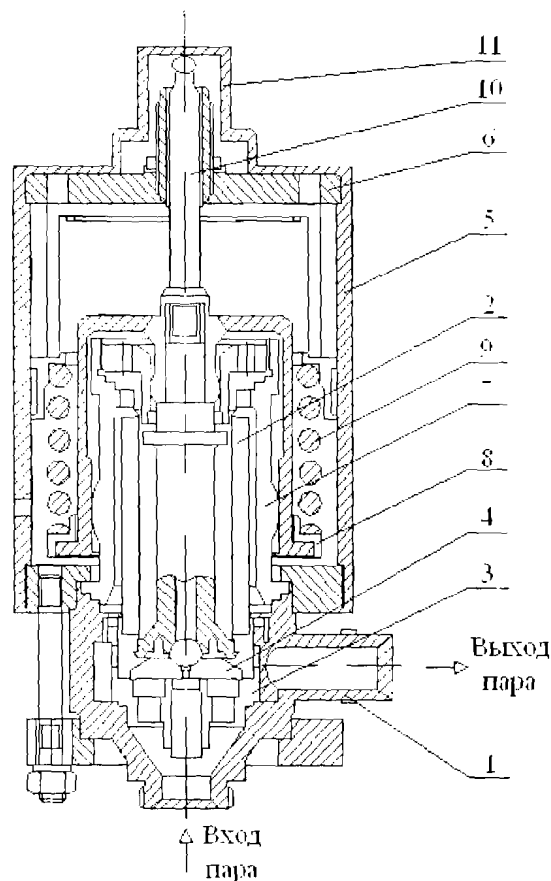
Рисунок 4.5.1 – Импульсно-предохранительное устройство, схема подключения

4.5.3. Основными компонентами ИПУ является главный предохранительный клапан (производства ПО «Сибэнергомаш») и импульсный клапан (производства АО «Тасмо»).

4.5.4. Импульсный клапан (рис. 4.5.2) состоит из корпуса, сильфонного узла (2), седла (3) с конической уплотнительной поверхностью, тарели (4) с прямо-

угольной уплотнительной кромкой, переходника (5) с фланцем (6), направляющей (7), опорой (8), на которую воздействует пружина (9).

4.5.5. В нормальном режиме работы импульсный клапан находится в закрытом положении. Пружина (9) прижимает тарель (4) к седлу (3), обеспечивая герметичность.



1 – штуцер выхода пара; 2 – сильфонный узел; 3 – седло; 4 – тарель; 5 – переходник; 6 – крышка; 7 – направляющая; 8 – опора; 9 – пружина; 10 – шток; 11 – крышка.

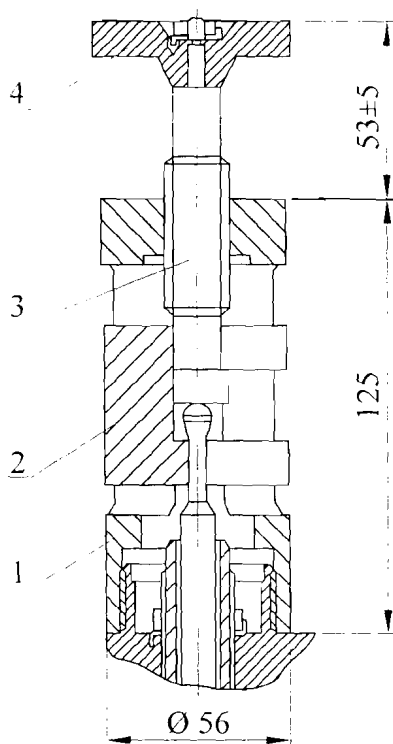
Рисунок 4.5.2 - Импульсный клапан

4.5.6. При повышении давления в КСН более $14,1 \text{ кгс/см}^2$ импульсный клапан открывается. Через открытый импульсный клапан пар поступает в надпоршневую камеру главного клапана, последний, открываясь, выпускает пар в атмосферу. Происходит снижение давления пара в КСН до рабочего, тарель садится на седло, и пропуск пара в главный предохранительный клапан прекращается.

4.5.7. Благодаря равенству эффективных площадей сильфона и тарели исключено воздействие давления на выходе из импульсного клапана на давление в КСН.

4.5.8. Для согласованной работы импульсного клапана и ГПК в линии сброса давления из рабочей камеры ГПК устанавливается дроссельная шайба диаметром 8 мм.

4.5.9. С помощью приспособления (рис. 4.5.3), которое устанавливается на импульсном клапане, выполняется принудительное открытие или закрытие импульсного клапана.



1 – стакан; 2 – скоба; 3 – шток; 4 – маховик.

Рисунок 4.5.3 – Приспособление для принудительного воздействия на импульсный клапан

4.5.10. Для принудительного открытия или закрытия импульсного клапана снимается крышка (11), приспособление наворачивается на резьбу фланца импульсного клапана до упора. Скоба (2) вставляется в паз стакана (1), охватывая одновременно шток (10) импульсного клапана и шток (3) приспособления. Для открытия импульсного клапана маховик (4) необходимо вращать по стрелке «Откр», для закрытия – по стрелке «Закр».

4.5.11. Управляется ИПУ с помощью собственной рабочей среды, подаваемой в сервопривод ГПК при срабатывании импульсного клапана на открытие, на закрытие ГПК управляется действием пружины и силы действующей на клапан, при достижении эксплуатационных параметров.

4.5.12. В состав ИПУ КСН, РОУ-14/6, РОУ-14/3 работают импульсные клапана одной серии – 8с-1, отличающиеся между собой лишь величиной настройки пружины.

4.5.13. Площадь сечения проточной части импульсного клапана – $2,5 \text{ см}^2$, пропускная способность по пару – $8,8 \text{ м}^3/\text{ч}$.

4.5.14. Тип ГПК ИПУ КСН и РОУ-14/3 (Ду250, Ру 25) «7с-4-3», а ГПК ИПУ РОУ-14/6 (Ду 300, Ру 10) «7с-4-4». Конструкция же ГПК системы паропроводов собственных нужд одинакова, поскольку все они одной и той же серии «7с-4».

4.5.15. ГПК (рис. 4.5.4) состоит из следующих деталей:

- 1) корпуса (1);
- 2) золотника (2);
- 3) нижнего штока (3);
- 4) поршня (4);
- 5) крышки (5);
- 6) верхнего штока (6);
- 7) спиральной пружины (7).

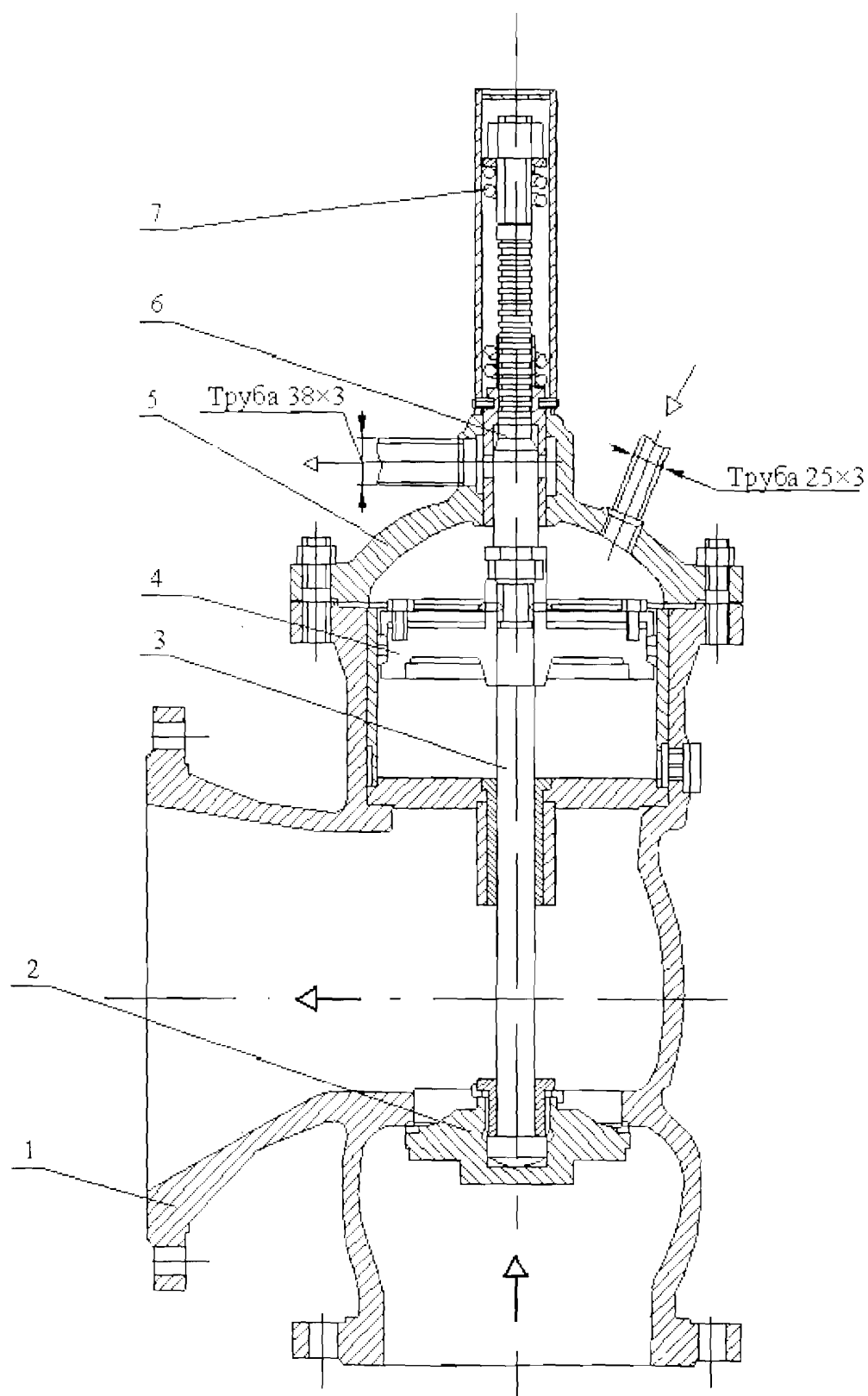
4.5.16. Затяжку болтов, крепящих крышку поршня, производят таким образом, чтобы поршень возвращался в верхнее положение усилием пружины.

4.5.17. Главный и импульсный клапаны ИПУ устанавливаются только на горизонтальных участках трубопроводов в строго вертикальном положении, в местах, удобных для обслуживания.

4.5.18. Направление потока рабочей среды в ГПК – на тарелку (прижимает к седлу), он по конструкции является клапаном непрямого действия, в импульсном клапане – под тарелку (отжимает от седла), он по конструкции является клапаном прямого действия.

4.5.19. Присоединение ГПК к трубопроводу – на фланцах. Соединение импульсного клапана с трубопроводом со стороны входа пара фланцевое, со стороны выхода пара – сварное.

4.5.20. Технические данные приведены в подразделе 9.3 данного тех. описания.



1 – корпус; 2 – золотник; 3 – нижний шток; 4 – поршень; 5 – крышка;
6 – верхний шток; 7 – спиральная пружина.

Рисунок 4.5.4 – Главный предохранительный клапан

4.5.21. ИПУ приходит в действие при повышении давления в паропроводе выше допустимого, при этом открывается импульсный клапан. Открытие происходит за счет превышения усилия, создаваемого давлением пара под золотник, над усилием, действующим на золотник со стороны пружинного механизма. Подъем золотника открывает доступ пара из импульсного клапана через соединительный трубопровод Ду 25 в ГПК.

4.5.22. Пар подается в надпоршневое пространство сервопривода ГПК, площадь поршня сервопривода превышает площадь тарелки, на которую воздействует давление пара, стремящееся закрыть клапан. Усилие, действующее на поршень сверху, преодолевает усилие, действующее на тарелку снизу. Вследствие этого в системе «поршень – тарелка» возникает перестановочное усилие, направленное вниз, и ГПК открывается.

4.5.23. Когда давление пара в трубопроводе понижается, золотник импульсного клапана под действием пружины опускается и закрывает доступ пара в надпоршневое пространство ГПК. Оставшийся в надпоршневом пространстве пар через зазоры между штоком и втулкой предохранительного и импульсного клапанов выходит в атмосферу. Давление над поршнем сервопривода ГПК падает, и под действием пружины и давления пара на тарелку со стороны трубопровода ГПК также закрывается.

4.5.24. Настройка и регулирование импульсного клапана на давление, при котором все устройство должно срабатывать, осуществляется путем настройки и фиксации пружины в определенном положении на корпусе импульсного клапана.

4.5.25. С целью предотвращения непроизвольного срабатывания ГПК (в случае неплотности затвора импульсного клапана) в крышке ГПК выполнен штуцер, соединяющий надпоршневую полость с выхлопным трубопроводом ГПК. С помощью этой системы утечка через затвор удаляется в атмосферу.

4.5.26. В полости, расположенной под поршневым пространством ГПК, имеется калиброванное отверстие (достигается установкой дроссельной шайбы), назначение которой препятствовать резкому удару поршня о корпус ГПК при его срабатывании и для контроля целостности уплотнений поршня ГПК в процессе его эксплуатации для дефектации поршня ГПК.

4.6. Сепаратор влаги RD34B01

4.6.1. Сепаратор влаги предназначен для сепарации пара при питании КСН от 3-го отбора турбоагрегата. Пар подается к потребителям, а влага отводится в расширитель дренажей машзала либо в коллектор дренажей ТА.

4.6.2. Сепаратор влаги представляет собой участок трубопровода увеличенного диаметра (1020 мм) высотой 1500 мм. Сепарация осуществляется за счет расширения потока пара, снижения скорости и изменения направления на 90 градусов.

4.6.3. Корпус сепаратора влаги покрыт теплоизоляционным материалом.

4.7. Технологические ограничения

4.7.1. Запрещается включать в работу участки системы паропроводов собственных нужд, на которых имеются неисправности опорно-подвесной системы или неисправности тепловой изоляции.

4.7.2. Запрещается ввод в работу БРУ-СН при неисправных или ненастроенных ИПУ КСН – более 50 %.

4.7.3. Запрещается включать в работу РОУ-14/6 при неисправном или ненастроенном ИПУ, а также закрытой арматурой к потребителям ТО.

4.7.4. Запрещается включать в работу РОУ-14/3 при неисправном или ненастроенном ИПУ, а также закрытой арматурой к потребителям РО.

4.7.5. Скорость прогрева паропроводов собственных нужд не должна превышать 15 °С/мин, а скорость расхолаживания - 10 °С/мин.

4.7.6. Запрещается повышать давление пара в КСН более 14,1 кгс/см².

4.7.7. Запрещается повышать давление пара за РОУ 14/6 более 6,9 кгс/см².

4.7.8. Запрещается повышать давление пара за РОУ 14/3 более 3,6 кгс/см².

4.7.9. В случае разрыва труб, арматуры, тройников, сварных и фланцевых соединений паропровод (участок паропровода) должен быть немедленно отключен в соответствии с указаниями инструкций по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

4.7.10. В случае обнаружения трещин, выпучин, свищей в трубах, арматуре, тройниках, сварных и фланцевых соединениях паропровод (участок паропровода) должен быть отключен в соответствии с указаниями инструкций по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

4.7.11. В случае обнаружения разрушенных опор и подвесок паропровод (участок паропровода) должен быть отключен в соответствии с указаниями инструкций по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

4.7.12. Технологические ограничения реакторной установки, связанные с состоянием системы паропроводов собственных нужд энергоблока:

1) система паропроводов собственных нужд должна быть введена в работу и обе БРУ-СН в резерв до начала вывода РУ на МКУ;

2) при работе энергоблока на мощности допускается выводить в ремонт одну БРУ-СН на срок до трех суток при условии подтверждения работоспособности другой БРУ-СН.

4.7.13. При необходимости продления ремонтных работ на более продолжительный срок подтверждение работоспособности резервной БРУ-СН выполнять каждые трое суток.

4.8. Нарушения в работе

4.8.1. Возможные отклонения от нормального режима работы системы RQ и действия персонала по устранению нарушений приведены в табл. 4.8.1.

4.8.2. Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы RQ, приведены в приложении.

Таблица 4.8.1

Симптомы	Вероятные причины	Действия
1. Отказ «ведущего» БРУ-СН RQ11(12)S01 (автоматического и дистанционного управления) при питании КСН от БРУ-СН	1. Отсутствие питания «ведущего» БРУ-СН RQ11(12)S01 в течение двух секунд. 2. Неисправность редуктора. 3. Неисправность электродвигателя. 4. Неисправность силовых цепей. 5. Неисправность цепей управления. 6. Заклинивание ходовой гайки или штока в гайке. 7. Рассоединение полумуфты электродвигатель - червячный вал	1. Перевести переключатель БРУ-32 RQ11(12)S01 в положение «ДИСТАНЦИЯ». 2. Проконтролировать переключение «ведомого» RQ12(11)S01 БРУ-СН в режим «ведущий». 3. Импульсным воздействием (импульс одна секунда) убедиться в отказе дистанционного управления RQ11(12)S01 (при воздействии стрелка УП не отклоняется, не изменяется давление в КСН). 4. Доложить НСБ об отказе RQ11(12)S01 и подать заявку НС ЦТАИ на устранение неисправности. 5. Закрыть от ручного управления RQ11(12)S01, если он не заклинен (прикрыть сколько возможно, если он заклинен). 6. При закрытии RQ11(12)S01 контролировать нахождение RQ12(11)S01 в зоне регулирования и в случае его открытия больше 80 % дать распоряжение МОТО прекратить закрытие RQ11(12)S01. 7. Осмотреть RQ11(12)S01 на предмет отсутствия повреждений, на ощупь проверить температуру электродвигателя, проверить сцепление полумуфты «электродвигатель - червячный вал» (при ручном воздействии на привод электродвигатель вращается при исправной полумуфте). 8. При необходимости, RQ11(12)S01 вывести в ремонт

Симптомы	Вероятные причины	Действия
2. Повышение давления в КСН и срабатывание ПК	1. Отказ автоматического регулятора RQ11(12)C01. 2. Неисправность привода автоматического регулятора RQ11(12)S01	1. Уведомить НСБ о срабатывании ПК КСН. 2. Перевести на дистанционное управление ПК RQ11(12)S01 и снизить давление в КСН до номинального. 3. Проконтролировать переключение регулятора RQ12(11)S01 в режим «ведущий». 4. Прикрыть (открыть) ПК RQ11(12)S01 в дистанционном режиме, восстановить давление в КСН и ввести «ведущий» ПК RQ12(11)S01 в зону регулирования 40-60 %. 5. При отказе дистанционного управления ПК RQ11(12)S01 прикрытие (открытие) клапана осуществлять ручным приводом до вступления в работу резервного БРУ-СН и стабилизации давления в КСН
3. Повышение давления и срабатывание ПК РОУ-14/6	1. Отказ автоматического регулятора RQ31C04. 2. Неисправность привода автоматического регулятора RQ31S04	1. Уведомить НСБ о срабатывании ПК РОУ-14/6. 2. Перевести RQ31S04 в режим «ДУ». 3. Воздействием на БРУ-32 дистанционно прикрыть RQ31S04 до снижения давления после РОУ-14/6 до 5,5 кгс/см ² . 4. При неисправности схемы дистанционного привода прикрыть RQ31S04 по месту до снижения давления после РОУ-14/6 до 5,5 кгс/см ² . 5. В случае невозможности прикрыть RQ31S04 дистанционно или по месту снижение давления после РОУ-14/6 произвести частичным прикрытием задвижки RQ31S03
4. Повышение давления и срабатывание ПК РОУ-14/3	1. Отказ автоматического регулятора RQ40C02. 2. Неисправность привода автоматического регулятора RQ40S02	1. Уведомить НСБ о срабатывании ПК РОУ-14/3. 2. Перевести RQ40S02 в режим «ДУ». 3. Воздействием на БРУ-32 дистанционно или вручную по месту (при неисправности привода) прикрыть RQ40S02 до снижения давления после РОУ-14/3 до 1,5-1,0 кгс/см ² . 4. В случае невозможности прикрыть RQ40S02 дистанционно или по месту снижение давления после РОУ-14/3 до 1,5-1,0 кгс/см ² произвести частичным прикрытием задвижки RQ40S01

Симптомы	Вероятные причины	Действия
5. Гидроудары в паропроводах	Скопление конденсата в нижних точках паропроводов	1. Если нарушение происходит во время прогрева паропроводов, уменьшить расход пара на прогрев до прекращения гидроударов. 2. Увеличить расход конденсата через дренажи, открыть вентили помимо конденсатоотводчиков дренажей на РДМ
6. Вибрация паропроводов	Неисправность подвесной системы, заземление паропровода	1. Доложить НС ТЦ об увеличении вибрации паропровода. 2. Осмотреть паропровод и его опорно-подвесную систему и, если обнаружены заземления паропровода или повреждение опорно-подвесной системы, действовать в соответствии с инструкциями по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12
7. Появление свищей в сварных соединениях или основном металле труб, арматуры неотключаемых участков дренажей трубопроводов	1. Эрозионный или коррозионный износ металла. 2. Дефекты металла или сварки. 3. Последствия гидроудара. 4. Заземление трубопровода дренажа. 5. Неисправность опорно-подвесной системы дренажного трубопровода	1. Доложить НС ТЦ об обнаруженном парении, течи. 2. Определить опасную зону, прекратить все работы в зоне и удалить из нее персонал, доложить НСБ. 3. Оградить опасную зону, вывесить знаки безопасности «Прход запрещен», «Осторожно ! Опасная зона». 4. С привлечением дежурного персонала ЭЦ, ЦТАИ, ЦЦР, ЦВ определить и выполнить мероприятия по предупреждению увлажнения электротехнического оборудования

4.8.3. При возникновении аварийного режима работы оборудования системы действовать в соответствии с «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на системах и оборудовании турбинного отделения» (И.1.ТЦ-1/20, И.2.ТЦ-1/20, И.3.ТЦ-2/18, И.4.ТЦ-2/18).

5. Системы контроля, управления и защиты

5.1. Общие представления

5.1.1. Для паропроводов коллектора собственных нужд энергоблока предусмотрены управление и контроль во всех режимах эксплуатации блока с фиксацией параметров пара в УВС.

5.1.2. Все средства автоматизации приняты в сейсмостойком исполнении. Для измерения используются преобразователи давления типа «Сапфир-22» для автоматического регулирования АСУТ (на блоках № 1, 2, 4) и аппаратура ТСА М2002 (на блоке № 3).

5.1.3. Основными параметрами, характеризующими работу паропроводов КСН, являются давление в паропроводе и температура.

5.1.4. Система автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах.

5.1.5. Кроме автоматического управления предусмотрено дистанционное индивидуальное управление электроприводной арматурой непосредственно с БЩУ.

5.1.6. На панели БЩУ НУ30,68 размещены:

- 1) ключи управления запорной и регулирующей арматурой системы RQ;
- 2) лампы сигнализации положения запорной и регулирующей арматуры системы RQ;
- 3) табло технологической и вызывной сигнализации.

5.1.7. Индикация положения и ключи управления БРУ-СН расположены на пульте БЩУ НУ68, РОУ-14/6 и РОУ-14/3 – на панели НУ30.

5.2. Защиты и блокировки системы RQ

5.2.1. Перечень блокировок СЦАР БРУ-СН приведен в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Условия блокировки	Действие блокировки	Примечание
<p>1. Блокировки управления пароснабжением КСН от БРУ-СН</p> <p>1.1. Давление пара в главном паровом коллекторе более 56 кгс/см^2 и выполнение любого из условий:</p> <p>1) отключение генератора от сети;</p> <p>2) закрытие СК турбины;</p> <p>3) срабатывание УРБ;</p> <p>4) срабатывание ПА 70%» (блок № 1);</p> <p>5) наличие сигнала «ТЗ» (отключение ТПН, КЭН,ЦН);</p> <p>6) отключение ГЦН;</p> <p>7) снижение давления пара в КСН менее 8 кгс/см^2 для уставок 1-го диапазона мощностей (менее 7 кгс/см^2 для уставок 2-го диапазона);</p> <p>8) сход с КВ «Закрыто» задвижки RQ50S01 (блок № 1, 2, 3);</p> <p>9) сход с КВ «Открыто» задвижки RQ50S01 (блок № 1, 2, 3)</p>	<p>1. Производится непрерывное открытие РК БРУ-СН в течение 2 с.</p> <p>2. Регуляторы БРУ-СН включаются в работу в режиме «РПД» с заданием:</p> <p>1) 10 кгс/см^2 – 1-й диапазон уставок;</p> <p>2) 9 кгс/см^2 – 2-й диапазон уставок;</p> <p>3) 10 кгс/см^2 – 3-й диапазон уставок;</p> <p>3. Если через 4 с после подачи команды на открытие ведущий РК остается закрытым, то снимается запрет от открытия ведомого РК и вступает в работу в режим «РПД» регулятор ведомого РК. Регулятор ведущего РК автоматически отключается.</p>	<p>Данная блокировка не работает при выполнении следующих условий:</p> <p>1) незакрытое положение любого из РК БРУ-СН;</p> <p>2) регуляторы БРУ-СН в режиме дистанционного управления</p>
1.2. Незакрытое состояние любого из РК БРУ-СН RQ11,12S01	Закрывается задвижка RD34S03 после схода с КВ «Закрыто» любого из РК БРУ-СН	
1.3. Полное открытие задвижки RD34S03	По цепям регуляторов закрываются непрерывной командой ведомый РК, а затем ведущий РК	Данная блокировка автоматически выводится при переводе БРУ-32 обоих регуляторов БРУ-СН в режим дистанционного управления

Условия блокировки	Действие блокировки	Примечание
1.4. Наличие сигнала «АЗ» и снижение давления пара в ГПК менее 56 кгс/см^2	1. РК RQ11,12S01 закрываются непрерывной командой по цепям регуляторов. 2. После полного закрытия РК RQ11,12S01 регуляторы БРУ-СН RQ11,12C01 переходят в стерегущий режим	1. Действие блокировки прекращается при повышении давления пара в главном паровом коллекторе более 59 кгс/см^2 . 2. Данная блокировка автоматически выводится при переводе БРУ-32 обоих регуляторов БРУ-СН в режим дистанционного управления
1.5. Снижение давления пара в главном паровом коллекторе до 52 кгс/см^2	РК RQ11,12S01 закрываются непрерывной командой по цепям регуляторов	
2. Блокировки управления пароснабжением ТПН 2.1. Выполнение любого из условий: 1) наличие сигнала «УРБ»; 2) наличие сигнала «ТЗ»; 3) отключение ГЦН; 4) снижение давления пара в отборе за СПП менее $7,5 \text{ кгс/см}^2$ – 1-й диапазон, $6,5 \text{ кгс/см}^2$ – 2-й диапазон, $5,0 \text{ кгс/см}^2$ – 3-й диапазон; 5) закрытие СК турбины; 6) ВГ отключен; 7) сход с КВ «Открыто» задвижки RB50S02 (блок № 1, 2, 3)	1. Открытие арматуры RQ50S01,02,03. 2. Перевод питания ТПН на пар от КСН	
2.2. Выполнение любого из условий: 1) открытое состояние задвижки RQ50S01; 2) ВГ отключен; 3) СК турбины закрыты	1. Закрывается задвижка RB50S02. 2. Подача пара на ТПН производится от КСН	
2.3. Отключение генератора от сети или закрытие СК турбины	1. Одновременно закрывается задвижка RB50S02 и открывается арматура RQ50S01,02,03. 2. Подача пара на ТПН производится от КСН	

5.2.2. При переводе переключателя БРУ-32 РК RQ12(11)S01 в положение «АВТ» управление РК БРУ-СН последовательное:

1) ведомый клапан RQ12(11)S01 открывается только после полного открытия ведущего клапана RQ11(12)S01;

2) ведущий клапан RQ11(12)S01 закрывается только после полного закрытия ведомого клапана RQ12(11)S01.

5.3. Регулирование

5.3.1. Комплексом автоматизации системы RQ предусмотрено поддержание давления в коллекторе собственных нужд энергоблока, а также давления пара, подаваемого через РОУ-14/3 и РОУ-14/6 к потребителям турбинного и реакторного отделений.

5.3.2. В таблице 5.3.1 приводится перечень регуляторов системы RQ.

Таблица 5.3.1

Оперативное наименование	Назначение регулятора
RQ11,12C01	Регулятор давления в КСН при работе блока на малой мощности (БРУ-СН)
RQ40C02	Регулятор давления в коллекторе на реакторное отделение (РОУ-14/3)
RQ31C04	Регулятор давления в коллекторе на системы подачи пара на эжекторы и уплотнения турбин и ТПН (РОУ-14/6)

5.3.3. Система автоматического регулирования предназначена для управления подачей пара на собственные нужды блока и на ТПН.

5.3.4. Включение в работу САР БРУ-СН осуществляется по распоряжению НСБ при номинальном давлении пара в главном паровом коллекторе, нагрузке реакторной установки более 5 % $N_{ном}$ и давлении в КСН, равном $10 \pm 0,5$ кгс/см².

5.3.5. В режиме питания КСН паром от БРУ-СН регуляторы БРУ-СН поддерживают заданное значение давления пара в КСН, равным:

1) $10 \pm 0,5$ кгс/см² - для 1-го диапазона нагрузок, диапазон от $N_T=2700$ МВт до $N_{макс}$ ($N_э=907$ МВт);

2) $9 \pm 0,5$ кгс/см² - для 2-го диапазона нагрузок, от $N_T=2200$ МВт до $N_T=2700$ МВт ($N_э=750$ МВт);

3) $8 \pm 0,5$ кгс/см² - для 3-го диапазона нагрузок энергоблока, от $N_T=1500$ МВт до $N_T=2200$ МВт ($N_э=440$ МВт).

5.3.6. При работе регуляторов БРУ-СН в режиме питания КСН паром от БРУ-СН в 3-ем диапазоне нагрузок в случае отключения выключателя генератора или закрытии хотя бы двух стопорных клапанов с разных сторон турбины регуляторы БРУ-СН поддерживают заданное значение давления пара в КСН равным 10 кгс/см².

5.3.7. В режиме питания КСН паром от 3-го отбора турбины заданное значение давления пара в КСН для регуляторов БРУ-СН безударно устанавливается равным 8 кгс/см² - 1-ая группа уставок (7 кгс/см² - 2-ая группа уставок).

5.3.8. При питании КСН паром от 3-го отбора турбины регуляторы БРУ-СН RQ11,12C01 находятся в стерегущем режиме и вступают в работу при снижении давления пара в КСН менее 8 кгс/см² 1-ая группа уставок (7 кгс/см² - 2-ая группа) на текущее значение давления пара в КСН, затем задание с безударно повышается

до значения 10 кгс/см^2 - 1-ая группа уставок (9 кгс/см^2 - 2-ая группа), а также при выполнении условия приведенного в табл. 5.2.1. п.1.

5.3.9. Формирование задания регуляторам БРУ-СН в переходных режимах осуществляется следующим образом:

1) при переводе питания КСН с БРУ-СН на 3-ий отбор турбины заданному значению давления пара в КСН присваивается текущее значение давления пара в КСН на момент полного открытия задвижки RD34S03 и затем плавно снижается до величины 8 кгс/см^2 - 1-ая группа уставок (7 кгс/см^2 - 2-ая группа уставок);

2) при ручном переводе питания КСН с 3-го отбора турбины на БРУ-СН заданному значению регуляторов БРУ-СН «Рзд» присваивается текущее значение давления пара в КСН на момент схода задвижки RD34S03 с КВ «Открыто», затем задание безударно повышается до значения выбранной группы уставок в режиме питания КСН от БРУ-СН, равного 10 кгс/см^2 - 1-ая группа уставок (9 кгс/см^2 - 2-ая группа уставок, 8 кгс/см^2 - 3-я группа уставок);

3) при автоматическом переводе питания КСН с 3-го отбора турбины на БРУ-СН заданному значению регуляторов БРУ-СН «Рзд» присваивается текущее значение давления пара в КСН в момент формирования признака питания КСН от БРУ-СН, затем задание безударно повышается до значения выбранной группы уставок в режиме питания КСН от БРУ-СН, равного 10 кгс/см^2 - 1-ая группа уставок (9 кгс/см^2 - 2-ая группа уставок, 8 кгс/см^2 - 3-я группа уставок);

4) при введенной 3-й группе уставок в момент включения ВГ заданное значение давления в КСН остается равным 10 кгс/см^2 ;

5) при выборе группы уставок с помощью кнопок на видеокадре «Система питания КСН» АРМ БЦУ для блока № 3, для блоков № 1, 2 В250 и блока № 4 И250 производится плавное изменение задания регуляторам БРУ-СН от текущего значения в момент нажатия кнопки до значения уставки по заданию выбранной группы уставок.

5.3.10. При ручном переводе питания КСН на пар от 3-го отбора турбины необходимо предварительно вывести из работы блокировку управления задвижкой RD34S03, ввод в работу блокировки осуществлять после полного закрытия РК БРУ-СН RQ11,12S01 в режиме питания КСН паром от 3-го отбора турбины.

5.3.11. При вводе 3-ей группы уставок происходит безусловный перевод питания КСН с 3-го отбора турбины на БРУ-СН.

5.3.12. Перечень уставок САР давления в КСН и питания ТПН приведен в таблице 5.3.2.

Таблица 5.3.2

Условия формирования уставки	1-ая группа	2-ая группа	3-я группа
1. Заданное значение давления пара в КСН в режиме питания КСН паром от БРУ-СН, кгс/см^2	10	9	8
2. При переводе питания КСН с 3-го отбора турбины на БРУ-СН или при вводе группы уставок заданное значение давления пара в КСН плавно изменяется от текущего значения давления в КСН до значения уставки выбранного диапазона мощностей, кгс/см^2	10	9	8

Условия формирования уставки	1-ая группа	2-ая группа	3-я группа
3. В случае закрытия СК турбины или отключения ВГ заданное значение давления пара в КСН, кгс/см ²	10	9	10
4. Разрешение одновременного управления клапанами БРУ-СН RQ11,12S01 при снижении давления пара в КСН, кгс/см ² , менее	8	7	7
5. Разрешение перевода питания КСН на пар от 3-го отбора турбины при повышении давления пара в линии 3-го отбора, кгс/см ² , более	8	7	15
6. На момент полного открытия задвижки RD34S03 заданию регуляторов БРУ-СН присваивается текущее значение давления пара в КСН и затем задание плавно снижается до величины, кгс/см ²	8	7	8
7. Автоматический перевод питания КСН с 3-го отбора на питание паром от БРУ-СН при снижении давления пара в КСН, кгс/см ² , менее	8	7	-
8. Разрешение перевода питания ТПН на пар от отбора за СПП при давлении пара в линии отбора за СПП, кгс/см ² , более	7,5	6,5	5,0
9. Автоматический перевод питания ТПН на пар от КСН при давлении пара в линии отбора за СПП, кгс/см ² , менее	7,5	6,5	5,0

5.3.13. При включении и изменении режимов работы САР давления в КСН дополнительно руководствоваться инструкциями по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

5.4. Сигнализация

5.4.1. При нарушении технологического режима работы системы RQ на БЩУ передается сигнал, указывающий на нарушение технологического процесса. При достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панелях БЩУ высвечивается табло, сопровождающееся звуковым сигналом.

5.4.2. На панели БЩУ НУ30 находится табло № 13 ($F_{\text{пара}} \text{ОКСН} \uparrow$), которое срабатывает при увеличении расхода пара от КСН блока в общестанционный коллектор более 150 т/ч, при номинальном значении 70 т/ч.

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для контроля и обеспечения постоянной эксплуатационной готовности системы RQ, а также для дистанционного управления системой проектом предусмотрены точки измерения давления, температуры и расхода среды. Вывод данных осуществляется на РМОТ и на приборы панелей БЩУ.

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Точки измерения давления, расхода и температуры системы RQ приведены в табл. 6.2.1.

6.2.2. В таблице указаны буквенные обозначения функционального признака:

- 1) А – сигнализация (светозвуковая);
- 2) В – блокировки;
- 3) С – регулирование;
- 4) J – показания на стрелочных приборах, самописцах, цифровых индикаторах;
- 5) R – регистрация.

Таблица 6.2.1

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление в КСН, кгс/см ²	1,2,3,4RQ11P01B1 1,2,3,4RQ11P01B2 1,2,3,4RQ11P01B3	УВС	В, С J		8-10
Расход пара в общестанционный КСН, т/ч	1,2,4RQ30F01B1	УВС	А J	↑150	70
	1,2,4RQ30F02B1	УВС	J		
Т пара в общестанционном коллекторе собственных нужд, °С	RQ30T01	УВС	J		171-187
Расход пара на потребителя РО, т/ч	1,2RQ40F01B1	УВС	J		8,0
Давление пара после РОУ-14/6, кгс/см ²	1,2,3,4RQ31P01B1	УВС	С J		6,0
Давление пара до РОУ-14/6, кгс/см ²	1,2,3,4RQ31P02B1	По месту	J		8-10
Давление пара после РОУ-14/3, кгс/см ²	1,2,3,4RQ40P01B1	УВС	С J		3,0
Давление пара до РОУ-14/3, кгс/см ²	1,2,3,4RQ40P01B2	По месту	J		8-10
Расход пара на ПЭМ, т/ч	1,2RQ33F01B1	УВС	J		20
Положение регулирующего клапана RQ11S01, %		УВС АСУТ	В		
Положение регулирующего клапана 4RQ12S01, %		УВС АСУТ	В		
Давление пара в общестанционном паропроводе собственных нужд, кгс/см ²	1,2,3,4RQ30P01B1	УВС Блок № 3,4 БЩУ	J J		8-10
Давление пара к ПЭМ, кгс/см ²	1,2,3,4 RQ33P01B1	УВС	J		8-10

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Режим готовности к работе системы RQ

7.1.1. Подготовка к вводу системы RQ в режим готовности к работе производится согласно инструкциям по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

7.1.2. Подготовка к пуску системы RQ производится как в полном объеме, так и допускается отдельными участками, с целью подготовки снабжения паром отдельных потребителей при нахождении энергоблока в ремонте или в резерве.

7.1.3. Перед прогревом КСН проверить готовность смежных систем:

- 1) постоянно-действующих дренажей (RT) системы;
- 2) готовность к работе дренажных баков (RT30B01,02);
- 3) расширителя дренажей (RT20B01);
- 4) дренажных насосов (RT41,42,43D01).

7.1.4. Готовность к работе системы RQ в полном объеме характеризуется следующими мероприятиями:

- 1) все наряды на производство ремонтных работ на системе закрыты;
 - 2) проверено уплотнение системы (снятие установленных в период ремонта заглушек) по месту и по «Журналу регистрации разуплотнения и уплотнения оборудования второго контура ТО»;
 - 3) проверено окончание опробования дистанционного управления арматурой по «Журналу прокрутки арматуры турбинного отделения»;
 - 4) проверено наличие КИП и отсутствие на них внешних повреждений;
 - 5) проверено наличие защитных колпачков на пружинах ПК и регулировочных винтах импульсных клапанов ИПУ КСН и пломб на них;
 - 6) проверено наличие защитных колпачков на пружинах ПК и регулировочных винтах импульсных клапанов ИПУ РОУ-14/6, РОУ-14/3 и пломб на них;
 - 7) теплоизоляция трубопроводов и оборудования системы в исправности;
 - 8) проверена исправность площадок обслуживания, ограждений, лестниц, опор и подвесок трубопроводов;
 - 9) проверено наличие табличек маркировки арматуры и надписей на оборудовании;
 - 10) системы дренажей машзала к приему дренажей паропроводов собственных нужд приведены в готовность;
 - 11) получено разрешение от НТЦ 1 (блоки № 1, 2) или НТЦ 2 (блок № 3, 4) на пуск КСН;
 - 12) открыты первичные вентили на импульсных линиях КИП и опломбированы;
 - 13) запорная арматура приведена в положение, указанное в инструкциях по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12;
 - 14) введена в работу система контроля и отображения информации (УВС).
- 7.1.5. При нахождении энергоблока в ремонте или в резерве и необходимости подачи пара потребителям турбинного и реакторного цеха от общестанцион-

ного коллектора производится подготовка участка паропровода КСН к вводу в работу от общестанционного коллектора до задвижки RQ31S01, при этом должна быть закрыта арматура:

- 1) RQ31S01 - пар от КСН к РОУ;
- 2) TX00S01 - пар на привод БЗСК;
- 3) RQ33S17 - пар к ПЭМ;
- 4) RQ33S18 - пар к ПЭМ от СПП;
- 5) RQ40S01 - пар к РОУ-14/3;
- 6) RQ31S03 - пар к РОУ-14/6;
- 7) RQ30S01 - пар от общестанционного коллектора;
- 8) RQ30S02 – на байпасе задвижки RQ30S01.

7.1.6. При подготовке участка паропровода КСН к вводу в работу от общестанционного коллектора до задвижки RQ30S03 закрыть арматуру:

- 1) RQ30S03 - секционная на КСН;
- 2) RQ32S01 - пар к ПБ;
- 3) RQ22S10 - пар к Д-7ата.

7.2. Работа системы RQ по прямому назначению

7.2.1. Работа системы RQ по прямому назначению заключается в получении пара от различных источников пароснабжения КСН и распределения его необходимым потребителям турбинного и реакторного отделения.

7.2.2. Система функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации энергоблока, включая пуск и останов, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и в аварийных режимах.

7.3. Особенности работы системы RQ

7.3.1. В системе RQ различают три основных режима работы:

- 1) пуск КСН блока от постороннего источника;
- 2) режим нормальной эксплуатации;
- 3) режим работы, связанный с пуском блока из горячего состояния.

7.3.2. При работе системы RQ от постороннего источника основной технологической операцией является прогрев паропровода до номинальной температуры рабочей среды от ПРК или соседнего рабочего блока и подачи его на потребители энергоблока. Скорость прогрева паропровода не должна превышать 15 °С/мин. При прогреве необходимо осуществлять контроль работы опор и подвесок.

7.3.3. Режим нормальной эксплуатации системы RQ является основным режимом работы КСН. Пар от 3-его отбора турбины К-1000-60/1500-2 поступает через задвижку RD34S03 в сепаратор влаги (RD34B01). В работе находятся регуляторы РОУ-14/6 (RQ31S04) и РОУ-14/3 (RQ40S02).

7.3.4. При режиме работы системы RQ блока от БРУ-СН подача пара в КСН осуществляется от БРУ-СН (RQ11,12S01), остальное оборудование остается в работе, как при нормальном режиме.

7.3.5. Порядок прогрева паропроводов КСН в различных режимах работы РУ приведен в инструкциях по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

7.4. Вывод в ремонт системы RQ

7.4.1. Вывод в ремонт системы RQ осуществляется с разрешения НСБ согласно инструкции по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

7.4.2. При выводе в ремонт КСН энергоблок остановлен, КСН отключен задвижками RQ30S01 и RQ31S01, в работе оставлен участок паропровода от общестанционного коллектора собственных нужд при открытых задвижках RQ31S02 и RQ30S04 для снабжения паром РОУ-14/3, ПЭМ, РОУ-14/6.

7.4.3. Перед выводом в ремонт КСН необходимо проверить отключение от КСН следующих систем:

- 1) деаэратор 7 ата;
- 2) ТПН;
- 3) ТФУ;
- 4) технологический конденсатор;
- 5) пар на сушку СПП.

7.4.4. Проверить на закрытие воздействием на ручной привод в сторону «закрыть» БРУ-СН (RQ11,12S01), задвижку от 3-го отбора турбины (RD34S03), секционных задвижек (RQ31S01, RQ30S01 и RQ30S02).

7.4.5. Подать заявку НС ЦТАИ разобрать (проверить разборку) электросхемы приводов арматуры RQ30,31,32,S01; RQ50S01,02; RQ21,22S07; RQ11,12S01; RD34S03; RT61S01; RQ22S10.

7.4.6. По мере прекращения потребления пара от РОУ-14/6 отключить РОУ-14/6 путем закрытия задвижки RQ31S03 при закрытом РК RQ31S04 по УП БРУ-32, после снижения давления за РОУ-14/6 закрыть задвижки SG20S05, SG10S02.

7.4.7. По заявке НС РЦ прекратить подачу пара в РО путем отключения РОУ-14/3, после закрытия РК RQ40S02 по УП БРУ-32 закрыть задвижку RQ40S01, после снижения давления после РОУ-14/3 закрыть задвижку RQ40S04.

7.4.8. По заявке НС ЦБК прекратить подачу пара на ПЭМ путем закрытия задвижки RQ33S17.

7.4.9. Отключить участок КСН в задвижках RQ31S02 и RQ31S01 путем закрытия задвижки RQ31S02.

7.4.10. Подать заявку НС ЦТАИ проверить разборку (разобрать) электросхемы, с принятием мер против ошибочного включения приводов арматуры RQ30,32S01; RQ31S01,02; RQ50S01,02; RQ21,22S07; RQ22S10; RQ11,12S01; RD34S03; RR20S01; RQ40S04; SG10S02; SG20S05.

7.4.11. Проверить вручную (воздействием на маховик привода) закрытие арматуры RQ30,32S01; RQ30,31S02; RQ50S01,02; RQ21,22S07; RQ22S10; RQ11,12S01; RQ30S04; RD34S03; RQ33S17,18; RR20S01,02; RQ61,62S01; RQ40S04; SG10S02; SG20S05; RT61S01; RT10S12.

7.4.12. Вывесить плакаты «Не открывать, работают люди» и запереть на замки ручные приводы арматуры RQ30,32S01; RQ30S04; RQ30,31S02; RQ50S01,02; RQ21,22S07; RQ22S10; RQ11,12S01; RD34S03; RQ33S17; RR20S01,02; RQ61,62S02; RQ40S04; SG10S02; SG20S05; RT61S01.

7.4.13. Вывесить плакаты «Не включать, работают люди» на ключи управления арматуры RQ30,32S01; RQ31S02; RQ50S01,02; RQ21,22S07; RQ22S10; RQ11,12S01; RD34S03; RR20S01; RQ40S04; SG10S02; SG20S05.

7.4.14. Открыть вентили на воздушниках и на дренажах отключенного КСН согласно инструкциям по эксплуатации ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/09, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/07, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12.

7.4.15. На вентили дренажей и воздушников вывесить плакаты «Не закрывать, работают люди» и запереть на замки приводы вентиляей.

7.4.16. Вывод в ремонт системы RQ характеризуется следующим состоянием:

- 1) давление в паропроводах пара отсутствует;
- 2) произведено дренирование паропроводов пара;
- 3) предприняты все необходимые меры по исключению ошибочного открытия арматуры системы RQ;
- 4) наличие плакатов ТБ на штурвалах арматуры и на ключах управления.

8. Обслуживание системы RQ

8.1. Функциональное опробование

8.1.1. В соответствии с «Инструкцией по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» (И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26) на системе RQ выполняются следующие работы:

- 1) обследование паропровода КСН после КПР;
- 2) опробование БРУ-СН производится один раз в три месяца при работе РУ на мощности в соответствии рабочей программой «Опробование БРУ-СН от ключей управления БЩУ при работе блока на мощности» (РП.1,2.RQ.ТЦ-1/08, РП.3,4.RQ.ТЦ-2/113);
- 3) опробование ПК КСН, РОУ производится во время ППР один раз в год по рабочей программе «Испытания импульсных предохранительных устройств КСН, РОУ-14/3, РОУ-14/6» (РП.1,2.RQ.ТЦ-1/87(88), РП.3,4.RQ.ТЦ-2/14).

8.1.2. При пуске энергоблока после ППР или ремонта арматуры производить проверку исполнительной части арматуры путем ее полного открытия-закрытия в соответствии с рабочей программой «Опробование исполнительной части арматуры турбинного отделения (ТО-8) во время ППР, КПР» (для каждого блока). Контроль положения арматуры производить по сигнализации на БЩУ и по месту.

8.1.3. Опробование защит и блокировок турбоагрегата производится в соответствии с программой «Комплексная проверка технологических защит и блоки-

ровок (ТО-9) турбинного отделения» (для каждого блока). Выполняется перед пуском энергоблока после ППР продолжительностью более 10 суток.

8.1.4. Опробование защит и блокировок выполняется персоналом смены ТЦ-1(2), ЦТАИ, ЭЦ под руководством НС ТЦ-1(2) с записью результатов в «Журнале проверок ТЗиБ» и оперативных журналах ВИУТ, НС ТЦ-1(2) и НСБ.

8.2. Техническое обслуживание

8.2.1. Техническое обслуживание и ремонт оборудования АС входят в систему организационно-технических мер по обеспечению безопасности, подлежащих реализации на этапе эксплуатации АС.

8.2.2. Техническое обслуживание и ремонт оборудования и систем состоят в выполнении комплекса работ по поддержанию их исправного (работоспособного) состояния, которые предусмотрены нормативной документацией.

8.2.3. Техническое обслуживание системы RQ производится персоналом цехов по принадлежности, изучившим ТОиР и знающим конструкцию оборудования при работе энергоблока и в период ППР.

8.2.4. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования турбинного отделения выполняется при следующих основных состояниях энергоблока:

- 1) работа на мощности;
- 2) пуск;
- 3) «холодный» останов;
- 4) «горячий» останов.

8.2.5. Периодичность и глубина ремонтных воздействий на оборудование АС определены требованиями нормативной документации – регламентами технического обслуживания и ремонта соответствующих видов (групп) оборудования.

8.2.6. Обследование и контроль металла паропроводов КСН и сварных швов производится в объёме и в сроки, приведенные в табл. 8.2.1.

Таблица 8.2.1

Наименование узлов и элементов оборудования, подлежащих контролю	Методы контроля	Объем контроля, %	Периодичность	Примечания
1. Участки трубопроводов после регулирующих и дросселирующих устройств, включая околошовную зону сварных соединений	ВК	100	Через 15-20 тыс. часов работы для трубопроводов из углеродистой стали, затем один раз в три года; для трубопроводов из аустенитной стали – в период ТО	У всех устройств, затем по периметру в 4-5 точках через каждые 100 мм на участке длиной 1000 мм за устройствами
	УЗТ	100		
	МПК или КК	По результатам ВК		
2. Арматура, тройники	ВК	10	Через 15-20 тыс. часов работы для трубопроводов из углеродистой стали, затем один раз в три года; для трубопроводов из аустенитной стали – в период ТО	
	МПК	По результатам ВК		
3. Гибы	ВК	20	Через 15-20 тыс. часов работы для трубопроводов из углеродистой стали, затем один раз в три года; для трубопроводов из аустенитной стали – в период ТО	От количества гибов в 6-7 точках по растянутой линии. Изменяя гибы
	УЗТ	20		
4. Сварные соединения	ВК	10 от количества швов	Через 15-20 тыс. часов работы для трубопроводов из углеродистой стали, затем через каждые 45 тыс. часов работы; для трубопроводов из аустенитной стали – в период ТО	
	УЗК	10 от количества швов		

8.2.7. Регламент технического обслуживания и ремонта арматуры турбинного отделения устанавливает требования к проведению проверки исправности и технического обслуживания арматуры, определяет объем, периодичность и требования к выполнению работ текущего, среднего и капитального ремонтов арматуры.

8.2.8. Регламент разработан во исполнение требований руководящего документа «Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций» (РД ЭО 0069-97).

8.2.9. Для обеспечения безопасного выполнения работ категорически запрещается производить какие-либо работы по ремонту (устранению дефектов) трубопроводной арматуры при наличии давления среды в трубопроводе (корпусе арматуры).

8.2.10. Техническое обслуживание запорной арматуры КСН производится во время регламентных обходов и включает в себя:

1) проверку плотности к внешней среде (через уплотнение фланцевых соединений, через сальниковое уплотнение шпинделя (штока), крышки, через металл корпусных деталей и сварных швов);

2) проверку плотности в запорном органе (отсутствует пропуск среды при закрытом положении запорного органа (при технической возможности));

3) проверку надежности крепления фланцевых соединений, присоединения электропривода, узлов дистанционного привода (комплект крепежных деталей полный, одинаковые размерные стандарты шпилек, гаек, болтов (по форме, размерам, резьбе), резьбовая часть шпильки (болта) выходит из гайки, гайки завинчены до упора в шайбы, колонка штанги и шарниры дистанционного привода не имеют повреждений);

4) проверку отсутствия вибрации и посторонних шумов, стуков в арматуре и приводе (вибрация отсутствует, уровень шума в районе арматуры не отличается от уровня шума трубопровода, посторонние шумы в корпусах арматуры и привода отсутствуют);

5) проверку наличия штурвала на бугеле арматуры, ручном дублере электропривода, колонке дистанционного управления (штурвал установлен на штатном месте и закреплен, на штурвале указано направление вращения «открыто-закрыто»);

6) проверку наличия и технического состояния теплоизоляции (наличие теплоизоляции и защитных кожухов);

7) проверку технического состояния электропривода.

8.2.11. Ремонтный цикл запорной арматуры, БРУ-СН, регулирующих клапанов РОУ типа 1036-300/300Э, ПТ 13065-60, 30с927нж, 30с907нж, 30с964нж, 2с-26, 6с-8, 6с-26, установленной на трубопроводах системы RQ, имеет восьмилетний цикл (К-Т-Т-Т-С-Т-Т-Т), где К – капитальный ремонт, С – средний ремонт, Т – текущий ремонт.

8.2.12. Текущий ремонт включает в себя:

1) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту при технологической возможности (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов, штанги и шарниры ДУ при вращении не задевают за оборудование и конструкции, проектное функционирование КДУ и электропривода (концевых и путевых выключателей, местного и дистанционного указателей положения УП запорного органа, муфты предельного момента и сигнализации, узлов ДУ));

2) устранение дефектов, выявленных при проведении технического обслуживания и проверке работоспособности арматуры (дефекты устранены, ремонт ходового узла бугеля арматуры, редуктора электропривода, КДУ, шарниров и редуктора ДУ с разборкой производится по результатам проверки работоспособности арматуры (при обнаружении дефектов), в случае необходимости для устранения дефектов выполняется ремонт с разборкой (СР или КР);

3) проверку затяжки крепежа моментным ключом в доступных местах (величина крутящего момента соответствует требованиям КТД (сборочного чертежа, ИЭ и тех. описания));

4) подтяжку сальникового уплотнения, при необходимости – донабивка или замена сальника (грундбукса входит в сальниковую камеру крышки на глубину не менее 3,0 мм и не более чем на 30 % своей высоты, момент затяжки откидных болтов соответствует требованиям чертежа или «Инструкции по сборке сальниковых узлов трубопроводной арматуры» (И.ОППР/07);

5) проверку уровня смазки в редукторе электропривода производится в случае обнаружения пропуска смазки через уплотнения, добавления смазки в ходовой узел бугеля арматуры, редуктор и шарниры дистанционного управления (восстановлен проектный уровень смазки в редукторе электропривода, в ходовой узел бугеля арматуры, редуктор и шарниры дистанционного управления произведено дополнение смазки через пресс-масленки);

6) ремонт электрической части привода, КВ, ПВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ, настройки электропривода;

7) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов, штанги и шарниры дистанционного управления при вращении не задевают за оборудование, металлические и строительные конструкции, проектное функционирование электропривода, КДУ (узлов дистанционного управления, концевых и путевых выключателей, местного и дистанционного указателей положения запорного органа, муфты предельного момента и сигнализации)).

8.2.13. Средний ремонт включает в себя:

1) разборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ (обеспечен доступ к основным узлам и деталям для проведения дефектации и ремонта);

2) очистку внутренней полости корпуса и деталей от продуктов коррозии, смазки и других загрязнений в доступных местах (коррозионные отложения и другие загрязнения деталей удалены, уплотнительные поверхности обезжирены);

3) дефектацию (путем визуального и измерительного контроля деталей, изнашиваемых в процессе работы (уплотнительные и трущиеся поверхности, зубчатые передачи, сильфон, подшипники и т.д.), проверку соответствия контролируемых деталей требованиям конструкторской и ремонтной документации, отбраковку дефектных деталей);

4) устранение дефектов, выявленных в процессе дефектации, притирку уплотнительных поверхностей, замену дефектных деталей (рабочие поверхности деталей после ремонта не имеют отклонений от требований ремонтной и конструкторской документации, уплотнительные поверхности притерты, прилегание проконтролировано «на краску», новым деталям проведен входной контроль);

5) сборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ, замену уплотнений, смазки (сборка арматуры произведена в соответствии с заводскими инструкциями по ТО и эксплуатации или КТД на ТОиР, в узлах трения отсутствует заклинивание, затираание, произведена замена смазки в ходовом узле бугеля арматуры и колонки ДУ, редукторе ДУ и электропривода, установлены новые уплотнения фланцевых соединений арматуры и привода, сальниковых узлов);

6) ремонт электрической части привода, КВ, ПВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ, настройка электропривода, проверка работоспособности арматуры путем открытия–закрытия с контролем по месту аналогичен п. 8.2.12.

8.2.14. Во время капитального ремонта выполняются работы, что и в средний ремонт со следующими добавлениями в разделе дефектации и устранения дефектов:

1) соответствие рабочих поверхностей деталей требованиям ремонтной и конструкторской документации;

2) отсутствие дефектов в сварных соединениях и проточной части корпуса, в наплавленных уплотнительных поверхностях запорного органа, в деталях, изнашиваемых в процессе работы (трущиеся поверхности, зубчатые передачи, крепежные детали, подшипники и т.д.);

3) ремонт уплотнительных поверхностей запорного органа и фланцевых разъемов (в том числе с применением сварки).

8.3. Оперативное обслуживание

8.3.1. Система паропроводов собственных нужд находится в оперативном ведении НСБ и в оперативном управлении НС ТЦ, а БРУ-СН находятся в оперативном ведении НСС и в оперативном управлении НСБ.

8.3.2. При эксплуатации системы RQ необходимо постоянно контролировать:

1) давление в паропроводах собственных нужд на предмет поддержания его на номинальном уровне 10 кгс/см^2 , не допуская его резкого изменения;

2) отсутствие повышенной вибрации паропроводов, посторонних шумов и гидроударов.

8.3.3. НС ТЦ совместно с ВИУТ должен производить анализ:

1) распечаток параметров и состояния оборудования (протоколов РСМ) два раза в смену;

2) распечаток протоколов регистрации аналоговых сигналов в случае отклонения параметров системы RQ от номинальных (по заявке ВИУТ);

3) распечаток протоколов регистрации аналоговых и дискретных сигналов в случае проведения работ по отдельным программам.

8.3.4. При эксплуатации энергоблока производить осмотры паропроводов, оборудования и арматуры на предмет выявления дефектов и своевременного их устранения в соответствии с регламентом работ, выполняемых эксплуатационным персоналом на оборудовании и системах ТЦ, утвержденным ГИС, с оформлением записей в оперативных журналах.

8.3.5. Во время осмотра паропроводов собственных нужд особое внимание необходимо обращать на:

1) отсутствие течей и парений по основному металлу и сварным стыкам трубопроводов и уплотнений арматуры;

2) целостность тепловой изоляции;

3) исправность конструкций опор и подвесок;

4) плотность прилегания плоскостей скользящих опор, отсутствие защемлений;

5) вибрацию паропроводов.

8.3.6. При осмотре арматуры паропроводов КСН необходимо проверить:

1) положение переключающего устройства привода (управление от электропривода);

2) наличие штурвала, состояние крепежных деталей;

3) отсутствие цепей (или других блокирующих устройств), плакатов;

4) отсутствие явных повреждений арматуры и привода;

5) наличие заземления электродвигателя;

6) степень открытия регулирующих клапанов;

7) наличие планки указателя положения регулирующих клапанов;

8) наличие маркировки.

8.3.7. При обслуживании БРУ-СН путем внешнего осмотра четыре раза в смену при работе и два раза в смену при нахождении в «стерегущем режиме» необходимо обращать внимание:

1) наличие освещения площадки обслуживания БРУ-СН;

2) чистоту и отсутствие посторонних предметов на площадке обслуживания БРУ-СН;

3) наличие и исправность табличек маркировки оборудования;

4) осмотреть БРУ-СН на предмет отсутствия парений и течей;

5) убедиться в отсутствии повышенной (по сравнению с предыдущим осмотром) вибрации БРУ-СН;

6) внешним осмотром проверить наличие и исправность КИП;

7) прослушать редукторы БРУ-СН на отсутствие постороннего шума и люфта полумуфты «электродвигатель-червячный вал»;

8) убедиться в нахождении штока штурвала редуктора в положении «электропривод», проверить наличие и установку в пазах штока ограничительной шайбы;

- 9) наличие обдува электродвигателей БРУ-СН;
- 10) проверить нагрев электродвигателя и его крепление к редуктору;
- 11) внешним осмотром проверить наличие крепежа редуктора к бугелю клапана, крепления бугеля к клапану, клапана к опорным конструкциям.

8.3.8. При внешнем осмотре два раза в смену РОУ-14/3 и РОУ-14/6, а также их РК особое внимание необходимо обращать на:

- 1) наличие освещения площадки обслуживания РОУ;
- 2) чистоту и отсутствие посторонних предметов на площадке обслуживания РОУ;
- 3) наличие и исправность табличек маркировки оборудования;
- 4) отсутствие парений и течей на РОУ;
- 5) отсутствие повышенной вибрации РОУ;
- 6) проверить наличие и исправность КИП;
- 7) прослушать редукторы МЭО на отсутствие постороннего шума;
- 8) проверить отсутствие люфта тяг МЭО к штоку РК, наличие крепежа на тягах и отсутствие их деформации;
- 9) проверить нагрев электродвигателя МЭО;
- 10) наличие пломб на защитном колпаке ИК и на защитном колпаке возвратной пружины ПК;
- 11) отсутствие парения по штоку ПК и из дросселя разгрузочной камеры;
- 12) проверить (на слух) отсутствие шума пара, протекающего через ПК.

8.3.9. При внешнем осмотре два раза в смену ИПУ КСН проверяется:

- 1) наличие освещения площадки обслуживания ИПУ КСН;
- 2) чистоту и отсутствие посторонних предметов на площадке обслуживания ИПУ КСН;
- 3) наличие и исправность табличек маркировки и плакатов по ТБ;
- 4) осмотр ИПУ КСН на предмет отсутствия течей и парения;
- 5) внешним осмотром и на «ощупь» убедиться в отсутствии повышенной (по сравнению с предыдущим осмотром) вибрации ИПУ КСН;
- 6) наличие пломб на защитных колпаках ИК и на защитных колпаках возвратных пружин ПК;
- 7) отсутствие парения по штокам ПК (из-под защитного колпака) и из дросселей разгрузочных камер;
- 8) на слух, по отсутствию шума пара, протекающего через ПК, проверить плотность ПК.

8.3.10. Дефекты, выявленные в период проведения оперативного обслуживания, заносить в «АСУ-Дефект».

9. Технические данные

9.1. Паропроводы коллектора собственных нужд RQ

9.1.1. Технические данные паропроводов собственных нужд приведены в табл. 9.1.1.

Таблица 9.1.1

Параметр	Величина
Давление рабочее, кгс/см ²	12,3
Температура рабочая, °С	250
Рабочая среда	Пар
Температура ГИ, °С	50

9.2. Регулирующий клапан

9.2.1. Технические данные регулирующего клапана Ду 150, 300 серии 6с-8 приведены в табл. 9.2.1.

Таблица 9.2.1

Параметр	Величина	
Условный проход Ду, мм	300	150
Давление рабочее, кгс/см ²	12,3	12,3
Давление условное, кгс/см ²	64	64
Площадь прохода, см ²	170	83
Масса, кг	208	130
Среда	Пар	Пар
Максимальный крутящий момент, кгсм	6,7	6,7

9.3. Главный предохранительный клапан

9.3.1. Технические данные главных предохранительных клапанов КСН, РОУ-14/6 и РОУ-14/3 приведены в табл. 9.3.1.

Таблица 9.3.1

Параметр	Величина	
	7с-4-3	7с-4-4
Рабочее давление, кгс/см ²	12,3 (КСН) 3,2 (РОУ-14/3)	6,0
Давление срабатывания, кгс/см ² , не более	14,1 (КСН) 3,6 (РОУ-14/3)	6,9

Параметр	Величина	
	7с-4-3	7с-4-4
Температура рабочей среды, °С	350	350
Расход при рабочих параметрах, т/ч	128	62,4
Коэффициент расхода	0,54	0,44
Площадь проходного сечения, см ²	308	495
Ход затвора, мм	65	80
Рабочая среда	Пар	Пар
Масса, кг	310	365

9.4. Клапаны запорно-дроссельные БРУ-СН RQ11,12S01

9.4.1. Технические характеристики запорно-дроссельных клапанов приведены табл. 9.4.1.

Таблица 9.4.1

Параметр	Величина
Тип	1036-300/300-Э
Диаметр условный, мм	300/300
Давление рабочее, кгс/см ²	59
Температура рабочей среды, °С	275
Максимальный крутящий момент на втулке шпинделя, Н·м	1400
Диаметр маховика, мм	320
Пропускная способность, т/ч	400
Передаточное число	33
Масса с приводом, кг	1353
Время открытия от электропривода, с	10
Ход, мм	75

9.5. Дроссельные устройства RQ11,12E01

9.5.1. Технические характеристики дроссельных устройств, установленных после БРУ-СН, приведены табл. 9.5.1.

Таблица 9.5.1

Параметр	Величина
Тип	1035-300/600-Ш
Условный проход Ду, мм	300/600
Рабочее давление P_1/P_2 , кгс/см ²	35/12
Рабочая температура t_1/t_2 , °C	240/190
Масса, кг	424
Материал основных деталей	Сталь 20

9.6. Редукционная охлаждающая установка

9.6.1. Технические характеристики РОУ-14/3 и РОУ-14/6 приведены в табл. 9.6.1.

Таблица 9.6.1

Параметр	Величина	
Тип	РОУ-14/3	РОУ-14/6
Рабочее давление P_1/P_2 , кгс/см ²	14/3	14/6
Среда	Пар	Пар
Производительность, т/ч	20	54

Приложение

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы RQ

1.1. Событие, происшедшее 10.03.2007 года на Балаковской АЭС

1.1.1. 10.03.2007 года с 00:00 выполнялись работы по разгрузке энергоблока № 3 согласно диспетчерскому ограничению.

1.1.2. В 01:00:00 с разрешения НСБ под контролем ЗНТЦэ начаты работы по переводу питания КСН от БРУ-СН по бланку переключений № 3.RD.10/01.

1.1.3. В 01:13:32 по факту схода с КВ «открыто» задвижки 3RD34S03 (ручной перевод питания КСН) регуляторы БРУ-СН 3RQ11C01, 3RQ12C01 включились на текущее давление пара в КСН, равное $7,9 \text{ кгс/см}^2$, с дальнейшим увеличением заданного давления до 9 кгс/см^2 (2-я группа уставок СЦАР БРУ-СН). По закону регулирования одновременно на оба РК 3RQ11S01, 3RQ12S01 (по давлению в КСН менее 8 кгс/см^2) начали выдавать импульсные команды «открыть» длительностью 0,2-0,3 с.

1.1.4. В 01:13:34 РК 3RQ12S01 сошел с КВ «закрыто».

1.1.5. В 01:13:36 регулятор 3RQ11C01 отключился с АУ по контролю исправности регулятора (несход с КВ «закрыто» в течение четырех секунд). На момент отключения регулятора 3RQ11C01 рассогласование между заданным и текущим значением давлений в КСН составило 1,2 % ($0,192 \text{ кгс/см}^2$). По закону регулирования на РК 3RQ11S01 выдалось две импульсные команды суммарной длительностью 0,4-0,6 с, что оказалось недостаточным для схода РК 3RQ11S01 с КВ «закрыто».

1.1.6. В 01:13:36 регулятор 3RQ12C01 стал «ведущим» и поддерживал заданное давление в КСН, равное 9 кгс/см^2 .

1.1.7. В 01:15:20 выполнена проверка работоспособности РК 3RQ11S01 в ДУ (дистанционное управление) – замечаний по работе РК не выявлено. Регулятор 3RQ11C01 включен в АУ – «ведомый», замечаний в работе нет.

1.1.8. В результате выполненного анализа комиссия считает, что причиной отключения автоматического регулятора 3RQ11C01 при переводе питания КСН от БРУ-СН явился несход с КВ «закрыто» в течение четырех секунд РК 3RQ11S01 по контролю исправности регулятора.

1.1.9. Коренной причиной является то, что в технических требованиях к алгоритму СЦАР давления пара в КСН (210015.0994835.50003.601 ТТ02) при ручном переводе КСН с 3-го отбора на БРУ-СН не учтена необходимость непрерывного открытия БРУ-СН 3RQ11,12S01 для гарантированного «схода» с КВ «закрыто».

1.1.10. В целях предотвращения подобного отказа были выполнены следующие мероприятия:

1) разработано техническое решение на изменение алгоритма СЦАР давления пара в КСН в части непрерывного открытия БРУ-СН 3RQ11,12S01 для гаран-

тированного «схода» с КВ «закрыто» при переводе питания КСН с 3-го отбора на БРУ-СН, энергоблоки № 1-4;

2) разработана рабочая программа перевода питания КСН с 3-го отбора на БРУ-СН при плановом снижении мощности энергоблока № 3, 4;

3) выполнена проработка данного отчета о расследовании с персоналом ТЦ-1, ТЦ-2, НСБ 1-4.

Перечень принятых сокращений

АРМ	автоматизированное рабочее место
АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбиной
АУ	автоматическое управление
АЭС	атомная электрическая станция
БЗОК	быстрозапорный отсечной клапан
БРУ-СН	быстродействующая редукционная установка собственных нужд
БЩУ	блочный щит управления
ВГ	выключатель генератора
ВИУТ	ведущий инженер управления турбин
ВК	визуальный и измерительный контроль
ГИС	главный инженер станции
ГМБ	главный маслобак
ГПК	главный предохранительный клапан
ГЦН	главный циркуляционный насос
Д-7 ата	деаэратор 7 ата
ДУ	дистанционное управление
ЗНТЦэ	заместитель начальника турбинного цеха по эксплуатации
ИК	импульсный клапан
ИПУ	импульсное предохранительное устройство
ИЭ	инструкция по эксплуатации
КВ	концевой выключатель
КДУ	колонка дистанционного управления
КИП	контрольно-измерительные приборы
КК	капиллярный контроль
КПР	капитальный плановый ремонт
КР	капитальный ремонт
КСН	коллектор собственных нужд
КТД	комплект технологической документации
КЭН	конденсатный электрический насос
МКУ	минимально-контролируемый уровень
ММ	моментная муфта
МОТО	машинист обходчик турбинного отделения
МПК	магнитопорошковый контроль

МЭО	механизм электрический однооборотный
НС	начальник смены
НСС	начальник смены станции
НСБ	начальник смены блока
НТЦ	начальник турбинного цеха
ОКСН	общестанционный коллектор собственные нужды
ПА	противоаварийная автоматика
п/п	паропровод
ПБ	пиковый бойлер
ПВ	путевой выключатель
ПГ	парогенератор
ПК	предохранительный клапан
ПНД	подогреватель низкого давления
ППР	плановый предупредительный ремонт
ПРК	пуско-резервная котельная
ПЭМ	пароэжекторная машина
РДМ	расширитель дренажей машзала
РК	регулирующий клапан
РМОТ	рабочее место оператора технолога
РО	реакторное отделение
РОУ	редукционная охлаждающая установка
РПД	режим поддержания давления
РСМ	регистрация параметров и состояния оборудования
РУ	реакторная установка
САР	система автоматического регулирования
СБ	система безопасности
СК	стопорный клапан
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СР	средний ремонт
СУЗ	система управления защиты
СЦАР	система цифрового автоматического регулирования
ТА	турбоагрегат
ТБ	техника безопасности
ТЗ	технологическая защита
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки

ТК	технологический конденсатор
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТПН	турбопитательный насос
ТСА	технические средства автоматизации
ТФУ	теплофикационная установка
ТЦ	турбинный цех
УВС	управляющая вычислительная система
УЗТ	ультразвуковое измерение толщин
УП	указатель положения
УРБ	ускоренная разгрузка блока
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЦВК	цех вентиляции и кондиционирования
ЦН	циркуляционный насос
ЦНД	цилиндр низкого давления
ЦТАИ	цех тепловой автоматики и измерений
ЦЦР	цех централизованного ремонта
ЧЗЭМ	Чеховский завод энергетического машиностроения
ЭЦ	электрический цех

Лист регистрации изменений

[illegible]