


Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии
на атомных станциях»
(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель главного
инженера по эксплуатации


 А.М. Сиротин
22.11.2010 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

Система автоматического регулирования и защиты
турбины К-1000-60/1500-2
ТО.1,2,3,4.СЕ.ОИТПЭ/318

РАЗРАБОТАНО

Начальник ОИТПЭ

 М.М. Лизунов
09.11.2010 г.

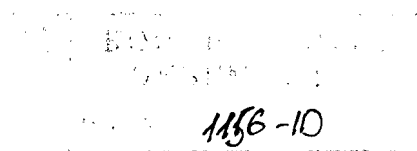
Дата введения в действие

14. 12. 2010 г.

Срок действия до

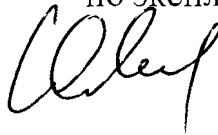
22. 11. 2015 г.

Балаково
2010

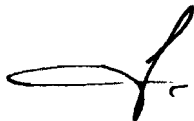


Лист согласования


Зам. главного инженера
по эксплуатации энергоблоков 1, 2

 Ю.М. Марков
22.11.2010 г.

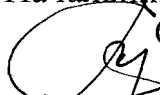
Зам. главного инженера
по эксплуатации энергоблоков 3, 4

 О.Е. Романенко
22.11.2010 г.


Начальник ТЦ-1

 Л.Ю. Колпаков
12.11.2010 г.


Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
14.11.2010 г.

Начальник ЦТАИ

 А.Н. Морев
17.11.2010 г.

Начальник ПТО

 М.В. Швецов
22.11.2010 г.

Содержание

1.	Общие положения	5
2.	Назначение системы.....	6
2.1.	Назначение САРЗ	6
2.2.	Регулирование частоты вращения ротора системой автоматического регулирования турбины	6
2.3.	Статическая характеристика регулирования.....	9
2.4.	Параллельная работа турбоагрегатов.....	14
2.5.	Механизм управления турбоагрегатом	17
2.6.	Требования к САРЗ	21
2.7.	Требования к системе защиты	23
2.8.	Принципы построения САРЗ	24
3.	Описание системы.....	25
3.1.	Состав САРЗ	25
3.2.	Назначение и состав системы маслоснабжения САРЗ.....	26
3.3.	Парораспределение турбины К-1000-60/1500-2	28
3.4.	Описание структурной схемы ЭГСР блоков 1, 2	29
3.5.	Описание структурной схемы ЭГСР блоков 3, 4.....	32
3.6.	Функции САРЗ в режимах работы ЭГСР и ГСР	34
3.7.	Описание работы контура управления регулирующими клапанами и заслонками промперегрева	38
3.8.	Описание работы системы защиты турбины К-1000-60/1500-2.....	44
3.9.	Связь с другими системами.....	47
3.10.	Размещение оборудования системы.....	47
4.	Элементы системы	49
4.1.	Элементы системы маслоснабжения САРЗ.....	49
4.2.	Органы парораспределение турбины К-1000-60/1500-2	56
4.3.	Конструкция элементов системы регулирования	64
4.4.	Элементы системы защиты	87
4.5.	Арматура САРЗ.....	98
4.6.	Технологические ограничения.....	101
4.7.	Нарушения в работе	105
5.	Системы контроля, управления и регулирования.....	109
5.1.	Общие представления	109
5.2.	Блокировки системы	109
5.3.	Защиты, реализованные в ЭГСР	112
5.4.	Сигнализация	112
6.	Контрольно-измерительные приборы.....	117
6.1.	Общие представления.....	117
6.2.	Перечень позиций отборов и датчиков	117
7.	Режимы эксплуатации системы	122
7.1.	Особенности режимов работы ЭГСР	122
7.2.	Режим слежения	123
7.3.	Режим разворота «РР»	128

7.4.	Режим регулирования мощности «РМ»	133
7.5.	Режим регулирования давления пара перед турбиной «РД-1»	134
7.6.	Режим поддержания давления пара с пониженной уставкой «РД-2»	137
7.7.	Режим регулирования давления и мощности «РДМ»	138
7.8.	Режим поддержания частоты «РЧ»	140
7.9.	Режим сброса нагрузки «РСН»	142
7.10.	Режим расхаживания клапанов.....	143
7.11.	Иерархия сигналов (режимов) ЭГСП	144
7.12.	Ограничение мощности турбины по тепловому состоянию	145
7.13.	Ограничение мощности турбины по механическому состоянию	146
7.14.	Ограничение мощности турбины по температуре пара за СПП	147
7.15.	Ограничение мощности турбины по командам оператора.....	147
7.16.	Ограничение мощности турбины по командам противоаварийной автоматики.....	149
7.17.	Ограничение мощности турбины по командам технологических защит....	150
7.18.	Иерархия изменения задания по мощности	150
8.	Функциональное опробование и техническое обслуживание.....	151
8.1.	Функциональное опробование САРЗ	151
8.2.	Техническое обслуживание САРЗ.....	152
8.3.	Оперативное обслуживание САРЗ	153
9.	Технические данные.....	158
Перечень принятых сокращений		162

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание системы автоматического регулирования и защиты (далее – САРЗ) турбины К-1000-60/1500-2 энергоблоков 1-4 (далее – техническое описание), оперативное обозначение системы – SE.

1.2. Данное техническое описание распространяется на оборудование САРЗ блоков 1-4 Балаковской АЭС. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах. Состав и границы САРЗ приведены в соответствующих технологических схемах.

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

1.4. В соответствии с «Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97) САРЗ является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности, относится к 3-му классу безопасности и имеет классификационное обозначение «ЗН».

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

1) инструкция по эксплуатации «Система автоматического регулирования и защиты турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.1.SE.ТЦ-1/32, ИЭ.2.SE.ТЦ-1/24, ИЭ.3.SE.ТЦ-2/06, ИЭ.4.SE.ТЦ-2/06);

2) инструкция по эксплуатации «Электрогидравлическая система регулирования турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.1.АСУТ.ЦТАИ/22, ИЭ.2.АСУТ.ЦТАИ/22, ИЭ.3.САР.ЦТАИ/22, ИЭ.4.САР.ЦТАИ/22);

3) альбом схем «Схемы технологических систем ТО» (АС.1.ТЦ-1/01);

4) альбом схем «Схемы технологических систем ТО» (АС.2.ТЦ-1/01);

5) альбом схем «Схемы технологических систем ТО» (АС.3.ТЦ-2/01);

6) альбом схем «Схемы технологических систем ТО» (АС.4.ТЦ-2/02);

7) «Инструкция ПОАТ ХТЗ. Турбины паровые К-750-65/3000 и К-1000-60/1500-2. Система регулирования» (Б-5ИМ);

8) «Система регулирования и защиты. Дополнения и изменения к инструкции по монтажу и наладке Б-5ИМ в связи с реконструкцией САРЗ по исключению переключающих устройств режимов ЭГСР-ГСР (Б-5ИМ ДОП Б);

9) «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Часть II. Управление и автоматическое регулирование в эксплуатационных режимах. Инструкция по эксплуатации» (Б-5ИЭ);

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

11) «Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия» (ГОСТ 24277-91);

12) «Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций ОАО «Концерн Энергоатом» (СТО 1.1.1.02.001.0673-2006);

13) «Правила пожарной безопасности при эксплуатации АС» (ППБ-АС-95*);

14) учебное пособие «Паровая установка энергоблоков Балаковской АЭС. Часть 1. Паровая турбина и турбопитательный агрегат» – М.: Издательство МЭИ, 2004;

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

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

2. Назначение системы

2.1. Назначение САРЗ

2.1.1. САРЗ турбоагрегата К-1000-60/1500-2 состоит из системы автоматического регулирования и системы защиты.

2.1.2. Система автоматического регулирования турбоагрегата К-1000-60/1500-2 управляет паровпускными органами турбины и предназначена для автоматического и ручного разворота роторов ТА, синхронизации, нагружения и разгрузки турбины, поддержания на заданном уровне параметров турбоустановки (частота, мощность, давление) посредством управления паровпускными органами турбины в пусковых и эксплуатационных режимах.

2.1.3. Система защиты предназначена для быстрого останова турбины путем закрытия СК, РК, ЗС (для блока 4), ЗР турбины. Управляющими органами системы защиты являются ЗУ и АБ. ЗУ срабатывают при воздействии на них по месту, дистанционно с БЩУ, а также при срабатывании защит турбины. АБ срабатывает при достижении оборотов вращения ротора турбины уставки срабатывания. Для быстрого снижения давления и опорожнения трубопроводов маслонабжения САРЗ используются МСУ.

2.2. Регулирование частоты вращения ротора системой автоматического регулирования турбины

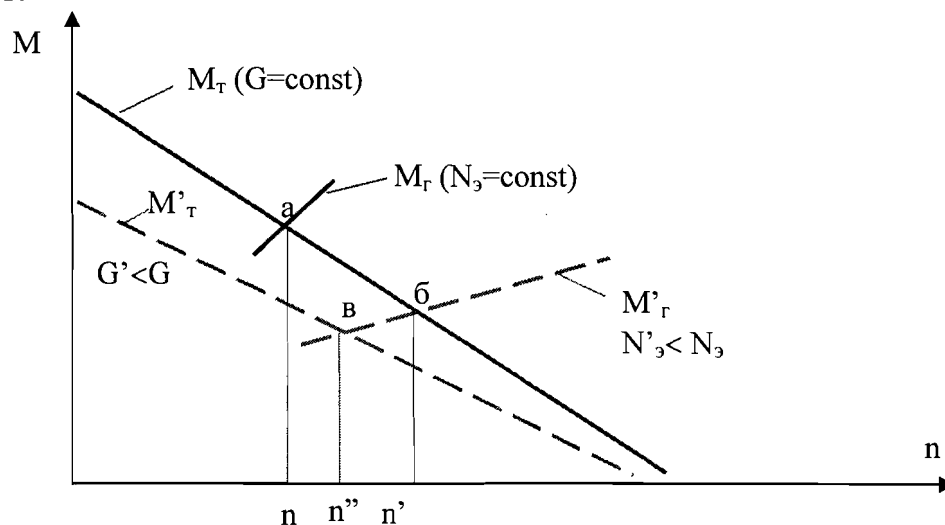
2.2.1. Основным регулируемым параметром паровых турбин является частота вращения роторов. Регулирование частоты вращения роторов турбин является основной задачей систем автоматического регулирования турбин.

2.2.2. Для турбин автоматическое регулирование должно приводить в соответствие производимую и потребляемую мощность, при этом должны соблюдаться требования по качеству энергии. Для установки переменного тока качество энергии определяется постоянством частоты тока и его напряжения, из чего следует, что автоматическое регулирование турбин должно приводить в соответствие производимую и потребляемую мощность при одновременном обеспечении заданной частоты и напряжения переменного тока.

2.2.3. В мощных системах регулирование баланса между потребляемой и производимой мощностями становится трудным. Нет такой точки в системе, в которой можно было бы измерить потребляемую мощность. Единственный параметр (при независимом регулировании напряжения в сети), однозначно определяющий баланс производимой и потребляемой энергии, – частота сети.

2.2.4. Любое изменение нагрузки системы обязательно вызовет изменение частоты сети. Поэтому только изменение и поддержание частоты сети на неизменном уровне позволяет выбранным способом не только поддерживать баланс энергий, но и сохранять высокое качество переменного тока. Измерение частоты можно производить в любой точке системы.

2.2.5. Рассмотрим пример работы одного ТГ в локальной сети. При протекании пара через турбину на валу возникает крутящий момент. Если зафиксировать пропуск пара G через турбину, то с увеличением частоты вращения n ротора турбины крутящий момент, развиваемый им, будет уменьшаться так, как показано на рис. 2.2.1.



G, G' – расход пара в турбину; M_r, M'_r – крутящий момент генератора; M_T, M'_T – крутящий момент турбины; N_3, N'_3 – электрическая нагрузка; n, n', n'' – частота вращения ротора турбогенератора; а, б, в – рабочие точки турбогенератора в различных режимах.

Рисунок 2.2.1 – Характеристики моментов турбины и генератора

2.2.6. Зависимость $M_T=f(n)$ – характеристика момента турбины. При другом, например, меньшем пропуске пара G' характеристика $M'_T=f(n)$ будет расположена ниже.

2.2.7. Крутящий момент турбины уравнивается моментом сил, внешних по отношению к турбине (нагрузка генератора), и моментом внутренних сил сопротивления. Для удобства моментом внутренних сил сопротивления можно пренебречь. Характеристика момента генератора представляет собой связь крутящего момента M_r , развиваемого электромагнитными силами с частотой вращения n при постоянной нагрузке (мощности) N_3 , питаемой от него электрической сети. При снижении нагрузки до величины N'_3 характеристика момента снижается.

2.2.8. Если M_T не равен M_G , устойчивого вращения ротора турбогенератора не будет. Если M_T меньше M_G , частота вращения будет уменьшаться, а при M_T больше M_G – увеличиваться. При M_T , равном M_G , ротор будет вращаться с постоянной скоростью. Данное состояние равновесия есть точка «а» пересечения характеристик моментов турбины и генератора при определенном пропуске пара в турбину G и нагрузке сети N_3 .

2.2.9. Предположим, что турбина не имеет автоматической системы регулирования. Если расход пара на турбину G , а нагрузка генератора N_3 , тогда частота вращения ротора турбогенератора n (рис. 2.2.1). Предположим, что электрическая нагрузка генератора уменьшилась до величины N'_3 , например, вследствие отключения части потребителей электроэнергии, тогда характеристика момента генератора снизится. Но расход пара через турбину не изменится, и рабочая точка переместится из точки «а» в точку «б» – точку пересечения характеристик M_T и M'_G . Частота вращения n' при этом будет больше n . И если бы диапазон изменения частоты вращения ротора турбогенератора при изменении нагрузки генератора не имел значения для потребителей, то не требовалось бы какой-либо системы регулирования, потому что переход от одного устойчивого состояния к другому происходил бы за счет саморегулирования путем изменения частоты вращения.

2.2.10. Большинство потребителей электроэнергии, в том числе механизмы собственных нужд электростанций, требуют очень точного поддержания частоты сети. В соответствии с «Основными правилами обеспечения эксплуатации атомных станций» (СТО 1.1.1.01.0678-2007) частота сети должна поддерживаться с точностью $\pm 0,1$ %. При значительных колебаниях частоты сети между отдельными участниками энергосистемы может происходить самопроизвольное перераспределение мощности, что вызовет перегрузку одних линий и недогрузку других. Это приведет к значительным потерям энергии и нарушению устойчивости системы, что может вызвать отключение части потребителей. Значит, необходимо поддерживать частоту вращения ротора турбогенератора и, соответственно, сети в пределах указанных значений за счет восстановления равенства между потребляемой и вырабатываемой мощностями. Это можно осуществить изменением расхода пара на турбину.

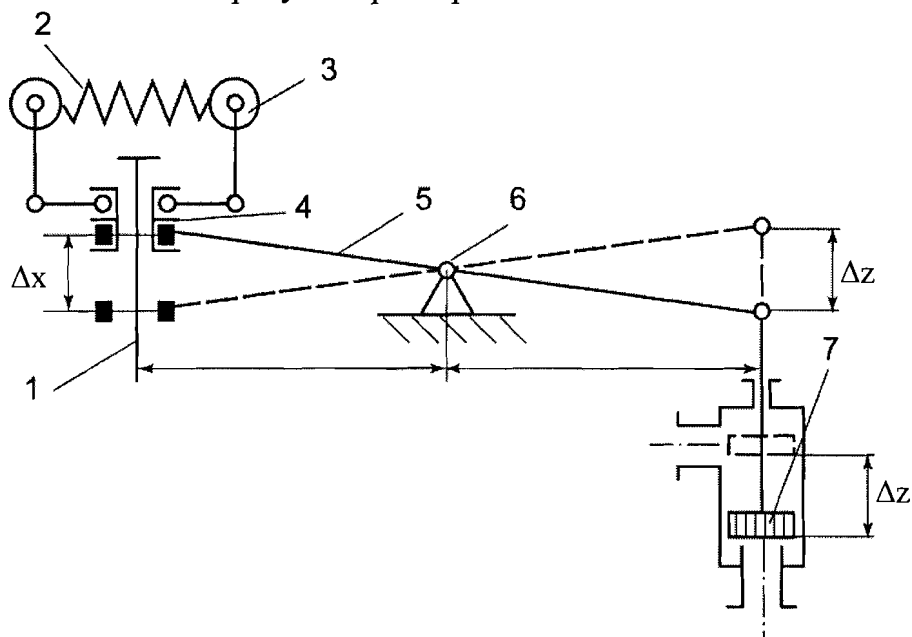
2.2.11. Вернемся к ранее рассмотренному примеру. Если после снижения нагрузки и повышения частоты вращения до n' за счет прикрытия регулирующего клапана уменьшить расход пара до G' , то рабочая точка переместится из точки «б» в точку «в» – точку пересечения характеристик M'_T и M'_G . При этом частота вращения ротора турбогенератора будет n'' , мало отличающаяся от первоначальной частоты n .

2.2.12. Человек не в состоянии изменять расход пара с требуемой скоростью и точностью, поэтому регулирование частоты вращения ротора турбогенератора производится системой автоматического регулирования турбины.

2.3. Статическая характеристика регулирования

2.3.1. Рассмотрим принципиальную схему регулирования турбины с центробежным регулятором частоты вращения, представленную на рис. 2.3.1.

2.3.2. Валик (1) регулятора связан с валом турбины и приводится в движение от него. На валике расположена муфта (4), которая может перемещаться вдоль него под действием приложенных к ней сил. Грузы (3) регулятора при вращении под действием центробежных сил стремятся изменить свое положение и сместить муфту. Фиксированное положение муфты будет тогда, когда центробежная сила, развиваемая грузами, уравнивается усилием растяжения в пружине (2). При увеличении частоты вращения грузы разойдутся и муфта сместится вверх, а при уменьшении частоты вращения грузы будут сходиться и смещать муфту вниз. К муфте через шарнир присоединен рычаг (5), который, поворачиваясь относительно неподвижного шарнира (6), смещает регулирующий клапан (7), который изменяет пропуск пара в турбину. Совокупность муфты, грузов и пружины представляет собой регулятор скорости.



1 – валик; 2 – пружина; 3 – грузы; 4 – муфта; 5 – рычаг; 6 – шарнир; 7 – регулирующий клапан; Δx – изменение положения муфты; Δz – изменение положения рычага и регулирующего клапана.

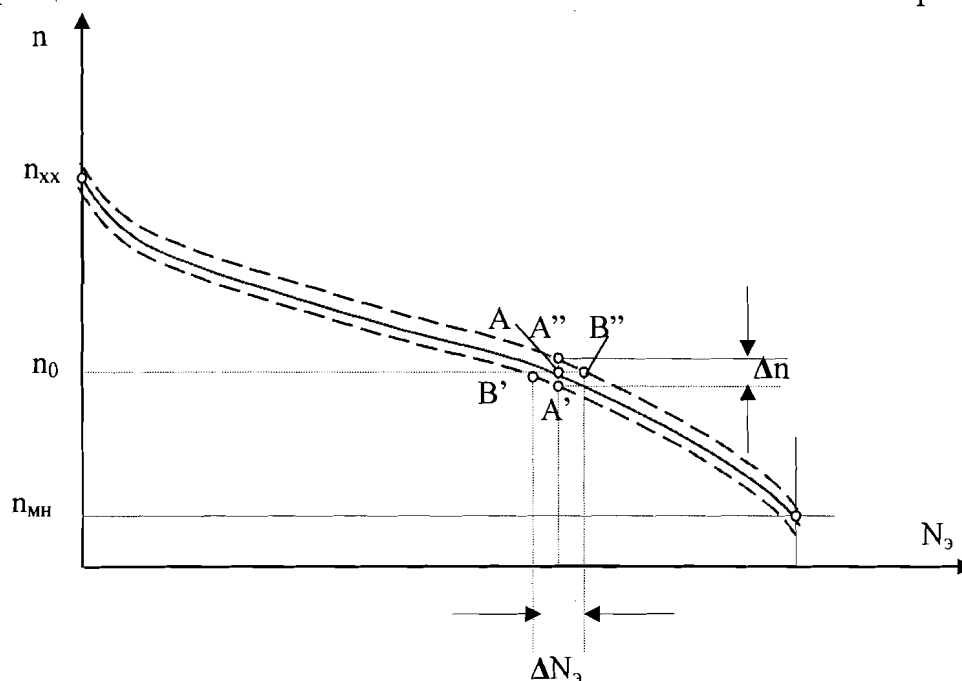
Рисунок 2.3.1 – Принципиальная схема регулирования частоты вращения турбины

2.3.3. Предположим, что положение регулятора скорости и регулирующего клапана отвечает некоторой мощности и частоте вращения турбины. Если, например, электрическая нагрузка увеличится, то ротор турбины начнет замедлять свое вращение и центробежная сила грузов уменьшится. Муфта сместится вниз и регулирующий клапан откроется. Мощность турбины увеличится в соответствии с возросшей электрической нагрузкой. Таким образом, турбина автоматически увеличивает мощность до первоначальной, но при этом частота вращения не вернется к прежнему значению.

2.3.4. Новому установившемуся положению регулирующего клапана соответствует новое положение муфты и, соответственно, другое натяжение пружины (рис. 2.3.1). Это натяжение пружины может уравновесить центробежная сила грузов при другой, определенной частоте вращения ротора турбины.

2.3.5. При максимальной мощности клапан полностью откроется, муфта займет нижнее положение и частота вращения будет наименьшей, а при минимальной мощности наоборот.

2.3.6. Связь между мощностью турбины N_3 и частотой вращения ротора n называется статической характеристикой системы регулирования. При ее построении по оси абсцисс откладывается нагрузка турбины, а по оси ординат – частота вращения. Эта зависимость показана сплошной линией на рис. 2.3.2.



N_3 – электрическая нагрузка; n_0 – номинальная частота вращения ротора турбогенератора; n_{xx} – частота вращения ротора турбогенератора на холостом ходу; n_{mn} – частота вращения ротора турбогенератора на максимальной нагрузке; ΔN_3 – изменение электрической нагрузки; Δn – изменение частоты вращения турбогенератора; A , A' , A'' , B , B' , B'' – рабочие точки турбогенератора при различных режимах.

Рисунок 2.3.2 – Статическая характеристика системы регулирования

2.3.7. Рассмотренная простейшая схема регулирования пригодна лишь для маленьких турбин. Работающие в настоящее время турбины имеют более сложные системы регулирования, но каждая система имеет свою статическую характеристику. Данная характеристика называется статической, т.к. она отражает установившиеся положения органов парораспределения и частот вращения (статическую характеристику) и не отражает переходных процессов от одного установившегося положения к другому (динамическую характеристику).

2.3.8. Если обозначить частоту вращения турбины на холостом ходу (когда электрическая нагрузка равна нулю) n_{xx} , а при максимальной нагрузке n_{mn} , то разность этих частот, отнесенная к номинальной частоте вращения n_0 , называется степенью неравномерности δ или просто неравномерностью системы регулирования

$$\delta = \frac{n_{xx} - n_{mn}}{n_0} \quad (1)$$

где: δ – степень неравномерности системы регулирования;

n_{xx} – частота вращения турбины на холостом ходу, Гц;

n_{mn} – частота вращения турбины при максимальной нагрузке, Гц;

n_0 – номинальная частота вращения турбины, Гц.

2.3.9. Согласно ГОСТ 24277-91 степень неравномерности регулирования частоты вращения конденсационных турбин при номинальных параметрах пара должна быть в пределах 4-5 % от номинальной. Это означает, что если, например, $\delta=5\%$, а номинальная частота вращения составляет 1500 об/мин, то при изменении нагрузки от холостого хода до максимальной, частота вращения будет изменяться от 1537,5 об/мин до 1462,5 об/мин.

2.3.10. Такие жесткие требования к неравномерности системы регулирования обусловлены реакцией турбины на наиболее опасный для нее режим – режим полного сброса электрической нагрузки с отключением генератора от сети.

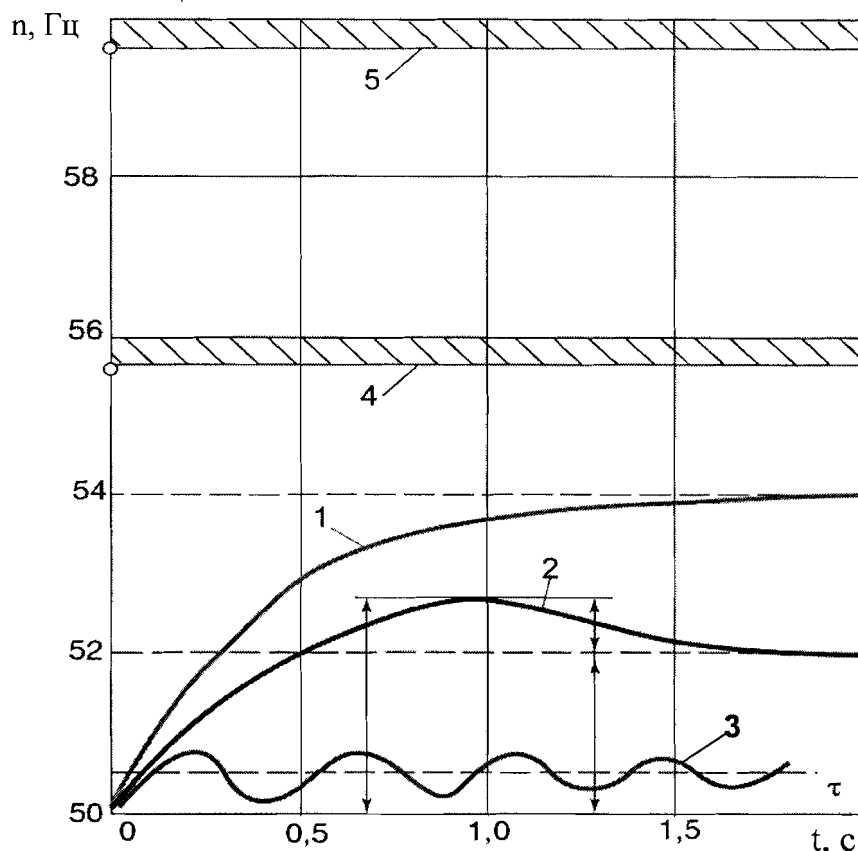
2.3.11. При сбросе нагрузки система автоматического регулирования обеспечивает резкое уменьшение пропуска пара в турбину и ее перевод на частоту холостого хода, которая в соответствии со статической характеристикой должна быть больше номинальной на величину $\Delta n_{ст} = \delta \cdot n_0$, называемую статическим повышением частоты вращения.

2.3.12. Сам процесс перехода от полной нагрузки к холостому ходу может протекать по разному, в зависимости от степени неравномерности системы регулирования.

2.3.13. При большой степени неравномерности (см. кривую 1 на рис. 2.3.3) турбина плавно переходит на холостой ход, однако статическое повышение частоты вращения оказывается недопустимо большим. Связано это в первую очередь с тем, что предельно допустимая частота вращения турбины по условиям ее механической прочности обычно составляет $n_{пр.доп.} = (1,18-1,20) n_0$. Система защиты, прекращающая полностью подачу пара в турбину, должна вступить в работу раньше, при частоте срабатывания защиты $n_{с.з.} = (1,10-1,12) n_0$, поскольку будет происходить дополнительный динамический заброс частоты вращения $\Delta n_{дин}$ за счет неизбежного немгновенного прекращения подачи пара, а также за счет расширения пара, находящегося в турбине, и других причин. Однако вступление в работу системы защиты следует рассматривать как аварию, поскольку происходит прекращение выработки электроэнергии на значительное время. Таким образом, оказывается, что допустимое повышение частоты вращения при сбросе нагрузки не должно превышать 7-8 % номинальной, что дает верхний предел по неравномерности системы регулирования.

2.3.14. При малой неравномерности переходной процесс при сбросе нагрузки протекает согласно кривой 3 рис. 2.3.3: статическое повышение частоты вращения $\Delta n_{ст}$ небольшое, динамический заброс $\Delta n_{дин}$ оказывается примерно на том же уровне, но главное, процесс будет медленно затухающий, а иногда совсем не затухающий, колебательного характера, поэтому степень неравномерности систем регулирования не делают совсем малой.

2.3.15. Оптимальным значением степени неравномерности является принятое в ГОСТ 24277-91, при котором статическое повышение частоты вращения находится на уровне 4-5 %. Дополнительный динамический заброс составляет 1-3 % номинальной частоты 50 Гц.



1 – $\delta = 8 \%$; 2 – $\delta = 4 \%$; 3 – $\delta = 1 \%$; 4 – частота вращения при срабатывании системы защиты; 5 – предельно допустимая частота вращения; f – частота; t – время.

Рисунок 2.3.3 – Кривые переходных процессов при сбросе нагрузки при различных степенях неравномерности

2.3.16. Статическая характеристика и степень ее неравномерности в первую очередь определяют реакцию турбины на изменение частоты сети. Действительно, если, например, частота сети изменилась на 0,1 Гц, т.е. 0,2 % номинальной частоты $n_0=50$ Гц, то это означает, что при степени неравномерности $\delta=4 \%$ изменение мощности составит:

$$\frac{N}{N_0} = \frac{\Delta n}{\delta} = \frac{0,2}{4} = 0,05 \quad (2)$$

Таким образом, изменение нагрузки составит 5 %. Для турбины мощностью 1000 МВт это означает самопроизвольное изменение нагрузки на 50 МВт. Важно, что это изменение нагрузки произойдет автоматически без вмешательства человека. На большей своей части статическая характеристика почти прямолинейна, но никогда не имеет горизонтальных участков, так как такой участок означает неопределенность (многозначность) мощности при частоте вращения, отвечающей этому участку. В диапазонах малой и большой нагрузок статическую характеристику делают более крутой. При малой мощности это позволяет более устойчиво держать нагрузку в момент синхронизации с сетью, при больших нагрузках – обеспечивает малое изменение мощности вследствие изменения частоты сети при нагрузках, близких к номинальным, т. е. в условиях, когда турбина работает наибольшее время и имеет максимальный КПД.

2.3.17. Вернемся к рис. 2.3.1 и рис. 2.3.2. Допустим, что изображенному на рис. 2.3.2 положению системы регулирования отвечает точка А на статической характеристике рис. 2.3.2. Представим себе, что внешняя нагрузка растет, тогда частота вращения должна уменьшиться и клапан должен открываться, однако, с уменьшением частоты вращения и опусканием грузов клапан начнет открываться не сразу, во-первых, потому, что центробежная сила грузов должна измениться на величину, достаточную для преодоления сил трения, во-вторых, потому, что в шарнирах должны быть выбраны люфты. Т.е. движение клапана начнется не в точке А, а в точке А'. Подобным же образом при уменьшении нагрузки движение клапана начнется в точке А". Другими словами, действительная статическая характеристика регулирования представляет собой не линию, а область, нижняя граница которой соответствует непрерывному постепенному возрастанию мощности (нагрузению турбины), а верхняя – уменьшению мощности (разгрузению турбины).

2.3.18. Отношение ширины области Δn к номинальной частоте n_0 , выраженное в процентах, называется степенью нечувствительности регулирования.

$$\varepsilon = \frac{\Delta n}{n_0} \cdot 100 \% \quad (3)$$

где ε – степень нечувствительности регулирования, %;

Δn – разность между частотой при разгрузении и нагружении при одной и той же электрической мощности турбины, Гц;

n_0 – номинальная частота турбины, Гц.

2.3.19. Основной вклад в появление нечувствительности регулирования вносят силы трения в регуляторах устаревших конструкций, передаточных механизмах, золотниках, сервомоторах, регулирующих клапанах, а также люфты в шарнирных соединениях, перекрыши на окнах отсечных золотников.

2.3.20. С ростом нечувствительности процесс регулирования ухудшается: снижается его точность, возможно возникновение автоколебаний. Поскольку степень нечувствительности в значительной мере характеризует совершенство системы регулирования, она регламентируется ГОСТ 24277-91. Для турбин АЭС с гидравлическими системами регулирования степень нечувствительности устанавливают в технических условиях (ТУ) на турбины конкретных типоразмеров. В электрогидравлической системе регулирования должно быть обеспечено $\varepsilon \leq 0,06 \%$.

2.3.21. Чем меньше ε , тем выше качество регулирования, т.к. малому ε отвечает, во-первых, большая быстрота реакции на изменение условий работы и, во-вторых, меньшая неопределенность в мощности при фиксированной частоте вращения. Действительно, нечувствительность по существу означает, что при фиксированной частоте вращения n_0 мощность турбины может произвольно изменяться на величину ΔN .

2.3.22. При нечувствительности $\varepsilon=0,06$ %, если турбина мощностью 1000 МВт имеет неравномерность регулирования $\delta=4$ %, то возможные колебания нагрузки составят:

$$\Delta N = \frac{\varepsilon}{\delta} \cdot N = \frac{0,06}{4} \cdot 1000 = 15,0 \text{ МВт} \quad (4)$$

2.3.23. Современная тенденция ужесточения требований по нечувствительности ставит перед конструкторами систем регулирования турбин непростую задачу. Одним из путей ее решения является практически полный отказ от механических связей в системе регулирования и замена их гидравлическими или электрическими.

2.4. Параллельная работа турбоагрегатов

2.4.1. Турбины современных электростанций работают не изолированно, а параллельно на большую энергосистему. При этом синхронизирующая сила поддерживает равенство частоты вращения турбоагрегатов и ее совпадение с частотой сети.

2.4.2. Например, система состоит из трех турбоагрегатов, два из них имеют мощность $N_{\Sigma 1}=N_{\Sigma 2}=800$ МВт, третий $N_{\Sigma 3}=300$ МВт, а неравномерности их регулирования соответственно равны $\delta_1=5$ %, $\delta_2=\delta_3=4$ %. Пусть частота вращения турбоагрегатов (и соответственно частота сети) $n_0=50$ Гц обеспечивается работой всех трех турбоагрегатов при номинальной нагрузке (рис. 2.4.1).

2.4.3. Предположим, что в системе отключился потребитель мощностью 200 МВт. Тогда из-за нарушения баланса выработки и потребления электроэнергии частота сети начнет повышаться, и соответственно, начнет повышаться частота вращения всех трех турбоагрегатов и снижение вырабатываемой ими мощности, которое будет происходить до тех пор, пока не будет достигнуто равенство: $\Delta N_{\Sigma 1} + \Delta N_{\Sigma 2} + \Delta N_{\Sigma 3} = \Delta N_{\Sigma}$, где $\Delta N_{\Sigma 1}$, $\Delta N_{\Sigma 2}$, $\Delta N_{\Sigma 3}$ – соответствующее снижение мощности на отдельных турбоагрегатах, ΔN_{Σ} – суммарное снижение мощности.

2.4.4. Из анализа статической характеристики (рис. 2.3.2) можно получить, что:

$$\frac{\Delta N_{\Sigma i}}{N_{\Sigma i}} = \frac{\Delta n}{n_0} \cdot \frac{1}{\delta} \quad (5)$$

то есть относительное изменение мощности турбины прямо пропорционально изменению частоты вращения и обратно пропорционально степени неравномерности.

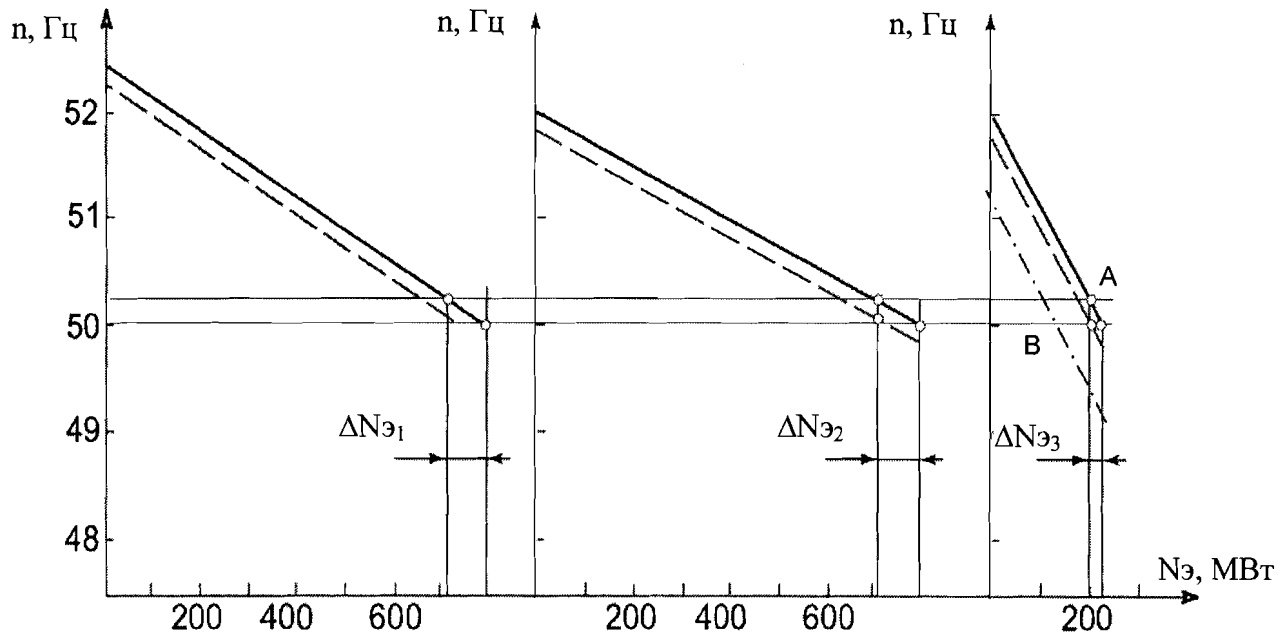


Рисунок 2.4.1 – Параллельная работа турбоагрегатов

2.4.5. Таким образом, увеличение частоты вращения всех турбоагрегатов при снижении мощности всей энергосистемы на величину ΔN_{Σ} определяется соотношением:

$$\frac{\Delta n}{n_0} \cdot \frac{N_{\Sigma 1}}{\delta_1} + \frac{\Delta n}{n_0} \cdot \frac{N_{\Sigma 2}}{\delta_2} + \frac{\Delta n}{n_0} \cdot \frac{N_{\Sigma 3}}{\delta_3} = \Delta N_{\Sigma} \quad (6)$$

отсюда следует, что:

$$\frac{\Delta n}{n_0} = \frac{\Delta N_{\Sigma}}{\frac{N_{\Sigma 1}}{\delta_1} + \frac{N_{\Sigma 2}}{\delta_2} + \frac{N_{\Sigma 3}}{\delta_3}} \quad (7)$$

для рассматриваемого примера:

$$\frac{\Delta n}{n_0} = \frac{200}{\frac{800}{0,05} + \frac{800}{0,04} + \frac{300}{0,05}} = 0,0046 \quad (8)$$

т.е. частота увеличится на $\Delta n = 0,0046 \cdot 50 = 0,23$ Гц и составит 50,23 Гц.

2.4.6. Мощность каждого из турбоагрегатов при этом уменьшится на:

$$\Delta N_1 = \frac{\Delta n}{n_0} \cdot \frac{N_{\Sigma 1}}{\delta_1} = 0,0046 \cdot \frac{800}{0,05} = 73,5 \text{ МВт}; \quad (9)$$

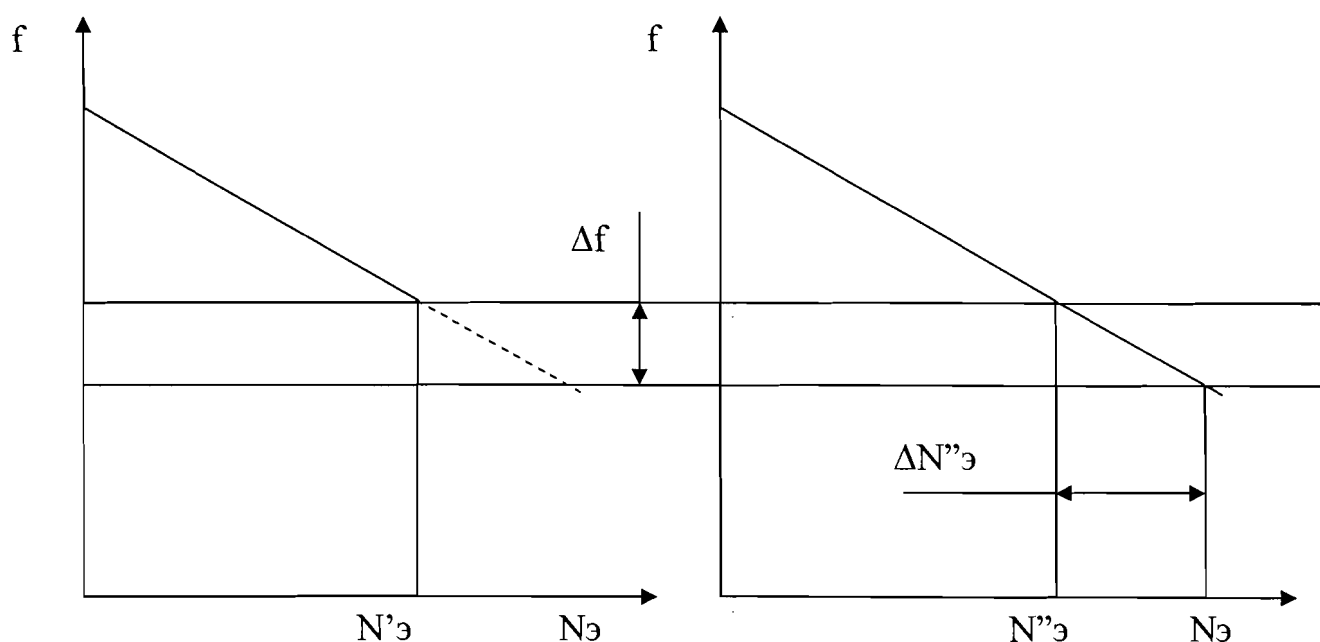
$$\Delta N_2 = 0,0046 \cdot \frac{800}{0,04} = 92 \text{ МВт}; \quad (10)$$

$$\Delta N_3 = 0,0046 \cdot \frac{300}{0,04} = 34,5 \text{ МВт}. \quad (11)$$

2.4.7. Таким образом, при изменении нагрузки в сети, приводящей к изменению частоты, автоматически изменяются мощности турбоагрегатов в соответствии с их статическими характеристиками. Такая автоматическая реакция всех работающих в системе турбоагрегатов называется первичным регулированием частоты в сети. Следует подчеркнуть, что это название условно, никакого регулирования частоты не происходит, наоборот, снижение (или возрастание) мощности оказалось возможным именно за счет изменения частоты сети. Процесс регулирования мощности в сети на этом не заканчивается, так как частота сети должна быть восстановлена в соответствии с требованиями нормативных документов.

2.4.8. Только участие всех параллельно работающих турбин в распределении между собой изменений нагрузки сети ΔN сразу после их возникновения, т.е. участие в первичном регулировании частоты сети обеспечивает небольшие отклонения частоты сети и в значительной степени надежность работы энергосистемы.

2.4.9. Именно по этой причине СТО 1.1.1.01.0678-2007 допускает эксплуатацию турбин с введенным в работу ограничителем мощности как временное мероприятие и только в тех случаях, когда это требуется механическим состоянием оборудования. На рис. 2.4.2 показаны статические характеристики двух параллельно работающих турбин, на одной из которых введен ограничитель мощности, исключающий открытие регулирующих клапанов турбины выше установленного предела. Нетрудно видеть, что эта турбина не участвует в покрытии дефицита мощности в энергосистеме. Это представляет особую опасность при аварийном снижении частоты, но и при нормальных режимах работа многих турбин с введенными ограничителями мощности приводит к росту колебаний частоты в энергосистеме. Для того, чтобы при небольших снижениях частоты в сети турбина с введенным в работу ограничителем мощности могла все же принимать участие в первичном регулировании частоты, ее нагрузка должна быть ниже уставки ограничителя мощности не меньше чем на 5 %.



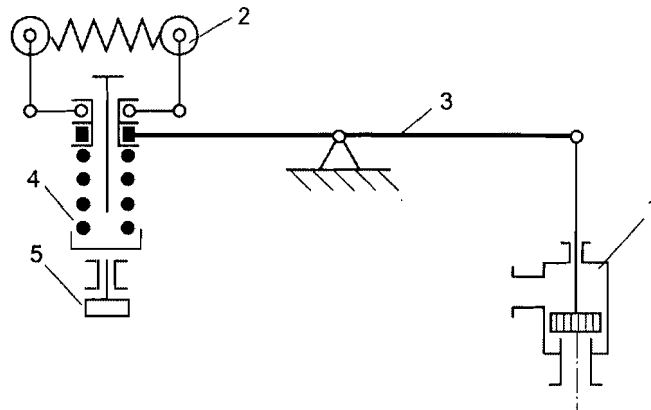
f – частота сети; $N_э$ – электрическая мощность.

Рисунок 2.4.2 – Параллельная работа турбоагрегатов при внедренном ограничителе мощности на одной из них

2.5. Механизм управления турбоагрегатом

2.5.1. Частота электрического тока в энергосистеме в соответствии с «Требованиями к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения» (ГОСТ 13109-87) должна непрерывно поддерживаться на уровне $(50 \pm 0,2)$ Гц. Даже временно допускается отклонение частоты не более $\pm 0,4$ Гц. В то же время степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет 4-5 %, чему соответствует изменение частоты, равное 2-2,5 Гц, т.е. значительно больше допустимого. Кроме того, в еще более широких пределах приходится изменять частоту вращения турбины на холостом ходу при синхронизации турбогенератора перед включением его в сеть. Уже только поэтому ясно, что в системе регулирования турбины необходимо иметь устройство для изменения регулируемого параметра – частоты вращения при работе турбины на холостом ходу и в изолированной сети. При работе в энергосистеме, когда частота вращения турбины определяется частотой сети, поддерживаемой всеми параллельно работающими турбоагрегатами, это устройство, получившее название механизм управления турбиной, дает возможность изменять ее мощность.

2.5.2. На схеме регулирования (рис. 2.5.1) механизм управления изображен в виде дополнительной пружины (4), натяг которой можно изменять посредством маховика (5).

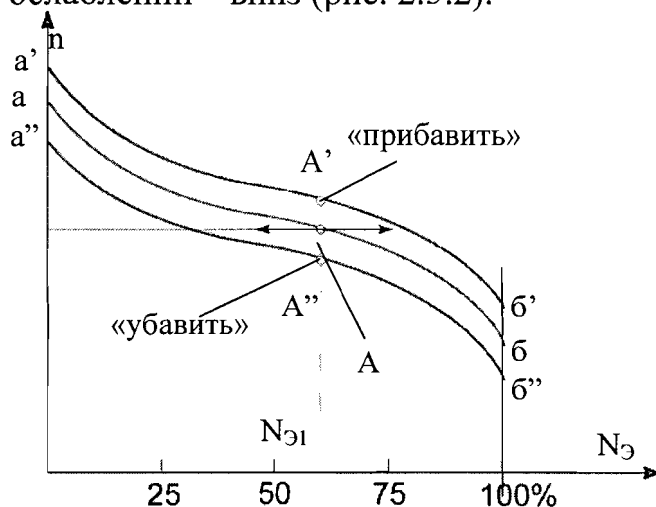


1 – регулирующий клапан; 2 – грузы; 3 – рычаг; 4 – пружина; 5 – маховик.

Рисунок 2.5.1 – Принципиальная схема регулирования частоты вращения турбины с механизмом управления

2.5.3. При выведенном механизме, т.е. ослабленной пружине, система регулирования работает так, как описано раньше: положение муфты будет определяться равенством центробежных сил грузов и силой растяжения в пружине.

2.5.4. Если маховиком несколько растянуть пружину (4), то баланс сил, действующих на муфту, нарушится. Прежнее положение муфты, а значит, и регулирующего клапана (следовательно, и нагрузка турбины) будет теперь достигаться при больших частотах вращения. Это означает, что при увеличении натяга дополнительной пружины статическая характеристика от начального положения будет двигаться вверх, а при ослаблении – вниз (рис. 2.5.2).



$N_{э}$ – электрическая мощность; n – частота вращения турбины; a, a', a'' – частота вращения ротора в режиме х.х при смещении статической характеристики турбины; $б, б', б''$ – частота вращения ротора при номинальной нагрузке при смещении статической характеристики турбины; A, A', A'' – рабочая частота вращения ротора при заданной нагрузке при смещении статической характеристики турбины.

Рисунок 2.5.2 – Смещение статической характеристики механизмом управления

2.5.5. Для того, чтобы понять действие механизма управления турбиной, представим себе, что турбина является единственным источником энергии в сети, нагрузка которой постоянна. Пусть статическая характеристика «ав» соответствует некоторой затяжке пружины, а мощность турбины равна $N_э$. Если теперь с помощью маховичка увеличить натяг пружины, то из-за изменения баланса сил, действующих на муфту, муфта переместится вниз, открывая регулирующий клапан и давая место некоторому переходному процессу регулирования. При устойчивой системе регулирования этот процесс быстро закончится, и система примет прежнее положение, но при большей частоте вращения. Действительно, положение регулирующего клапана не должно измениться, т.к. не изменилась внешняя нагрузка. Следовательно, муфта вернется к прежнему положению, преодолевая натяг дополнительной пружины за счет большей центробежной силы грузов при большей частоте вращения турбины. Это означает, что изменяя затяжку пружины, можно перемещать статическую характеристику «ав» регулирования в пределах положений $a'b'$ и $a''b''$ (пренебрегается зависимость $N_э$ от частоты).

2.5.6. Понять работу механизма управления при нагружении турбины, включенной в сеть, очень просто в том случае, если допустить, что мощность турбины существенно меньше мощности сети, иными словами, если изменение ее нагрузки практически не отражается на частоте сети и, следовательно, частоте вращения. При затяжении дополнительной пружины муфта будет принудительно опускаться вниз, что вызовет перемещение регулирующего клапана и изменит мощность турбины. Нагружение турбины, включенной в сеть, означает переход рабочей точки вправо на смещенную вверх статическую характеристику.

2.5.7. Возвращаясь к рассмотренному примеру параллельной работы турбоагрегатов (рис. 2.4.1) можно объяснить, как восстановить частоту сети: для этого на всех турбоагрегатах необходимо вращать механизмы управления в сторону «убавить» до тех пор, пока статические характеристики их систем регулирования не займут положения, показанного штриховыми линиями. Однако изменять частоту вращения турбоагрегатов одновременным воздействием на механизмы управления всех турбин сложно, неудобно и во многих случаях нецелесообразно, так как при изменениях мощности в энергосистеме желательно турбоагрегаты, вырабатывающие наиболее дешевую электроэнергию, держать при максимальной нагрузке, а менее экономичные агрегаты использовать для регулирования частоты. Поэтому, вместо того, чтобы воздействовать на механизмы управления всех трех турбин для снижения частоты их вращения, можно воздействовать на механизм управления лишь одной из турбин, скажем 3-ей. При смещении ее статической характеристики вниз рабочая точка А будет перемещаться влево к точке В (рис. 2.4.1) и турбина будет разгружаться, но зато регуляторы скорости двух остальных турбин, восстанавливая баланс выработки и потребления электроэнергии, будут нагружать свои турбины, обеспечивая перемещение рабочих точек вдоль статических характеристик вправо к исходным значениям мощности. После снижения частоты вращения до исходной 3-я турбина разгрузится до 100 МВт, а первые две восстановят свои исходные нагрузки, и частота в сети восстановится.

2.5.8. Процесс восстановления частоты сети путем воздействия на механизм управления турбоагрегатом называется **вторичным регулированием частоты**. Следует обратить внимание на то, что при изменении частоты сети посредством механизма управления частота вращения турбоагрегата изменяется очень мало (тем меньше, чем больше мощность энергосистемы), а мощность турбины значительно. Поэтому человеку кажется, что он изменяет мощность турбины, а не её частоту вращения. На самом деле мощность управляемой им турбины в любой момент времени определяется текущими значениями нагрузки в энергосистеме и положением статических характеристик всех работающих в системе турбоагрегатов.

2.5.9. Реальные энергосистемы могут включать несколько десятков электростанций и несколько сот турбоагрегатов. Для вторичного регулирования частоты в энергосистеме выделяется одна или несколько ведущих электростанций, постоянно изменяющих свою нагрузку в соответствии с изменением потребления. Практически это осуществляется с помощью устанавливаемого на станции автоматического прецизионного регулятора частоты, который при изменении частоты сети обеспечивает нагружение или разгружение турбин, установленных на ней. При значительных изменениях нагрузки в энергосистеме, когда ведущие станции не могут поддержать частоту в требуемых пределах, по указанию диспетчера энергосистемы по заранее составленному графику изменяется нагрузка и на других турбоагрегатах путем смещения их статических характеристик. Во многих случаях целесообразным оказывается вывод турбин в резерв при снижении нагрузки и ввод турбин в работу, находящихся в резерве, при повышении нагрузки в энергосистеме.

2.5.10. В основу регулирования частоты и активной мощности в России положено раздельное регулирование плановых и внеплановых изменений активной мощности. Распределение плановых изменений мощности осуществляется на основе оптимизационных расчетов с учетом ограничений по энергоресурсам и по режимам сети и энергоблоков путем задания каждой электростанции графиков нагрузки.

2.5.11. Регулирование частоты и обменной мощности, а также ограничение потоков мощности по межсистемным и сильно загруженным внутрисистемным связям, осуществляются автоматическим распределением внеплановых изменений активных нагрузок воздействием на выделенные регулирующие электростанции. Поскольку отклонение реального графика нагрузок энергосистемы от планируемого, как правило, не превышает 2-3 %, то к регулированию внеплановых изменений активных нагрузок привлекается ограниченное число электростанций с регулировочным диапазоном 5-10 % мощности энергосистемы, в которой они расположены.

2.5.12. В настоящее время, как правило, АС работают в базовом режиме, отдавая в энергосистему заданную постоянную мощность. В этом случае обеспечивается минимум затрат на производство электрической энергии. Однако по мере роста доли АС в общей установленной мощности энергосистем они должны будут нести частично или полностью функции регулирования частоты сети, меняя свою мощность соответственно переменной составляющей нагрузки энергосистемы.

2.5.13. Недостатки ранее рассмотренных систем регулирования: наличие большого количества механических соединений и шарниров, зазоры и трение в которых являются источником появления значительной нечувствительности. Поэтому в современных системах используются в основном гидравлические связи, не подвергающиеся износу и не вызывающие нечувствительности со временем.

2.5.14. Современные системы регулирования выполняются гидравлическими и электрогидравлическими.

2.5.15. В ГСР управление положением регулирующих клапанов турбины осуществляет регулятор частоты вращения. Управляющие импульсы по изменению частоты вращения турбины МУТ получает от масляного насоса-импеллера, установленного на валу турбины, который выполняет функцию датчика частоты вращения.

2.5.16. В ЭГСР управление гидравлическими исполнительными механизмами осуществляет электронная управляющая часть системы регулирования.

2.6. Требования к САРЗ

2.6.1. Многие процессы в турбине и на блоке в целом протекают настолько быстро, что человек не успевает вручную восстановить хотя бы главные параметры (частота вращения ротора, давление свежего пара, мощность турбины) за ограниченное время. Учитывая тот факт, что число параметров, подлежащих управлению, велико, а человеческие возможности ограничены, системы автоматического регулирования и защиты стали неотъемлемой частью турбоагрегата.

2.6.2. Согласно СТО 1.1.1.01.0678-2007 система автоматического регулирования турбины должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) устойчиво удерживать заданную электрическую нагрузку и обеспечивать возможность ее плавного изменения;
- 2) устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
- 3) удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах.

2.6.3. Если система автоматического регулирования не удовлетворяет хотя бы одному из этих требований, она нуждается в ремонте или наладке. После монтажа САР проходит проверку и испытания по рабочим программам и по результатам испытаний делается заключение о возможности работы САР.

2.6.4. Безусловным требованием к работе САРЗ в любом из режимов является обеспечение надежности, при этом возможные отказы можно разделить на три группы:

- 1) отказы, могущие привести к поломке оборудования в случае совпадения двух независимых отказов (например, одновременное заедание клапанов и расстройка автомата безопасности); подобные отказы приводят к наиболее тяжелым последствиям и практически недопустимы; опыт работы турбин ХТЗ свидетельствует, что любой механизм САРЗ наработывает на отказ подобного вида от 50 000 до 100 000 часов в зависимости от типа турбины;

2) отказы, приводящие к произвольному перемещению клапанов и останову турбины; последствия этих отказов менее тяжелые, чем отказов 1-ой группы, но они могут привести к аварийным ситуациям на блоке в целом и в энергосистеме; статистика работы турбин ХТЗ свидетельствует о наработке на отказ подобного вида от 15000 до 100000 часов в зависимости от типа турбины;

3) отказы, приводящие к ухудшению качества регулирования (например, потеря устойчивости при некоторых нагрузках, увеличение нечувствительности и т.п.); подобные отказы обычно не фиксируются, если только не являются причиной планового останова турбины.

2.6.5. Уменьшению числа отказов всех трех групп способствуют не только качественные проектирование, изготовление, монтаж, наладка и ремонт элементов системы регулирования, но и грамотная их эксплуатация. Большую роль в обеспечении надежности системы играют периодические регламентные проверки – от ежегодных (проверка автомата безопасности разгоном, проверка плотности клапанов и т.д.) до ежесуточных (перемещение стопорных клапанов на часть хода).

2.6.6. В зависимости от режимов работы турбоустановки для каждого режима системе автоматического регулирования турбины предъявляется выполнение следующих задач:

1) в режиме нормального пуска и останова турбины САР должна обеспечивать поддержание заданной частоты вращения ротора и поддержание заданной мощности;

2) при возникновении аварийной ситуации в процессе пуска и останова турбины САР должна обеспечить перевод турбины на холостой ход или на нагрузку собственных нужд при сбросе нагрузки с генератора, а при заданном отклонении параметров немедленный останов турбины;

3) в режиме нормальной эксплуатации турбины САР должна обеспечивать:

а) поддержание мощности в соответствии со статической характеристикой «мощность – частота сети» с заданной неравномерностью и нечувствительностью;

б) поддержание заданной мощности;

в) поддержание мощности в соответствии со статической характеристикой «мощность – давление пара перед турбиной» с заданной неравномерностью;

г) ускоренное изменение мощности на заданную величину;

д) поддержание заданного давления пара при нормальной работе реактора;

е) поддержание заданного давления пара при резком изменении паропроизводительности реактора;

4) если при работе турбины в режиме нормальной эксплуатации возникают аварийные режимы в электрических сетях, САР должна обеспечить:

а) импульсную разгрузку турбины с максимально возможными скоростями снижения и восстановления мощности;

б) ступенчатое изменение мощности с максимально возможной скоростью;

5) если при работе турбины в режиме нормальной эксплуатации происходит: отключение одного из двух работающих КЭН и невключение резервного насоса от АВР; отключение одного из трех циркуляционных насосов; отключение одного ТПН при втором работающем – обеспечить снижение мощности турбины с определенной скоростью до заданной уставкой величины.

2.7. Требования к системе защиты

2.7.1. Система защиты турбины должна предотвратить аварию турбоагрегата или, если она возникла, ограничить ее развитие, прекратив поступление пара в турбину быстрым закрытием всех парозапорных органов (стопорных и регулирующих клапанов, поворотных заслонок промперегрева, обратных клапанов на линиях нерегулируемых отборов). Система защиты является последней ступенью управления оборудованием турбоустановки.

2.7.2. Важнейшим требованием, предъявляемым к устройствам технологических защит, является надежность действия, определяемая как по отказам в работе, так и по ложным срабатываниям.

2.7.3. Основным способом повышения надежности системы защиты является совершенствование ее элементов (устройств, датчиков и др.) и применение нескольких каналов защиты. Схема их включения выбирается в зависимости от последствий, к которым может привести отказ или ложное срабатывание защиты.

2.7.4. Наиболее простой является схема «один из одного», в которой используется одно устройство, срабатывающее при достижении контролируемым параметром заданной уставки. Для защит, отказ в работе которых грозит тяжелыми повреждениями оборудования, а значит, и убытками более значительными, чем при ложном срабатывании, таких как, например, защиты от недопустимых осевого сдвига ротора или снижения вакуума в конденсаторе, надежность элементов (реле осевого сдвига, вакуум-реле) должна быть особенно высока именно в отношении отказов.

2.7.5. В тех случаях, когда безопасность оборудования в значительной мере обеспечивается безотказностью защиты, а ложные срабатывания либо маловероятны, либо не ведут к тяжелым последствиям, наиболее предпочтительной является схема «один из двух», в которой устройства с одинаковой уставкой срабатывания включены параллельно (схема «ИЛИ»). Так выполняется, в частности, защита турбины от недопустимого повышения частоты вращения.

2.7.6. Наименьшая вероятность ложных срабатываний достигается в схеме «два из двух», когда устройства включаются последовательно (схема «И»), что, однако, связано с заметным повышением вероятности отказов в работе.

2.7.7. Наиболее универсальной, обеспечивающей высокую надежность как по правильным, так и по ложным срабатываниям, является схема «два из трех». Кроме того, эта схема дает возможность проводить проверку аппаратуры на работающем оборудовании без отключения защит и обеспечивает наивысшую «живучесть» в аварийных ситуациях. Она получила наибольшее распространение на АЭС.

2.7.8. Схемы защит при их срабатывании должны обеспечить, как правило, одностороннее воздействие на оборудование, не восстанавливающее его исходное состояние после устранения причин, вызвавших срабатывание защиты. Этим предотвращается возможное повторение аварийной ситуации, так как причина, вызвавшая срабатывание защиты, может исчезнуть с отключением оборудования. Ввод оборудования в работу после действия защит осуществляется оперативным персоналом или под его контролем после выяснения причин срабатывания защиты и при уверенности в безопасности пуска.

2.7.9. При срабатывании защиты должна быть обеспечена полная отработка алгоритма, заложенного в ее устройство. Это гарантирует выполнение всех команд защиты даже в том случае, если после начала ее действия исчезла причина, вызвавшая срабатывание защиты. Кроме того, этим исключается возможность вмешательства оперативного персонала в работу защиты, которое может быть ошибочным.

2.7.10. При пуске турбины некоторые параметры, например давление в конденсаторе, оказываются выше аварийных уставок, что при включенных защитах делает пуск невозможным. Поэтому схемами защит должна быть предоставлена возможность ручного или автоматического отключения защит, препятствующих пуску, или предусмотрено автоматическое изменение аварийных уставок. Может быть реализован автоматический ввод защит в работу при выходе контролируемого параметра на заданный уровень.

2.7.11. Поскольку защиты вступают в работу тогда, когда система регулирования и оперативный персонал не обеспечили безопасную работу оборудования, действию защит предоставляется высший приоритет по отношению к действиям оператора и остальной автоматики. Это означает, что при поступлении двух противоречащих команд всегда выполняется команда защиты.

2.8. Принципы построения САРЗ

2.8.1. Особенности построения ЭГСР:

1) использование электрических обратных связей по положению сервомоторов и отсечных золотников с формированием управляющих сигналов во всех режимах через ЭП, что позволяет обеспечить отработку клапанами турбины сигналов ЭГСР с точностью и быстродействием, превышающим уровень, достигнутый лучшими образцами ГСР, и тем самым реализовать практически любые алгоритмы, формируемые электронной частью ЭГСР;

2) применение развитой электронной части, допускающей формирование разнообразных алгоритмов управления, применяемых в зависимости от внешних команд и состояния оборудования, и допускающей возможность уточнения алгоритмов в процессе пусконаладочных работ.

2.8.2. Система защиты построена по принципу полной независимости от системы регулирования. Система защиты турбины К-1000-60/1500-2 – электрогидравлическая, с электрическими датчиками и гидравлической исполнительной частью, и только защита по повышению частоты вращения ротора выполнена механогидравлической.

2.8.3. Построение системы защиты от разгона ротора основано на принципе дублирования механизмов (два АБ, два исполнительных золотника блока ЗАБ, два защитных устройства); срабатывание любого из дублированных механизмов системы защиты приводит к быстрому закрытию всех органов парораспределения. Надежность срабатывания элементов системы защиты обеспечивается применением импульсных механизмов мембранного типа (беззолотниковых).

3. Описание системы

3.1. Состав САРЗ

3.1.1. САРЗ включает в себя:

- 1) систему маслоснабжения САРЗ;
- 2) ЭГСП органов парораспределения турбины, который объединяет:
 - а) электрическую часть системы регулирования;
 - б) гидромеханическую часть системы регулирования;
- 3) систему защиты от разгона ротора ТА с независимыми командными и исполнительными органами.

3.1.2. Состав системы автоматического регулирования и защиты показан на рисунке 3.1.1.

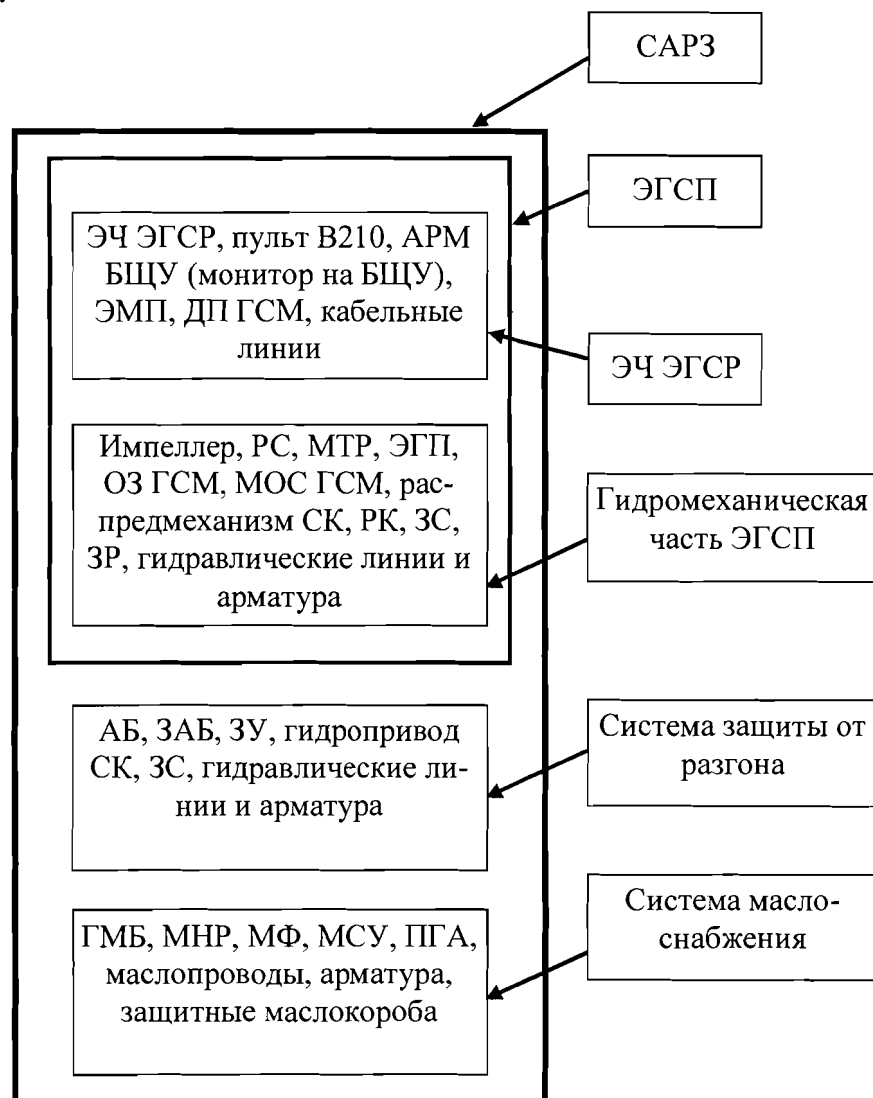


Рисунок 3.1.1 – Состав автоматической системы регулирования и защиты

3.2. Назначение и состав системы маслоснабжения САРЗ

3.2.1. Нормальное функционирование САРЗ турбоагрегата в значительной степени зависит от надежности снабжения ее рабочей жидкостью – маслом, которое должно подаваться в систему с мало меняющимся давлением в широком диапазоне расходов и при кратковременных потерях питания собственных нужд энергоблока.

3.2.2. Схема маслоснабжения САРЗ турбоагрегата показана на рис. 3.2.1.

3.2.3. Масло в САРЗ подается тремя шестиступенчатыми центробежными насосами (2) типа МВ 60-490, один из которых находится в резерве. Насосы выполнены с промежуточным отбором масла после 3-ей ступени, что дало возможность отказаться от установки низконапорных насосов.

3.2.4. Использование двух давлений позволило ограничить протяженность маслопроводов, находящихся под высоким давлением, что снизило пожарную опасность. Напорные линии насосов объединены общим коллектором высокого давления 40 кгс/см^2 , а линии промежуточных отборов – коллектором пониженного давления 20 кгс/см^2 , предназначенным для питания тех звеньев САРЗ, которые не требуют того давления, которое развивает насос за последней ступенью.

3.2.5. Полная подача одного насоса обеспечивает нормальное функционирование системы регулирования, поэтому выход из строя 2-го насоса не вызовет нарушений в работе турбины. 3-ий насос включается автоматически при отключении работавшего насоса, а также при падении давления в напорной линии ниже 35 кгс/см^2 .

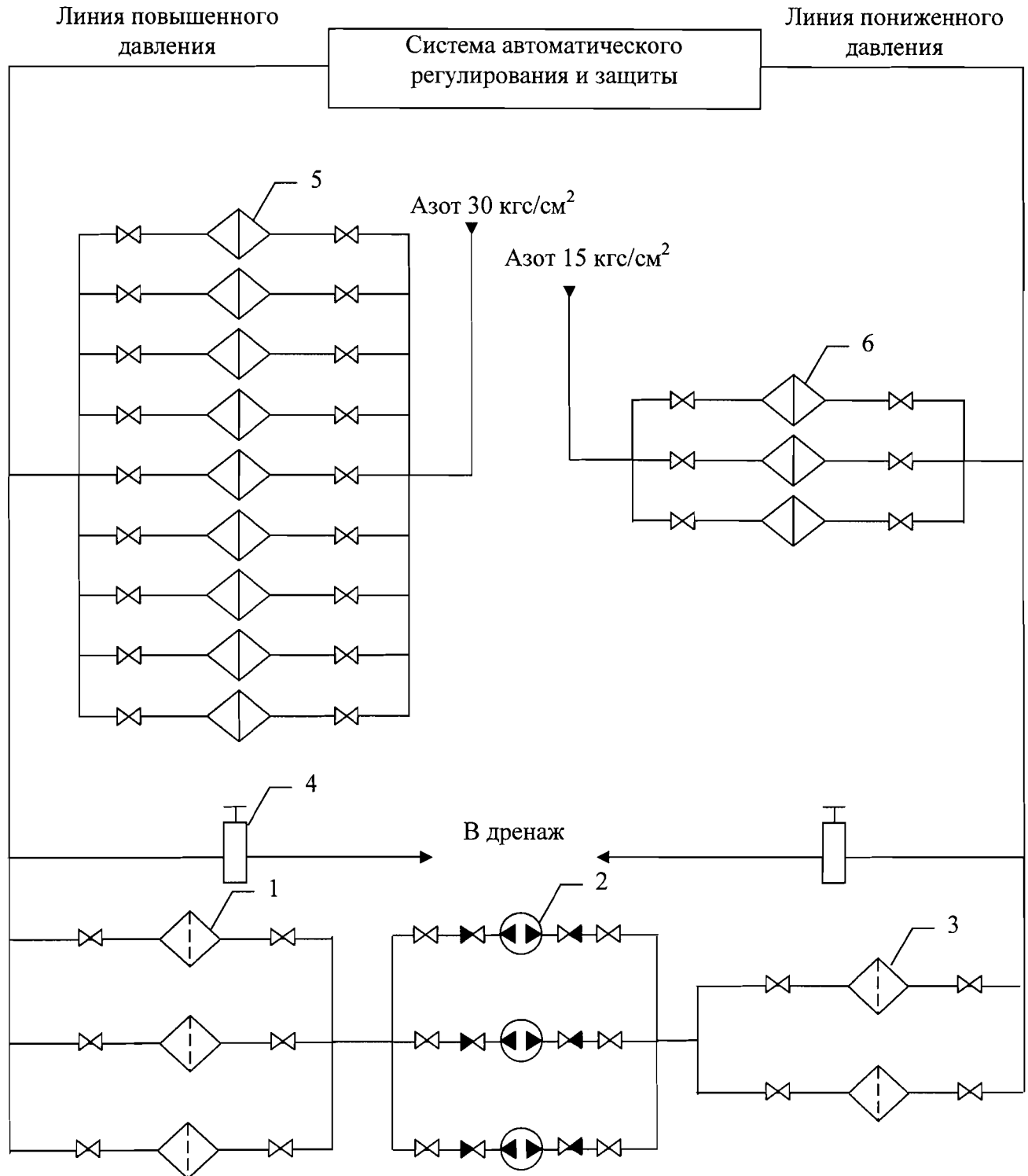
3.2.6. В связи с использованием в последнее время масел, склонных к шламованию, а также для очистки от механических примесей масла, поступающего в САРЗ, после насосов установлены секционные щелевые фильтры (1, 3) с автоматической промывкой. Нормально в работе находятся два фильтра на линии высокого давления (3-ий – в резерве) и один фильтр на линии пониженного давления (2-ой – в резерве).

3.2.7. Насосы регулирования полностью обеспечивают САР маслом только на установившихся режимах работы. В переходных процессах, чтобы обеспечить требуемое быстрое действие двухсторонних сервомоторов, необходимо кратковременно заметно увеличить подачу масла в систему регулирования, что достигается с помощью пневмогидроаккумуляторов (5, 6). Они также предназначены для кратковременного (около 10 с) поддержания давления в напорных магистралях САРЗ при переключениях насосов и перерывах питания их приводных двигателей. На коллекторе высокого давления установлено девять азотно-масляных аккумуляторов, на коллекторе пониженного давления – три.

3.2.8. В целях предупреждения пожара или его локализации на обоих напорных коллекторах системы регулирования установлены маслосбрасывающие устройства (4).

3.2.9. При подаче команды ключом защиты от развития пожара сначала отключаются маслоснасосы системы регулирования с блокировкой АВР. Затем срабатывают электромагниты беззолотниковых маслосбрасывающих устройств, которые соединяют напорные коллекторы с дренажным, аварийно опорожняющим маслопроводы, включая гидроаккумуляторы.

3.2.10. Команда на срабатывание устройств может быть подана оператором по месту или дистанционно. Маслосбрасывающие устройства взводятся автоматически после включения любого насоса системы регулирования или ключом с БЩУ.



1 – фильтр высокого давления; 2 – насос МВ 60-490; 3 – фильтр низкого давления; 4 – маслосбрасывающее устройство; 5 – пневмогидроаккумулятор высокого давления; 6 – пневмогидроаккумулятор низкого давления.

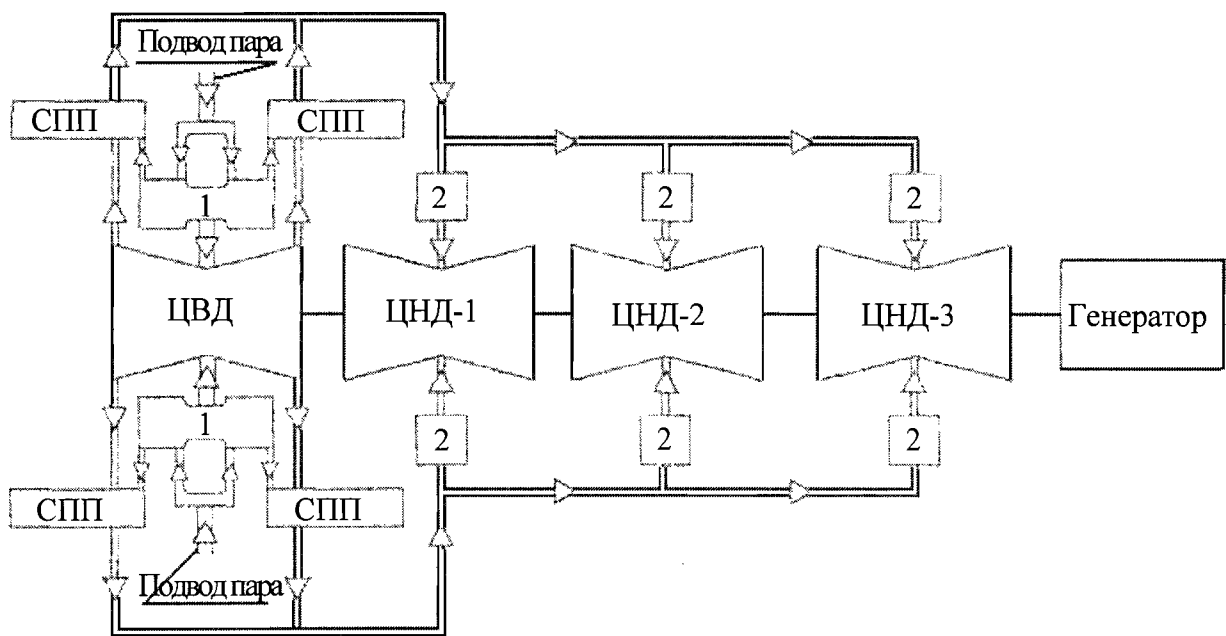
Рисунок 3.2.1 – Схема маслоснабжения САРЗ турбоагрегата

3.3. Парораспределение турбины К-1000-60/1500-2

3.3.1. Надежность и экономичность турбин АС в значительной степени определяются исполнительными органами систем регулирования и защиты, которыми являются органы парораспределения: регулирующие и стопорные клапаны и заслонки. Характерные для АС большие объемные расходы пара обусловили большие размеры клапанов, что затруднило их компоновку и потребовало более компактного выполнения паровпуска. Вместе с тем из-за сравнительно малого располагаемого теплоперепада возрастает влияние на КПД турбин АС неизбежных потерь на дросселирование в неполностью открытых пароподводящих органах. Поэтому в турбине К-1000-60/1500-2, как и во многих других турбинах АС, применены совмещенные стопорно-регулирующие клапаны перед ЦВД и поворотные регулирующие заслонки перед ЦНД.

3.3.2. Принципиальная схема парораспределения турбины представлена на рис. 3.3.1.

3.3.3. Пар в турбину подводится через четыре комбинированных стопорно-регулирующих клапана, объединенных в два блока, расположенных по обе стороны ЦВД.



1 – блоки стопорно-регулирующих клапанов; 2 – регулирующие заслонки промперегрева.

Рисунок 3.3.1 – Принципиальная схема парораспределения турбины К-1000-60/1500-2

3.3.4. Из ЦВД пар направляется в четыре СПП, откуда после сепарации и двухступенчатого перегрева поступает в два ресивера, из которых питаются три ЦНД. К каждому ЦНД пар подводится двумя паропроводами, на которых непосредственно перед ЦНД установлены поворотные регулирующие заслонки промперегрева. На блоке 4 Балаковской АЭС, кроме того, на ресиверах установлены поворотные отсечные (стопорные) заслонки.

3.3.5. Стопорные клапаны и отсечные заслонки являются исполнительными органами системы защиты. Регулирующие клапаны и заслонки промперегрева управляются системами регулирования и защиты.

3.3.6. Стопорные клапаны, отсечные и регулирующие заслонки перемещаются индивидуальными односторонними пружинными сервомоторами. Каждая пара регулирующих клапанов, расположенных по одну сторону турбины, управляется одним общим двухсторонним главным сервомотором через кулачковые распределительные устройства. Все регулирующие клапаны движутся синхронно и параллельно.

3.4. Описание структурной схемы ЭГСР блоков 1, 2

3.4.1. Турбина К-1000-60/1500-2 оснащена комбинированной системой регулирования, состоящей из основной – ЭГСР и резервной ГСР. Обе системы имеют общую гидравлическую исполнительную часть; ЭГСР выполнена с электронной управляющей частью, ГСР – с гидравлической.

3.4.2. Структурная схема ЭГСР для блоков 1, 2 приведена на рис. 3.4.1.

3.4.3. Электронная часть ЭГСР включает в себя для блока 1,2:

1) управляющий вычислительный комплекс, реализованный в стойке В211 для блоков 1, 2;

2) согласующие устройства ЭГСР, реализованные в стойке В212;

3) электромеханические преобразователи (ЭМП-А,Б) SE01,02S02;

4) схемы переключения режимов ЭГСР-ГСР и управления МТР;

5) панель управления и отображения информации В210;

6) датчики положения сервомоторов SE01,02G02B1,B2,B3;

7) датчики положения отсечных золотников SE01,02G03B1.

3.4.4. УВК выполнен трехканальным на базе микроэлектронной вычислительной техники и предназначен для программно-аппаратной обработки стандартных входных аналоговых сигналов (0-5 мА), входных и выходных дискретных сигналов (24-27 В) и программной реализации алгоритма работы ЭГСР.

3.4.5. Стойка СУ ЭГСР трехканального исполнения предназначена для аппаратной обработки нестандартных входных сигналов, таких, как частота вращения турбины, активная электрическая мощность ТГ, и выдачи управляющих сигналов на ЭМП-А,Б.

3.4.6. ЭМП-А,Б являются связующим звеном между СУ ЭГСР и гидравлической частью системы регулирования. ЭМП-А,Б входят в состав ЭГП-А,Б и осуществляют преобразование управляющих токов от ЭЧ ЭГСР в механическое перемещение штоков ЭГП-А,Б и, как следствие, изменение давления в линиях управления ЭГСР.

3.4.7. Схема переключения режимов ЭГСР-ГСР осуществляет отключение выходных команд ЭЧ ЭГСР при переходе в режим работы ГСР путем снятия питания с обмоток подмагничивания ЭМП и обеспечивает сигнализацию о текущем режиме работы системы регулирования (ЭГСР-ГСР). При переходе из ГСР в ЭГСР осуществляется запитывание ЭМП и подключение выходных команд ЭЧ ЭГСР к исполнительным устройствам системы регулирования (МТР-А,Б).

3.4.8. Показания троированных датчиков положения сервомоторов используются в качестве обратной связи при формировании управляющих токов $I_{A,B}$.

3.4.9. Гидравлическая часть включает в себя:

- 1) отсечные золотники (ОЗ-А,Б);
- 2) главные сервомоторы (ГСМ-А,Б);
- 3) электрогидравлические преобразователи выходных сигналов ЭЧ ЭГСП (ЭГП-А,Б ЭГСП) SE01,02S02;
- 4) механизмы токовой разгрузки (МТР-А,Б) SE01,02S03;
- 5) регулятор скорости SE61S01;
- 6) механизм управления турбиной SE61D01.

3.4.10. Гидравлическая часть системы регулирования турбины блоков 1, 2 является составной частью ЭГСП. Она может работать самостоятельно при выходе из строя ЭЧ ЭГСП, реализуя гидравлический контур регулирования. При этом за счет работы МТР, управляемых командами от ЭЧ ЭГСП, обеспечивается безударность перехода с ЭГСП на ГСП.

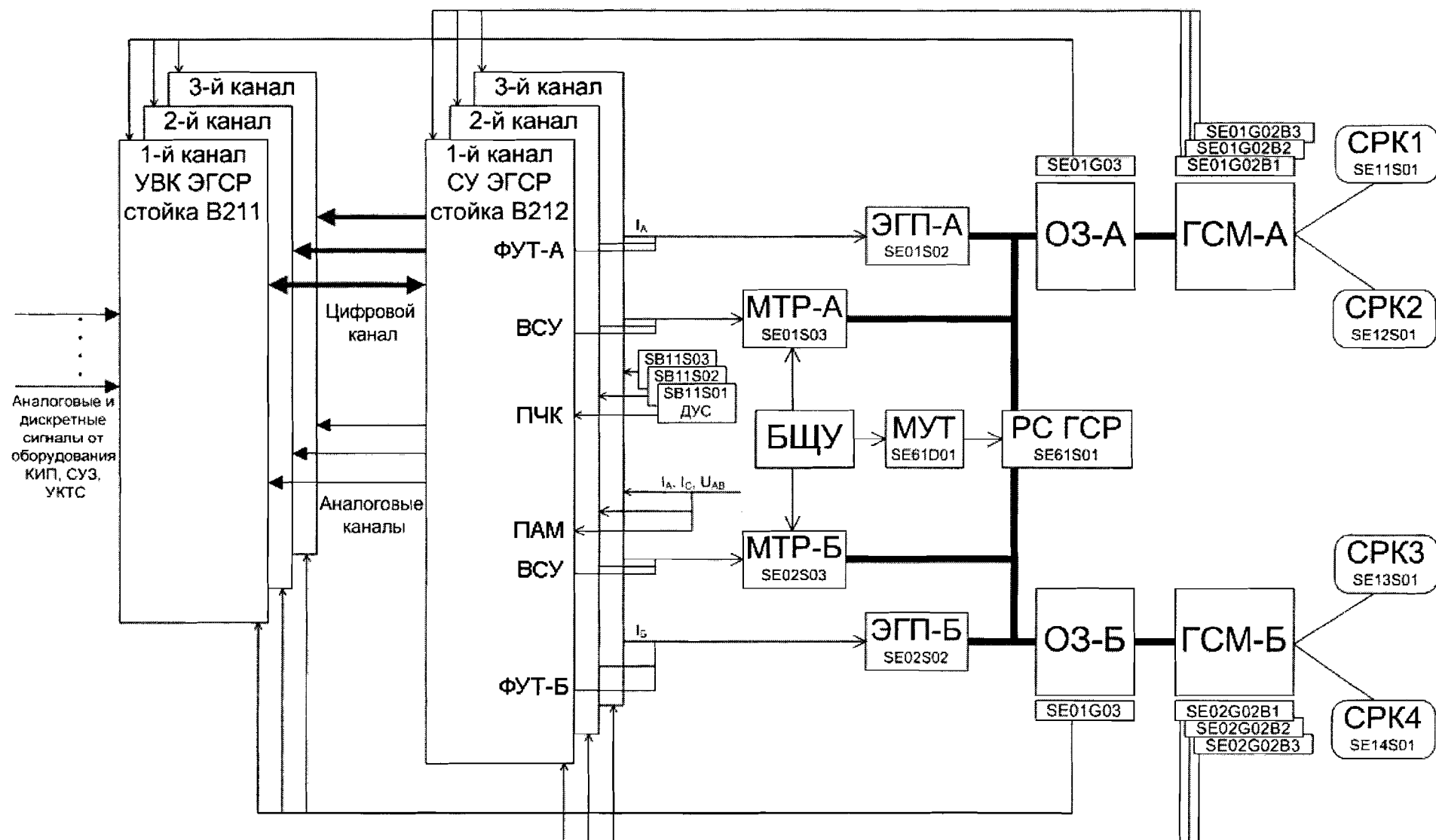


Рисунок 3.4.1 – Структурная схема ЭГСР блоков 1, 2

3.5. Описание структурной схемы ЭГСР блоков 3, 4

3.5.1. Структурная схема ЭГСР для блоков 3, 4 приведена на рис. 3.5.1.

3.5.2. Электронная часть ЭГСР включает в себя:

- 1) систему регулирования турбины, реализованную в ШУ-502 на блоке 3 и ШУ-508 на блоке 4;
- 2) шкаф управления МТР-А,Б ШУ-201 для блока 3 и ШУ-211 для блока 4;
- 3) электромеханические преобразователи (ЭМП-А,Б) SE01,02S02;
- 4) схемы переключения режимов ЭГСР-ГСР и управления механизмами токовой разгрузки;
- 5) автоматизированные рабочие места операторов и инженерные станции;
- 6) датчики положения сервомоторов SE01,02G02B1,B2,B3;
- 7) датчики положения отсечных золотников SE01,02G03B1.

3.5.3. ШУ выполнены на базе микроэлектронной вычислительной техники и предназначены для программной реализации алгоритма работы ЭГСР, обработки стандартных аналоговых и дискретных сигналов, а также для аппаратной обработки нестандартных входных сигналов, таких как частота вращения турбины, активная электрическая мощность ТГ, и выдачи управляющих сигналов на ЭМП-А,Б.

3.5.4. ЭМП-А,Б являются связующим звеном между СРТ и гидравлической частью системы регулирования. ЭМП-А,Б входят в состав ЭПП-А,Б и осуществляют преобразование управляющих токов от СРТ в механическое перемещение штоков ЭПП-А,Б и, как следствие, изменение давления в линиях управления ЭГСР.

3.5.5. Схема переключения режимов ЭГСР-ГСР осуществляет отключение выходных команд СРТ при переходе в режим работы ГСР путем снятия питания с обмоток подмагничивания ЭМП и обеспечивает сигнализацию о текущем режиме работы системы регулирования (ЭГСР-ГСР). При переходе из ГСР в ЭГСР осуществляется запитывание ЭМП и подключение выходных команд СРТ к исполнительным устройствам системы регулирования (МТР-А,Б) через ШУ-201 (ШУ-211).

3.5.6. Показания троированных датчиков положения сервомоторов используются в качестве обратной связи при формировании управляющих токов $I_{А,Б}$.

3.5.7. Гидравлическая часть включает в себя:

- 1) отсечные золотники сторон А,Б;
- 2) главные сервомоторы сторон А,Б;
- 3) электрогидравлические преобразователи выходных сигналов СРТ (ЭПП-А,Б ЭГСР) SE01,02S02;
- 4) механизмы токовой разгрузки (МТР-А,Б) SE01,02S03;
- 5) регулятор скорости SE61S01;
- 6) механизм управления турбиной SE61D01.

3.5.8. Гидравлическая часть системы регулирования турбины блоков 3, 4 является составной частью ЭГСР. Она может работать самостоятельно при выходе из строя СРТ, реализуя гидравлический контур регулирования. При этом за счет работы МТР, управляемых командами от СРТ, обеспечивается безударность перехода с ЭГСР на ГСР.

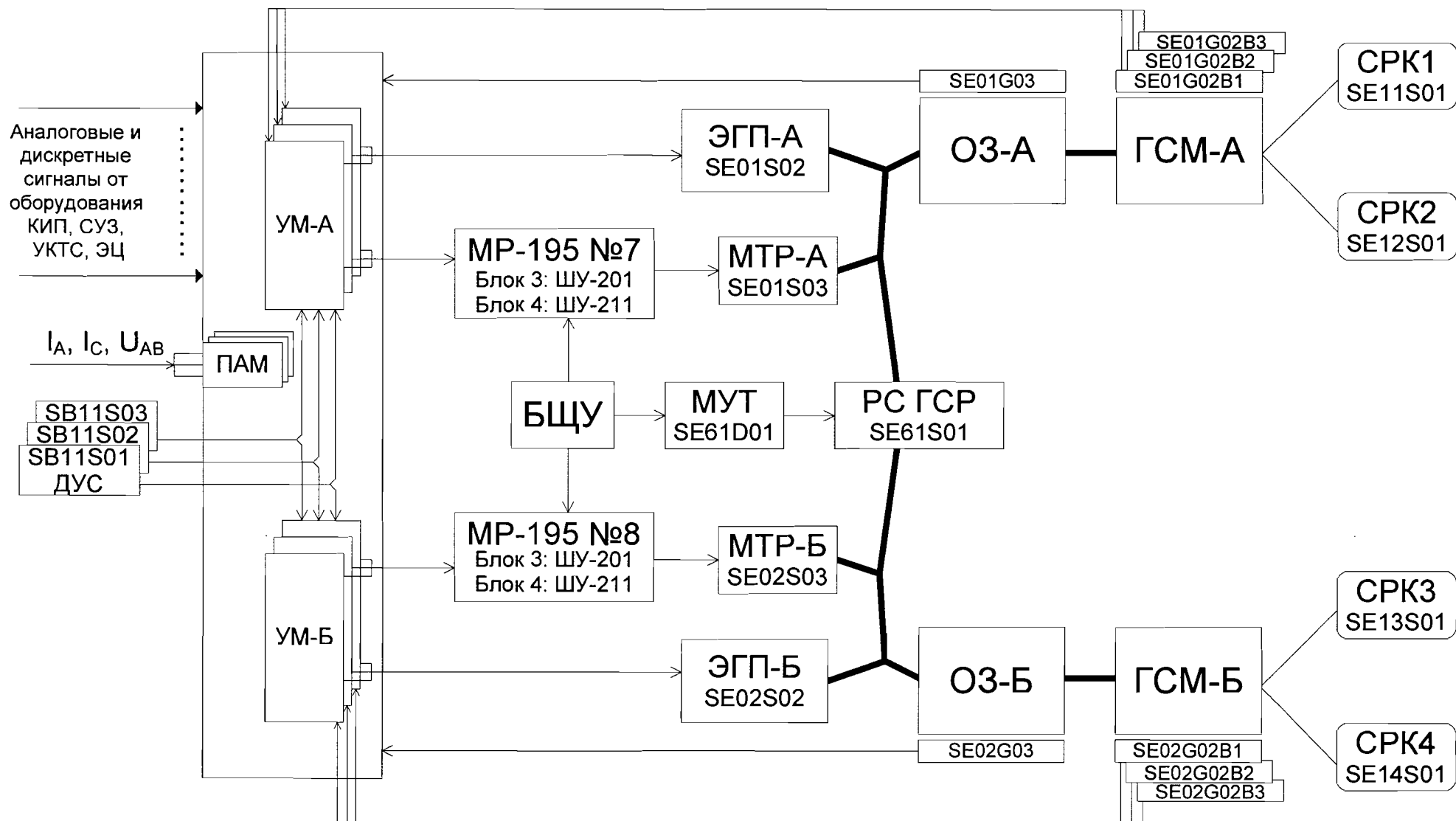


Рисунок 3.5.1 – Структурная схема ЭГСР блоков 3, 4

3.6. Функции САРЗ в режимах работы ЭГСР и ГСР

3.6.1. Объем выполняемых системой функций для различных режимов работы САРЗ приведен в табл. 3.6.1.

Таблица 3.6.1

Режим работы	Командный орган	Выполняемые функции	Примечание
ЭГСР	АСУТ-1000 для блоков 1, 2; СРТ для блоков 3, 4	1. Дистанционное и местное управление турбиной при пусках, на холостом ходу, при синхронизации ТГ с сетью и при работе ТА на всех нагрузках. 2. Поддержание заданной электрической нагрузки и обеспечение возможности ее плавного изменения. 3. Поддержание частоты вращения ротора турбины на холостом ходу и плавного ее изменения (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных параметрах пара, поддержание мощности на клеммах генератора, давления пара в ГПК. 4. Удержание частоты вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах. 5. Обеспечение перевода турбины в режим несения нагрузки собственных нужд	РС выведен из работы перемещением МУТ по месту (маховиком управления) до механического упора «Прибавить»
ГСР (основной вариант)	МТР-А, Б	1. Дистанционное и местное управление турбиной при пусках, на холостом ходу и на всех нагрузках. 2. Останов турбины (с посадкой СК) при срабатывании технологических защит	РС выведен из работы перемещением МУТ по месту (маховиком управления) до механического упора «Прибавить»
ГСР (дополнительный вариант)	РС	1. Дистанционное и местное управление турбиной при пусках, на холостом ходу и на всех нагрузках. 2. Поддержание частоты вращения ротора ТА. 3. Останов турбины (с посадкой СК) при срабатывании технологических защит	МТР-А,Б выведены из работы перемещением на «Прибавить» до механического упора

3.6.2. Технологические схемы САРЗ представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов АС.1.ТЦ-1/01, АС.2.ТЦ-1/01, АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/02:

1) «Схема гидравлической системы регулирования и защиты турбины К-1000-60/1500-2» (С.1.ТЦ-1/12, С.2.ТЦ-1/20, листы 1, 2, С.3.ТЦ-2/12, С.4.ТЦ-2/20, листы 1, 2);

2) «Схема электрогидравлической системы регулирования и защиты турбины» (С.1.ТЦ-1/14, С.2.ТЦ-1/20, лист 3, С.3.ТЦ-2/142, С.4.ТЦ-2/20, лист 3).

3.6.3. Принципиальная технологическая схема САРЗ блока 1 представлена на рис. 3.6.1. Технологические схемы САРЗ блоков 2, 3 аналогичны блоку 1.

3.6.4. Принципиальная технологическая схема САРЗ блока 4 представлена на рис. 3.6.2. Отличием технологической схемы САРЗ блока 4 от технологических схем САРЗ блоков 1-3 является наличие двух ЗС.

3.6.5. Основным режимом работы САРЗ является режим ЭГСР. Работа системы регулирования турбины в режиме ГСР с отключенной электронной частью допускается на период устранения неисправностей ЭЧ ЭГСР.

3.6.6. При работе САРЗ турбины в режиме ГСР обеспечивается выполнение ограниченного объема функций (см. табл. 3.6.1). Возможны два варианта работы САРЗ в режиме ГСР:

1) работа САРЗ под управлением МТР-А,Б, что является основным вариантом работы; работа по этому варианту производится во всех случаях после перехода ЭГСР-ГСР;

2) работа САРЗ под управлением РС, что является дополнительным вариантом работы САРЗ в режиме ГСР; применение этого варианта работы допускается в случаях длительной (более восьми часов) неработоспособности ЭЧ ЭГСР; перевод САРЗ под управление РС на работающем ТА выполняется по распоряжению главного инженера.

Гидравлический регулятор скорости участвует в работе САРЗ независимо от режима работы системы регулирования в случае повышения оборотов ротора ТА более 1540 об/мин (регулятор скорости воздействует на РК в сторону закрытия как в режиме ЭГСР, так и в режиме ГСР, за исключением случая испытания АБ разгоном ротора ТА).

3.6.7. САРЗ имеет по одной гидравлической линии управления ГСМ проточного типа на каждый борт турбины. В САРЗ используется схема с постоянным, не зависящим от положения исполнительных органов (РК), давлением масла в линиях управления ГСМ. Каждая из линий управления ГСМ подведена к следующим механизмам:

- 1) гидравлический регулятор скорости;
- 2) механизмы токовой разгрузки (МТР-А или МТР-Б);
- 3) электрогидравлические преобразователи (ЭГП № 1 или ЭГП № 2);
- 4) механизмы обратной связи ГСМ № 1 или ГСМ № 2;
- 5) дроссели подпитки № 1 или № 2;
- 6) отсечные золотники ГСМ № 1 или ГСМ № 2;
- 7) защитные устройства № 1 и № 2.

3.6.8. Управление органами парораспределения левой и правой сторон турбины осуществляется параллельно через эти гидравлические линии. Принцип параллельного управления органами парораспределения левой и правой сторон турбины дополнен наличием связи между гидравлическими линиями № 1 и № 2 управления регулирующими заслонками ЦНД.

3.6.9. Переключение САРЗ из режима ЭГСР в режим ГСР и обратно обеспечивается:

- 1) регулятором токовой разгрузки, воздействующим на МТР-А,Б;
- 2) работой электрической схемы переключения ЭГСР-ГСР.

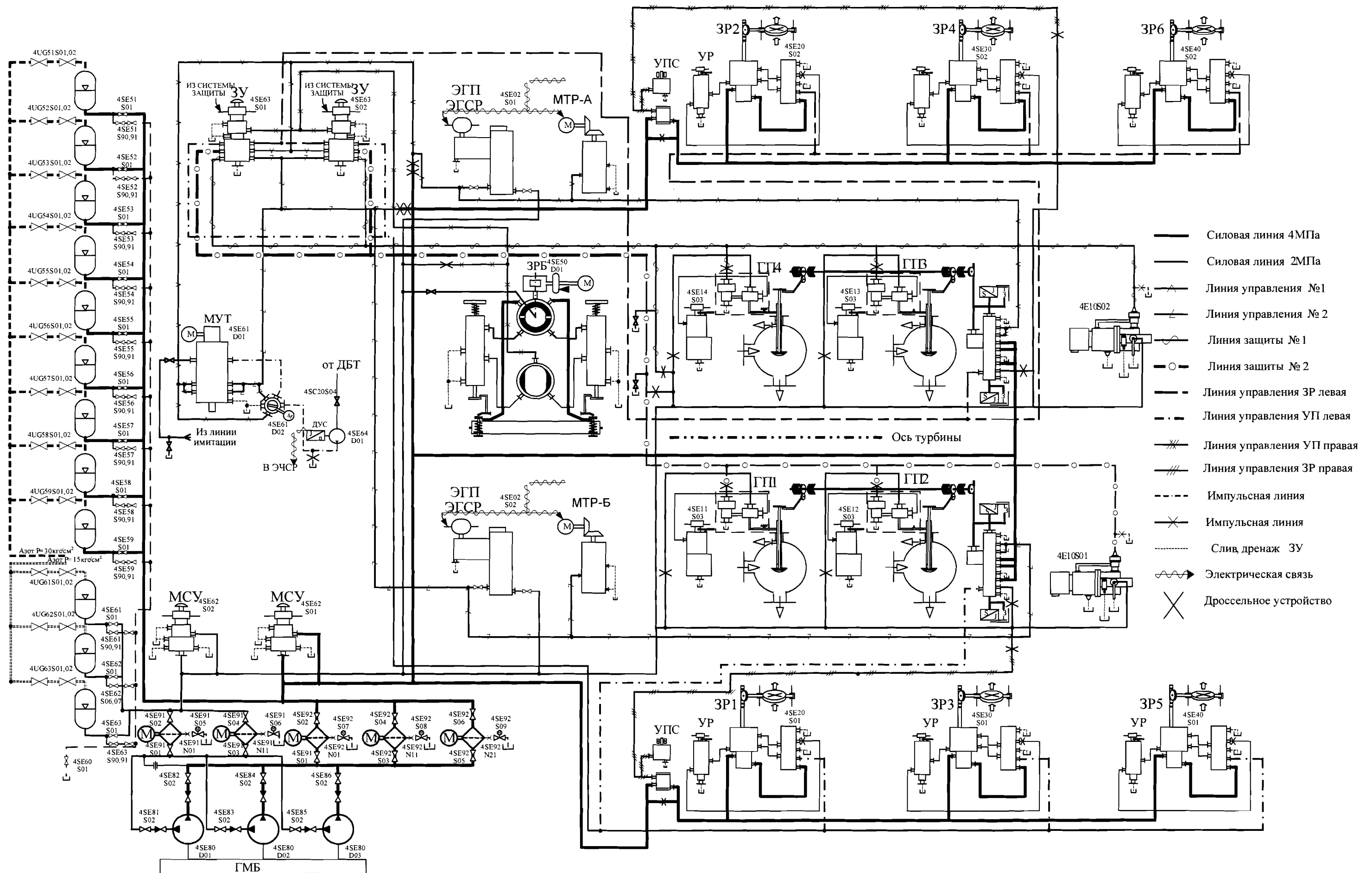


Рисунок 3.6.2 - Принципиальная технологическая схема САРЗ блока 4

3.6.10. При работе САРЗ в режиме ЭГСР регулятор токовой разгрузки поддерживает оптимальные (установленные при наладке) значения токов управления ЭГП № 1 и № 2 (индивидуально для каждого ЭГП), изменяя положение МТР-А и МТР-Б включением МЭО МТР. Таким образом, обеспечивается соответствие положения каждого из МТР-А,Б текущему значению открытия главных сервомоторов и безударность переключения в режим ГСР в любой момент времени.

3.6.11. Давление в линиях управления ГСМ № 1, 2 определяется геометрией отсечного золотника ГСМ и равняется четвертой части текущего значения силового давления в коллекторе «40 кгс/см²» после маслофильтров и составляет 9,5-10,5 кгс/см².

3.6.12. Гидравлические линии управления САРЗ в основном образованы с помощью дроссельных диафрагм, установленных во фланцевых соединениях на трубопроводах, подводящих масло из коллекторов «40 кгс/см²» и «20 кгс/см²», а также путем дросселирования масла «на подводе» в таких механизмах, как дроссели подпитки или отсечные золотники. Кроме этого, широко использован способ изменения давления в линиях управления дросселированием масла «на сливе» из линий управления в дренажные трубопроводы и в 1-ую опору турбины. В безрасходном режиме давление в линиях управления близко к давлению масла в питающих эти линии коллекторах.

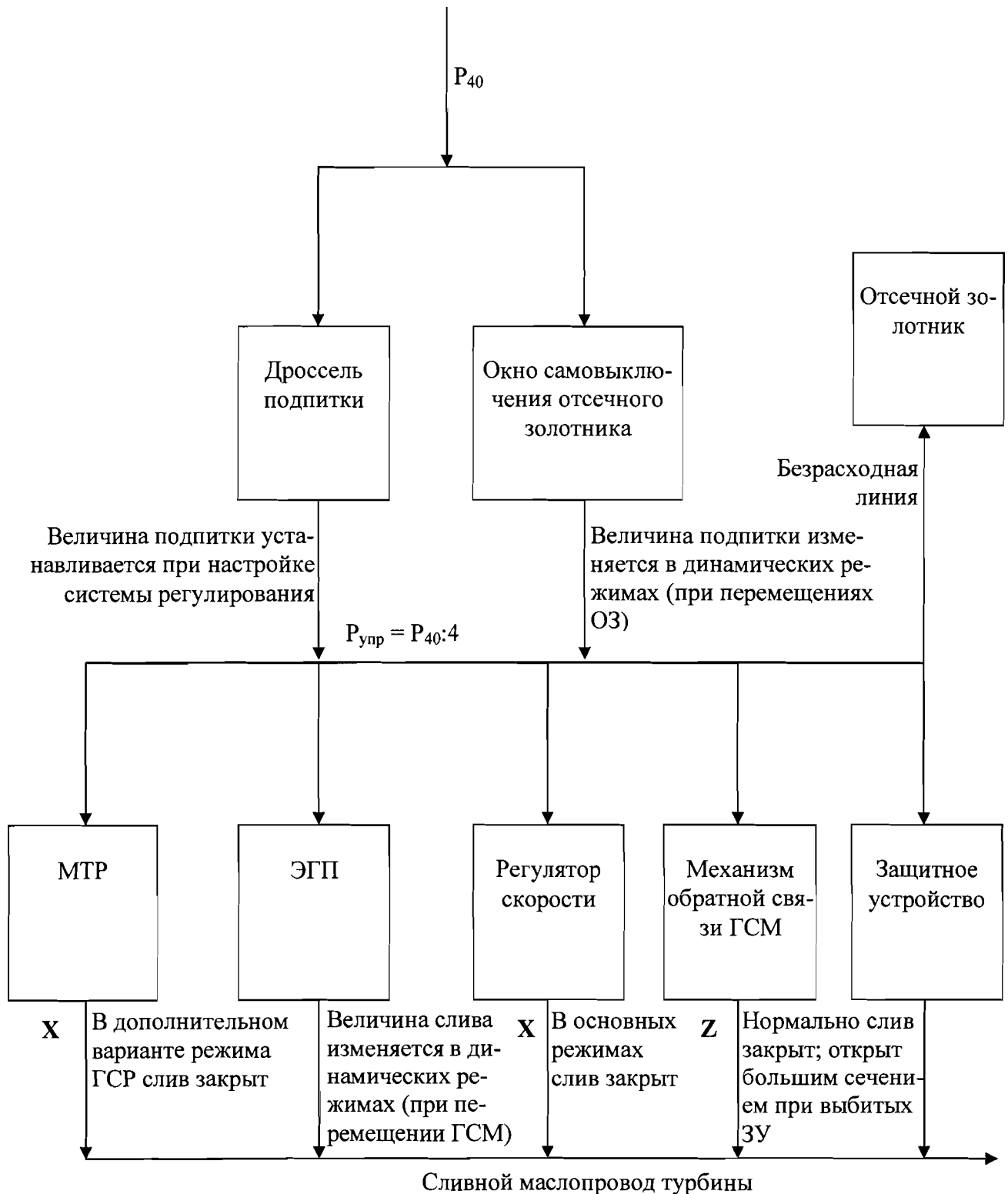
3.6.13. При отключении турбины (например, после срабатывания АБ или ЗУ) или в начальный период работы режима ЭГСР «Сброс нагрузки» органы парораспределения ВД закрываются за время не более 0,5 с (СК и РК), а НД – не более 0,9 с (ЗР).

3.7. Описание работы контура управления регулирующими клапанами и заслонками промперегрева

3.7.1. Основой контура управления регулирующими клапанами и заслонками промперегрева каждого борта ТА является гидравлическая линия управления ГСМ, эту линию можно рассматривать в качестве сумматора командных сигналов и сигналов обратных связей. Данная линия работает по проточному принципу и имеет постоянное в статике давление масла, равное четвертой части давления масла в коллекторе «40 кгс/см²» после маслофильтров.

3.7.2. Схема построения гидравлической линии управления ГСМ для одного из бортов ТА приведена на рисунке 3.7.1.

3.7.3. Контур управления РК и ЗР имеет командный орган (ЭГП, МТР-А,Б или РС в зависимости от режима, в котором работает САРЗ), промежуточный гидроусилитель с внутренней отрицательной обратной связью (отсечной золотник с гидравлической пружиной щелевого типа, так называемые окна самовыключения), двусторонний беспружинный серводвигатель (ГСМ), механизм гидравлической обратной связи (гидравлическая обратная связь по положению ГСМ) и электрические датчики положения главных сервомоторов (электрическая обратная связь по положению ГСМ для ЭЧ ЭГСР). Открытие и закрытие регулирующих заслонок ЦНД выполняется по командам отсечных золотников ГСМ; обратная связь по положению ЗР отсутствует, поэтому ЗР не могут устойчиво находиться в промежуточных положениях, занимая всегда только крайние положения: «Закрыто» или «Открыто» (за исключением режима расхаживания ЗР на часть хода).



$$X+Z=\text{const}$$

X – величина сечений слива масла в дренаж из линии управления ГСМ через МТР (или РС);

Z – величина сечений слива масла в дренаж через механизм обратной связи ГСМ;

P_{40} – давление в линии силового масла высокого давления;

$P_{упр}$ – давление масла в линии управления ГСМ.

Рисунок 3.7.1 – Схема построения линии управления ГСМ

3.7.4. Гидравлический баланс каждой линии управления ГСМ определяется постоянной подпиткой и сливом масла.

3.7.5. Подпитка маслом из коллектора «40 кгс/см²»:

- 1) через регулируемый (при наладке) дроссель подпитки;
- 2) через окна самовыключения отсечного золотника ГСМ.

3.7.6. Слив масла в сливной маслопровод турбины:

- 1) через окна ЭГП;
- 2) через окна МТР;
- 3) через диафрагму механизма обратной связи главного сервомотора;
- 4) через окна РС (только при работе в неосновном варианте режима ГСР).

Примечания:

1. При работе САРЗ в любом режиме дополнительные окна слива масла из линий управления ГСМ в регуляторе скорости открываются при повышении частоты вращения ротора ТА более 1540 об/мин для обеспечения воздействия в сторону закрытия РК (защитная функция).
2. Во всех стационарных состояниях при промежуточном (не на упорах) положении ГСМ сумма сечений слива масла в дренаж из линии управления ГСМ через МТР (или РС) и через механизм обратной связи ГСМ есть величина постоянная (см. рис. 3.4.1).

3.7.7. Для всех гидравлических линий САРЗ соблюдается принцип «снижение давления масла может приводить только к закрытию органов парораспределения». Исключение составляет линия напора насоса-импеллера, снижение давления в которой (например, при разуплотнении внутри передней опоры) может приводить к дополнительному открытию регулирующих клапанов (только при работе в неосновном варианте режима ГСР).

3.7.8. Для связи ЭГСП и системы защиты от разгона ротора ТА линии управления ГСМ подведены к защитным устройствам; таким образом, обеспечивается закрытие органов парораспределения системы регулирования (РК и ЗР) при срабатывании системы защиты от разгона. Возможность обратного воздействия по гидравлическим каналам на систему защиты со стороны системы регулирования отсутствует.

3.7.9. При работе в режиме ЭГСР реализуется полный объем функций САРЗ согласно таблице 3.6.1. Условно последовательность взаимодействия механизмов при работе САРЗ в режиме ЭГСР можно описать следующим образом (для каждой из линий управления ГСМ):

1) при изменении тока управления ЭГП по команде электронной части ЭГСР перемещается якорь соленоида ЭМП, который смещает из равновесного положения (минус 0,5-1 мм по линейной шкале указателя положения) золотник ЭГП;

2) при изменении положения золотника ЭГП изменяется величина окон слива масла из линии управления ГСМ, нарушается баланс расходов масла через линию управления, и давление в этой линии изменяется;

3) при изменении давления масла в линии управления ГСМ отсечной золотник главного сервомотора смещается из среднего положения «Отсечка» и восстанавливает равновесное давление в этой линии управления за счет работы собственных окон самовыключения (гидравлическая отрицательная обратная связь); это смещение ОЗ изменяет величину подвода и слива масла в полости над и под поршнем главного сервомотора РК, и ГСМ перемещается в заданном направлении;

4) при перемещении ГСМ работают одновременно два вида отрицательной обратной связи: гидравлическая обратная связь с помощью механизма обратной связи изменяет слив масла из линии управления, что приводит к перемещению ОЗ обратно в положение «Отсечка», а электрическая обратная связь от датчиков положения ГСМ уменьшает ток управления ЭГП, частично возвращая золотник ЭГП в сторону равновесного положения;

5) по факту отклонения тока управления ЭГП от равновесного (условно нулевого) значения РТР включает электродвигатель МТР, подвижная букса МТР перемещается, изменяя величину окон слива масла в дренаж из линии управления ГСМ;

6) изменение баланса в линии управления ГСМ со стороны МТР приводит к дополнительному перемещению ГСМ в ту же сторону, смещение ГСМ происходит до тех пор, пока электрическая обратная связь от ДП ГСМ не восстановит равновесное значение тока управления ЭГП, после чего электродвигатель МТР по команде РТР останавливается.

3.7.10. Контур управления по завершении переходного процесса достигает нового стабильного состояния, при котором:

- 1) ток управления равен равновесному значению (условно нулевой);
- 2) положение золотника ЭГП равновесное (около минус 0,5-1 мм по механическому указателю);
- 3) ОЗ находится в среднем положении «Отсечка»;
- 4) МТР занял новое положение;
- 5) ГСМ занял новое положение.

3.7.11. При работе САРЗ в режиме ГСР обеспечивается выполнение ограниченного объема функций САРЗ (табл. 3.6.1), в частности, при работе САРЗ в режиме ГСР не обеспечивается удержание мгновенного сброса электрической нагрузки до уровня собственных нужд. В этом случае турбоагрегат отключается технологической защитой с посадкой СК.

3.7.12. Условно последовательность взаимодействия механизмов при работе САРЗ в режиме ГСР можно описать следующим образом:

1) при изменении положения командного органа (МТР-А,Б или регулятора скорости) изменяется расход масла из линий управления ГСМ и, как следствие, давление масла в этих линиях;

2) при изменении давления масла в линиях управления ГСМ смещаются отсечные золотники главных сервомоторов, восстанавливая давление в этих линиях управления за счет работы собственных окон самовыключения; при этом изменяется подвод масла от ОЗ в полости главных сервомоторов РК, и ГСМ перемещаются в заданном направлении;

3) при перемещении главных сервомоторов изменяется расход масла из линий управления ГСМ через механизмы обратной связи; давление масла в линиях управления вновь изменяется (в противоположном направлении), отсечные золотники возвращаются в положение «Отсечка», а положение главных сервомоторов стабилизируется на новом уровне, соответствующем текущему открытию рабочих окон МТР-А,Б или РС.

3.7.13. Описание процессов в САРЗ при выполнении основных операций приведено в табл. 3.7.1.

Таблица 3.7.1

Операция	Условия нормально-го выполнения операций	Изменение состояния САРЗ	Примечание
Подача масла на вход импеллера и к регулятору скорости	В работе система SC. Открыта задвижка SC20S11. Разгонное устройство РС в «Среднем» положении	Появляется давление масла в линиях всаса и напора импеллера. Золотник РС занимает нормальное положение	Проверка работы САРЗ без подвода импульсного масла к РС приводит к искаженным результатам
Пуск МНР и подача масла в систему SE (режим ГСР)	«Введены» МСУ. «Выбиты» ЗУ. Золотники АБ «Введены»	1. Появляется давление масла: 1) в импульсной линии защиты; 2) в камерах над поршнями ГСМ. 2. Золотники ЭГП занимают «Среднее» положение (минус 1 мм). 3. Отсечные золотники ГСМ занимают верхнее положение	В режиме ЭГСР (режим ЭГСР «исходное») золотники ЭГП займут положение «минус 3 мм»
«Введение» ЗУ и открытие стопорных клапанов (режим ЭГСР)	МТР-А,Б (РС) находятся в положении «Убавить до упора». РУ СК выключены	1. Мембраны ЗУ, выключателей СК закрывают сливы масла в дренаж из линий САРЗ. 2. Появляется давление масла: 1) в линиях защиты; 2) в сервомоторах СК; 3) в линиях управления ГСМ. 3. Открываются СК-1-4. 4. Золотники ЭГП занимают положение «минус 3 мм» по команде ЭГСР «исходное» (для режима ЭГСР) или остаются в среднем положении при работе САРЗ в режиме ГСР	После «введения» ЗУ и открытия СК давление масла в коллекторах «40 кгс/см ² » и «20 кгс/см ² » увеличивается на 1,0-2,0 кгс/см ² по причине снижения расхода масла через систему SE
Открытие ЗР после ввода установки ЭГСР «0 об/мин» (режим ЭГСР)	Работоспособность схемы РТР. МУТ находится в положении «прибавить» до механического упора по месту	1. Золотники ЭГП перемещаются в среднее положение. 2. МТР-А,Б по команде РТР включаются на «Прибавить». 3. Плавно увеличивается давление в линиях управления ГСМ. 4. С момента достижения давления в линии управления 9,5-10,0 кгс/см ² отсечные золотники ГСМ начинают движение вниз от механического упора «Убавить» (событие внешне не контролируется). 5. Появляется давление в линиях управления ЗР, ЗР открываются при достижении отсечными золотниками ГСМ отметки, не достигающей 4,5 мм до положения «Отсечка»; ОЗ достигают положения «Отсечка», после чего появляется давление под поршнями ГСМ, и ГСМ приоткрываются на 3-7 мм. 6. МТР-А,Б останавливаются	Регулирующие клапаны полностью закрыты при положении ГСМ 3-7 мм благодаря наличию зазора в распределительном механизме привода РК

Операция	Условия нормально-го выполнения операций	Изменение состояния САРЗ	Примечание
Разворот турбины до холостого хода после ввода уставки ЭГСР «1500 об/мин» (режим ЭГСР)	ЭГСР находится в режиме «Разворот»	1. ГСМ дополнительно открываются до уровня 25-45 мм. 2. МТР-А,Б в начальный период разворота перемещаются «На прибавить», отслеживая положение ГСМ. 3. Обороты ТА увеличиваются с заданным темпом. 4. Давление на напоре импеллера увеличивается по мере роста оборотов	Регулятор скорости не оказывает влияния на работу САРЗ; вращение золотника РС при номинальных оборотах ротора ТА присутствует
Нагружение ТГ до номинального уровня (режим ЭГСР)	ЭГСР находится в одном из эксплуатационных режимов. Устройства переключения скорости открытия ЗР находятся в положении «большая скорость»	1. ГСМ по команде ЭГСР открываются в соответствии с расходной характеристикой РК. 2. МТР-А,Б перемещаются «На прибавить», отслеживая положение ГСМ. 3. Перепад давлений масла над и под поршнями ГСМ, определяющий усилие, с которым ГСМ поддерживают открытое состояние РК, меняется при прохождении зон критических нагрузок. 4. Есть давление масла в линии управления устройствами переключения скорости открытия регулирующих заслонок	Состояние РС при работе ТА под нагрузкой не отличается от его состояния на х.х.

3.7.14. РТР предназначен для обеспечения готовности в любой момент времени к переключению САРЗ из режима ЭГСР в основной вариант режима ГСР (под управление МТР-А,Б) с минимальным изменением текущего значения открытия главных сервомоторов. Допустимая величина изменения положения ГСМ № 1, 2 при переходе ЭГСР-ГСР составляет не более 10 мм, что соответствует изменению электрической мощности не более 50 МВт (при смещении на 10 мм обоих ГСМ). На вход регулятора токовой разгрузки поступают сигналы, пропорциональные токам управления ЭГП № 1, 2. Регулятор, воздействуя через исполнительный усилитель на электропривод МТР-А,Б, устанавливает при работе САРЗ в режиме ЭГСР такие значения токов управления ЭГП № 1, 2 (индивидуально для каждого ЭГП), при которых переход ЭГСР-ГСР происходит безударно, то есть с минимальным изменением текущего значения электрической мощности (не более 50 МВт) или оборотов ТА. Конкретное значение равновесного тока управления каждого ЭГП определяется при наладочных работах и вводится в качестве уставки для работы регулятора токовой разгрузки. Включение МТР-А(Б) с подсвечиванием сообщения об этом на кадре монитора АРМ БЩУ производится регулятором токовой разгрузки при выходе тока управления ЭГП № 1,2 за пределы зоны нечувствительности. Зона нечувствительности установлена $\pm 10-15$ мА относительно равновесного тока управления каждого ЭГП.

Примечание.

Рассмотренные выше значения равновесного тока управления каждого ЭГП могут изменяться при новой настройке ЭГСП или замене ЭМП (например, после проведения ППР).

3.7.15. Схема переключения предназначена для перевода САРЗ из режима ЭГСП в режим ГСП воздействием оператора на КУ ЭГСП-ГСП на БЩУ, а также автоматически в следующих случаях:

- 1) при отказе ДП ГСМ № 1 или № 2, при отказе ДУС ТА;
- 2) в случае превышения по модулю тока управления одного из ЭГП значения 300 мА в течение трех секунд при условии, что ток управления другого ЭГП по модулю менее 300 мА (в эксплуатационных режимах);
- 3) при потере питания ЭМП № 1 или № 2;
- 4) при отказе ЭЧ ЭГСП, СРТ (В211, ШУ502, ШУ508);
- 5) при разнице степени открытия ГСМ № 1 и № 2 более 64 мм (более 20 % полного хода ГСМ);
- 6) при наличии информации о значении текущей мощности (электрической) более 200 МВт и нахождении ЭГСП в режиме разворота.

3.7.16. Процесс переключения САРЗ из режима ЭГСП в режим ГСП заключается в снятии напряжения подмагничивания (220 В) с обмоток подмагничивания ЭМП-А,Б. Контроль режима работы САРЗ (ЭГСП или ГСП) выполняется по состоянию контактов токовых реле, установленных в цепях обмоток подмагничивания ЭМП.

3.7.17. Перевод САРЗ в режим ЭГСП производится при воздействии оператора на КУ «Выбор режима» (SA1) на БЩУ. В случае отказа ЭЧ ЭГСП переход из режима ГСП в режим ЭГСП автоматически блокируется.

3.8. Описание работы системы защиты турбины К-1000-60/1500-2

3.8.1. Гидравлический контур (смотри рис. 3.8.1) системы защиты включает в себя:

- 1) механический автомат безопасности;
- 2) золотники регулятора безопасности;
- 3) два защитных устройства;
- 4) сервомоторы стопорных клапанов свежего пара;
- 5) сервомоторы стопорных заслонок промежуточного перегрева с выключателями (для блока 4);
- 6) гидравлические линии связи, объединяющие механизмы системы.

3.8.2. Преобразование электрических сигналов от технологических защит турбины в гидравлический импульс, воздействующий на исполнительные органы, осуществляется в защитных устройствах.

3.8.3. Наряду с автоматическими воздействиями на систему предусмотрена возможность останова турбоагрегата вручную воздействием на кнопки защитных устройств.

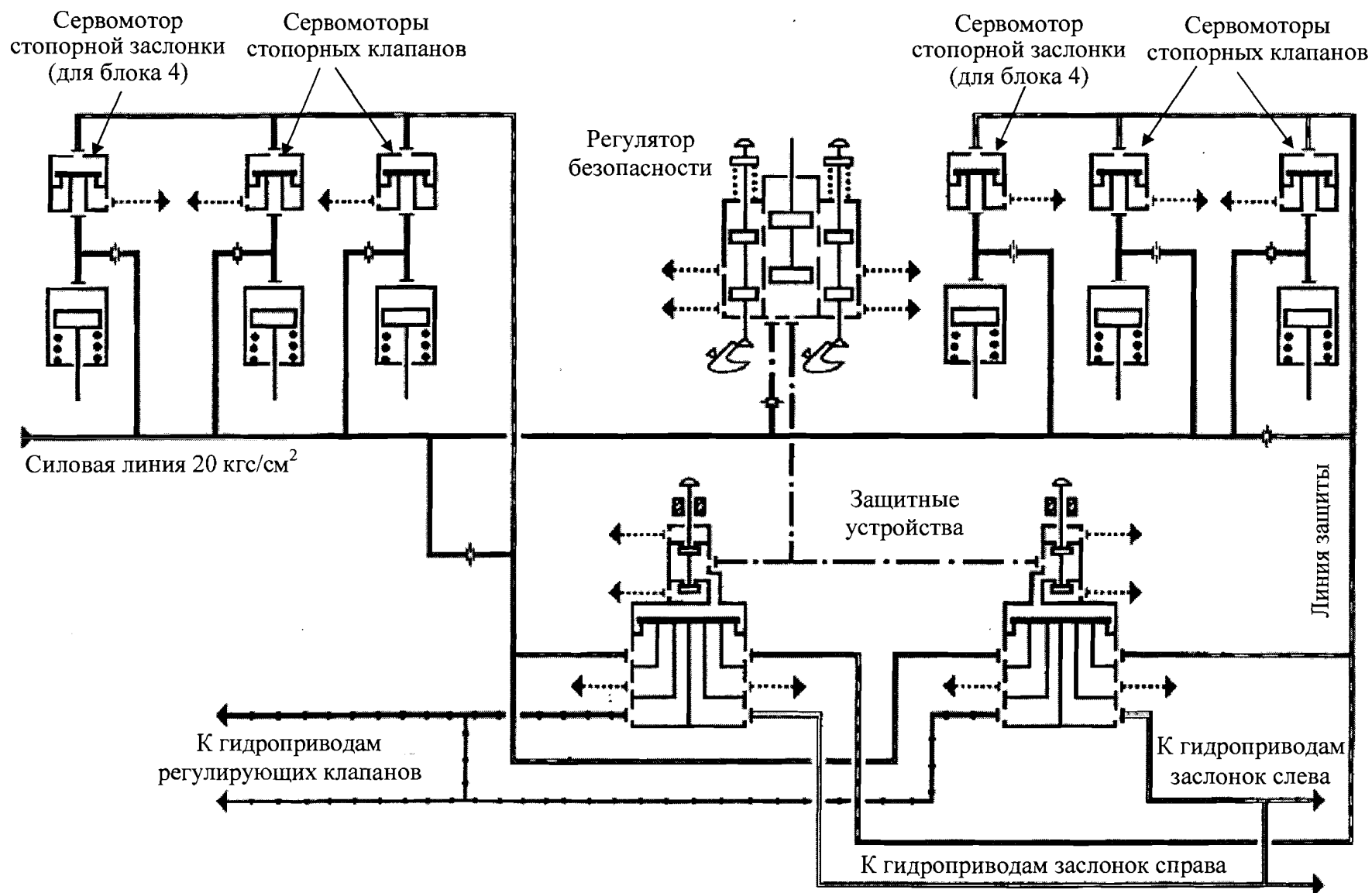


Рисунок 3.8.1 – Принципиальная гидравлическая схема защиты турбины К-1000-60/1500-2

3.8.4. Конструктивно защитные устройства и выключатели выполнены по беззолотниковому принципу, при котором сливные и подводящие сечения гидравлических линий перекрываются тарелками с торцевым прилеганием.

3.8.5. Отсутствие трущихся поверхностей обеспечивает высокую чувствительность и надежность механизмов системы защиты.

3.8.6. Система противоразгонной защиты в импульсных звеньях и в звеньях 1-ых ступеней усиления продублирована: автомат безопасности с двумя кольцами, два золотника регулятора безопасности и два защитных устройства. К каждому защитному устройству подведены линии защиты, объединяющие выключатели стопорных клапанов и стопорных заслонок промперегрева обеих сторон турбины.

3.8.7. Эти линии подпитываются маслом через дроссельные шайбы от напорного коллектора пониженного давления. Линии защиты подведены к полостям над мембранами выключателей, а сливы из них перекрываются мембранами защитных устройств. Мембраны выключателей нижними торцевыми поверхностями перекрывают слив из рабочих полостей стопорных сервомоторов.

3.8.8. Связь между золотниками регулятора безопасности и защитными устройствами обеспечивает линия управления защитных устройств, которая запитана от напорного коллектора пониженного давления. Эта линия подведена к полости над мембранами защитных устройств, а слив из нее перекрывается золотниками регулятора безопасности с одной стороны и двухседельными клапанами электромагнитов защитных устройств – с другой. К полостям под мембраны защитных устройств подведены также линии управления отсечными золотниками сервомоторов регулирующих клапанов свежего пара.

3.8.9. Взаимодействие механизмов системы защиты происходит следующим образом. После взведения защитных устройств и золотников регулятора безопасности импульсная линия через дроссельные шайбы наполняется маслом. Давление в ней повышается до номинального значения в силовой линии и вызывает посадку мембран защитных устройств и выключателей стопорных клапанов и стопорных заслонок на свои седла. В результате чего перекрываются сливы рабочего масла из линии защиты и полостей над поршнями сервомоторов.

3.8.10. Это вызывает перемещение сервомоторов на открытие стопорных клапанов и заслонок, обеспечивая подвод пара к регулирующим клапанам и заслонкам промперегрева и далее в турбину.

3.8.11. При срабатывании любого из колец автомата безопасности и, как следствие, перемещения золотников регулятора безопасности, или при подаче электрического сигнала на электромагнит управляющего устройства любого из защитных устройств, вызывающего перемещение двухседельного клапана, открывается слив из линии управления защитными устройствами. Мембраны защитных устройств под действием возникшего перепада давлений всплывают вверх с упора на седле, снижая давление масла в линиях защиты к выключателям сервомоторов стопорных клапанов и стопорных заслонок. Мембраны выключателей сервомоторов стопорных клапанов и заслонок срабатывают аналогично мембранам защитных устройств, открывая слив из рабочих полостей стопорных сервомоторов и обеспечивая их перемещение с запорными органами.

3.8.12. При срабатывании мембран защитных устройств снижается давление масла и в линиях управления от регуляторов ГСР. Равновесие отсечных золотников нарушается, и они, перемещаясь вверх, вызывают закрытие регулирующих клапанов свежего пара и заслонок промперегрева.

3.8.13. Для поочередного закрытия (расхаживания) на полный ход стопорных клапанов и заслонок предусмотрены сливные вентили на силовых линиях к сервомоторам. При открытии вентилей падает давление в рабочей полости стопорного сервомотора, в результате чего закрывается стопорный клапан или стопорная заслонка. Частичное закрытие (расхаживание) выполняется расхаживающими устройствами, установленными на каждом стопорном клапане и регулирующей заслонке.

3.9. Связь с другими системами

3.9.1. САРЗ технологически связана с:

- 1) системой маслоснабжения турбины К-1000-60/1500-2;
- 2) системой азота в машзале;
- 3) турбиной К-1000-60/1500-2.

3.10. Размещение оборудования системы

3.10.1. Оборудование САРЗ размещено в машзале турбинного отделения. Перечень основного оборудования приведен в табл. 3.10.1.

Таблица 3.10.1

Наименование	Оперативное обозначение	Размещение
1. Главный маслобак	SC10B01	Машзал, оси 9-10, отметка 0,0 м, ряд А-Б
2. Маслонасосы регулирования	SE80D01,02,03	Машзал, оси 9-10, отметка 4,0 м, ряд А-Б
3. Фильтры с приводом	SE91D01,11; SE92D01,11,21	Машзал, ось 8-9, отметка 8 м, ряд А-Б
4. Маслосбрасывающие устройства	SE62S01,02	Машзал, оси 8-9, отметка 8 м, ряд А-Б
5. Пневмогидроаккумулятор	4SE71B11,21,31; 4SE72B11,21,31,41,51,61, 71,81,91	Машзал, оси 3-4, отметка -3 м, ряд А-Б
6. Регулирующие, стопорные заслонки и их гидропривода	SE10S01,02 (для блока 4), SE20,30,40S01,02	Машзал, оси 4-7, отметка 16 м, ряд А-Б
7. Расхаживающие устройства на регулирующих заслонках, стопорных клапанах, устройствах переключения скорости	SE20,30,40S03,04 SE11,12,13,14S03	Машзал, оси 3-7, отметка 15-16 м, ряд А-Б
8. Сервомоторы стопорных клапанов	SE11,12,13,14S01	Машзал, оси 3-4, отметка 15.0 м, ряд А-Б
9. Гидропривод регулирующих клапанов		Машзал, оси 3-4, отметка 15.0 м, ряд А-Б

Наименование	Оперативное обозначение	Размещение
10. Импульсный насос-импеллер	SE20D01	Передний стул турбины К-1000-60/1500-2
11. Регулятор скорости	SE61S01	Передний стул турбины К-1000-60/1500-2
12. Автомат безопасности	SE50D01	Передний стул турбины К-1000-60/1500-2
13. Защитные устройства	SE63S01,02	Передний стул турбины К-1000-60/1500-2
14. Электрогидравлические преобразователи	SE01S02; SE02S02	Машзал, оси 3-4, отметка 15.0 м, ряд А-Б
15. Арматура системы	SE81,83,85S01; SE82,84,86S01; SE81,83,85S02; SE82,84,86S02; SE91,92S01,02,03,04; SE92S01,02,03,04,05,06; SE50S01; SC20S11; SE80S91,92,93,94,95,96,97,98; SE71S01,02,03 (для блоков 1, 2); SE61,62,63S01 (для блоков 3, 4); SE72S01-09 (для блоков 1, 2); SE51-59S01 (для блоков 3, 4)	Машзал, оси 8-10, отметки 2.0-7.0 м, ряд А-Б

4. Элементы системы

4.1. Элементы системы маслоснабжения САРЗ

4.1.1. В условном обозначении маслонасоса МВ 60-490:

- 1) М – масляный;
- 2) В – вертикальный;
- 3) 60 – подача, м³/ч;
- 4) 490 – напор, м.

4.1.2. Насос МВ 60-490, разработанный Всесоюзным научно-исследовательским институтом атомного и энергетического насосостроения специально для систем регулирования турбин ХТЗ, представляет собой погружной секционный однокорпусный шестиступенчатый центробежный насос вертикального исполнения с осевым подводом масла и промежуточным его отбором после 3-ей ступени (рис. 4.1.1).

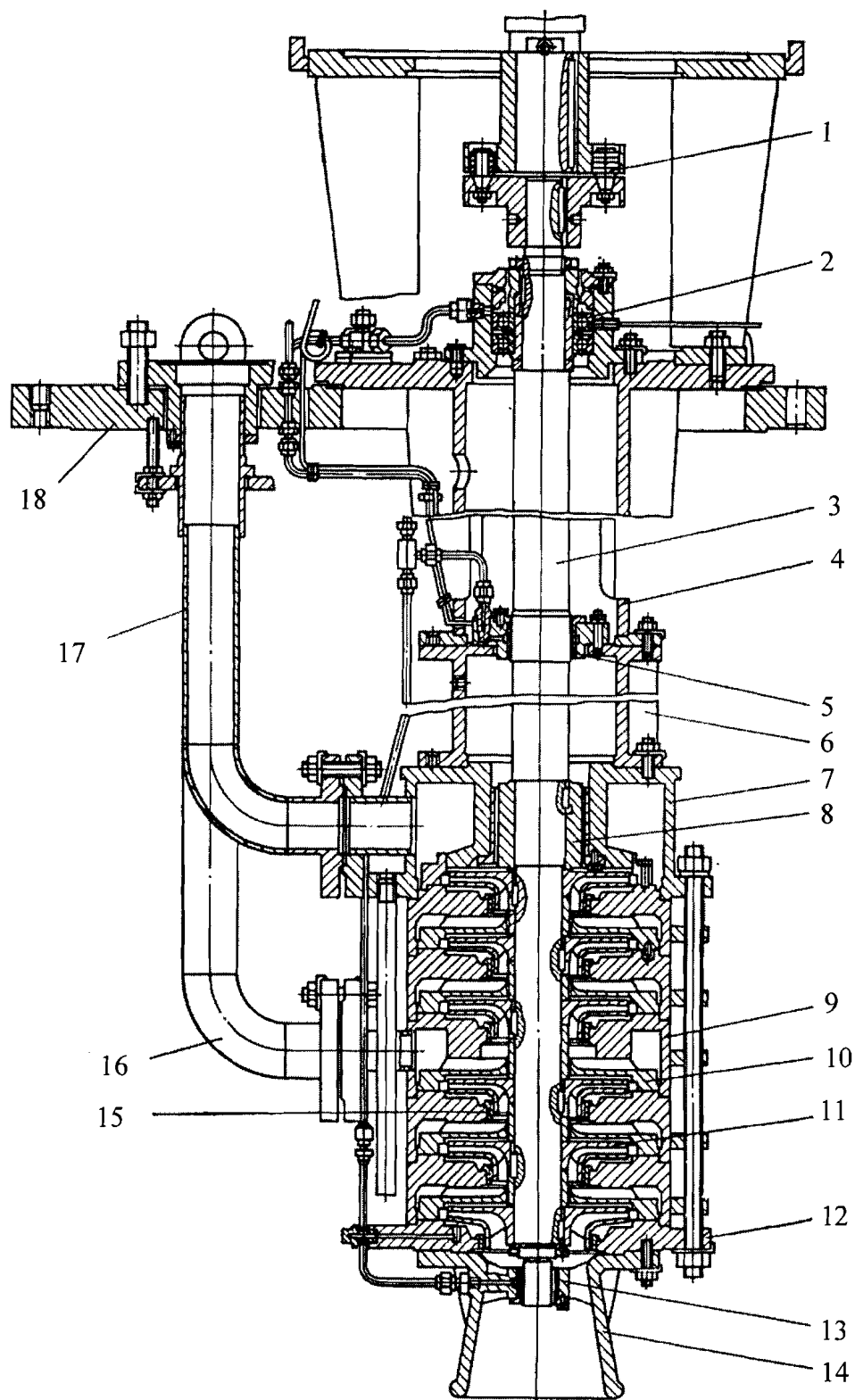
4.1.3. Насос верхним фланцем кронштейна (4) опирается на плиту-крышку (18), смонтированную на маслобаке. К нижнему фланцу кронштейна через проставку (6) и напорную камеру (7) крепится статор насоса, состоящий из входного конфузора (14), крышки 1-ой ступени (12), направляющих аппаратов (10), секции промежуточного отбора (9). Элементы статора центрируются между собой на заточках и стягиваются шпильками.

4.1.4. На валу (3) насоса на шпонках расположены шесть рабочих колес (11), перед 1-ым из которых установлен входной конфузор с радиальными лопатками. Ротор опирается на нижний (13) и средний (5) подшипники скольжения, а также на верхний сдвоенный радиально-упорный подшипник качения (2), который фиксирует осевое положение ротора относительно статора и воспринимает небольшую осевую нагрузку, неуравновешенную разгрузочным барабаном (8). Подшипники смазываются перекачиваемым маслом.

4.1.5. Насос соединяется с электродвигателем посредством упругой втулочно-пальцевой муфты (1).

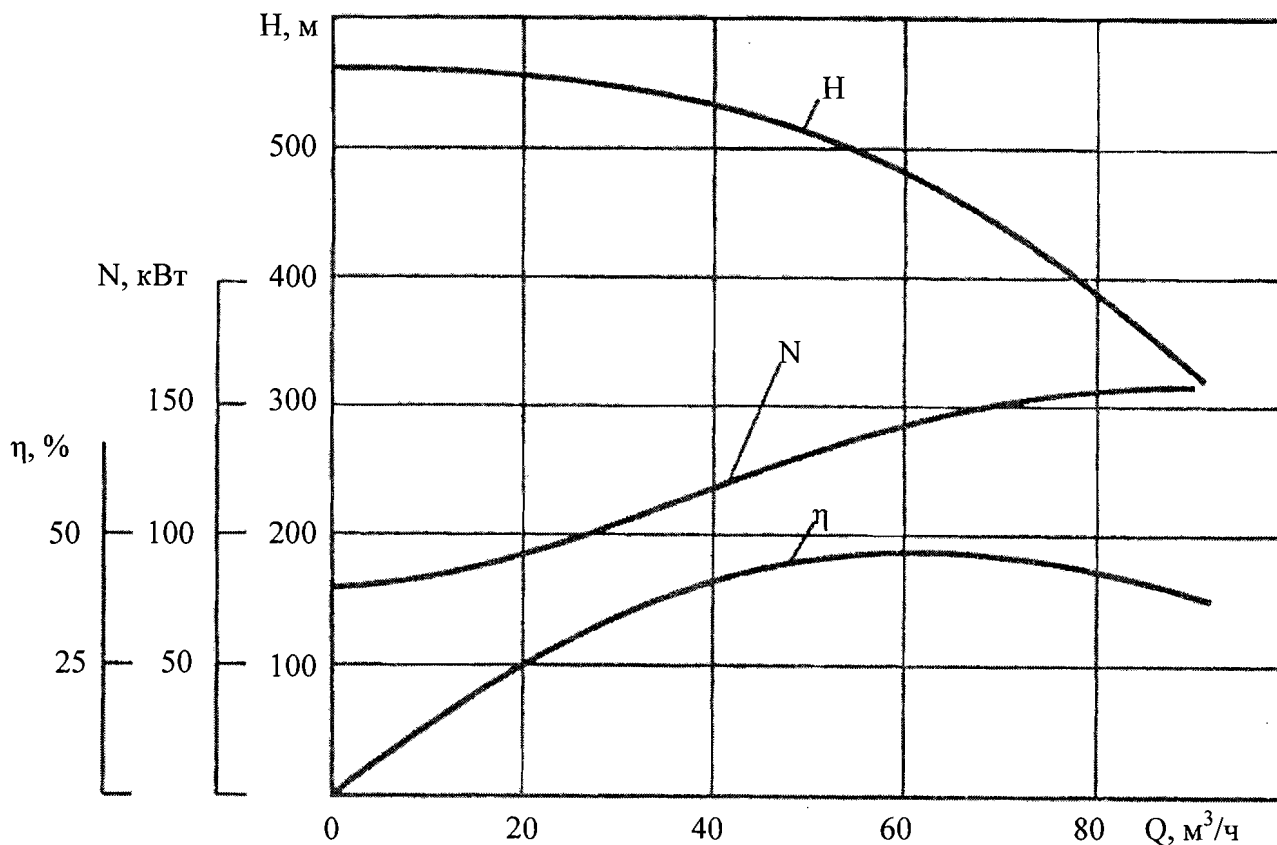
4.1.6. Напорная характеристика насоса представлена на рис. 4.1.2.

4.1.7. Технические характеристики насоса приведены в подразделе 9.1.



1 – втулочно-пальцевая муфта; 2 – подшипник качения; 3 – вал; 4 – кронштейн; 5 – средний подшипник скольжения; 6 – проставка; 7 – напорная камера; 8 – разгрузочный барабан; 9 – секция промежуточного отбора; 10 – направляющий аппарат; 11 – рабочее колесо; 12 – крышка 1-ой ступени; 13 – нижний подшипник скольжения; 14 – входной конфузор; 15 – втулка межступенчатого уплотнения; 16 – патрубок межступенчатого отбора; 17 – напорный патрубок; 18 – плита-крышка.

Рисунок 4.1.1 – Масляный насос МВ 60-490



η – КПД насоса, %; N – мощность насоса, кВт; H – напор насоса, м; Q – производительность насоса, м³/ч.

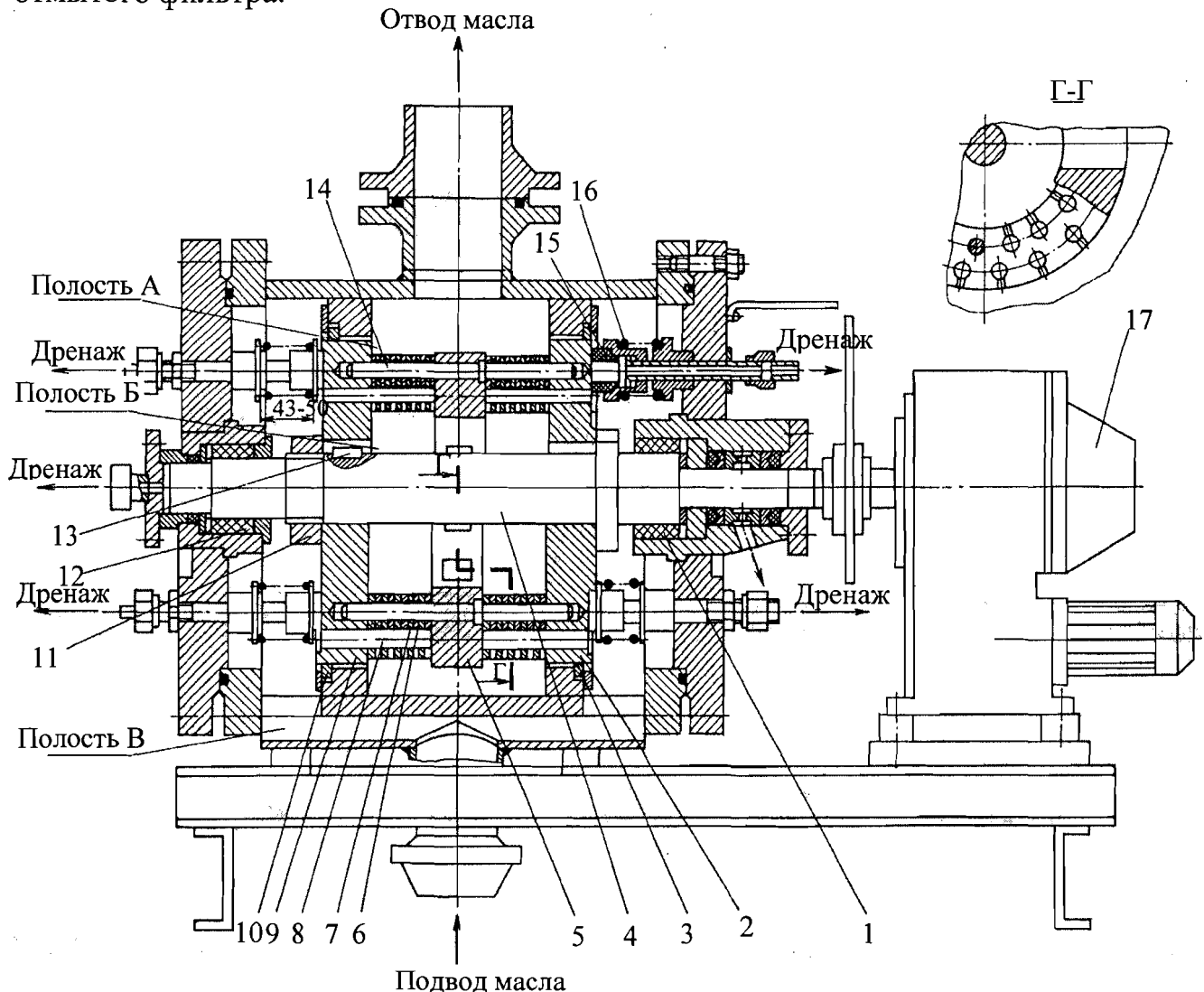
Рисунок 4.1.2 – Характеристика насоса МВ 60-490 ($n = 2970$ об/мин)

4.1.8. После насосов регулирования установлены секционные щелевые фильтры с автоматической промывкой.

4.1.9. Конструкция фильтра показана на рис. 4.1.3. Вал (4) фильтра установлен в текстолитовых втулках (1, 12). Насаженные на вал диски (2, 9) и размещенные между ними проставки (6), пластины (7) и диск (5) соединены между собой двумя осями (8, 14), сжаты в осевом направлении гайкой (11) и образуют ротор фильтра. Проворачивание этих деталей предотвращается шпонкой (13). Торцы ротора от протечек между «чистыми» (полости А и Б) и «грязным» (полость В) отсеками фильтра уплотнены плавающими бронзовыми кольцами (3, 10).

4.1.10. Чередующиеся между собой проставки и пластины выполнены из листовой нержавеющей стали толщиной 0,1 мм и имеют отверстия, расположенные на двух окружностях разного диаметра. Отверстия в проставках связаны радиальными прорезями с полостями А и Б, соединенными между собой фрезерованными каналами в диске (5).

4.1.11. К внешним торцевым поверхностям дисков (2) и (9) пружинами (16) прижимаются сухари (15), через которые фильтрующие камеры в роторе соединяются с дренажным коллектором при вращении ротора вручную или автоматически электродвигателем. При автоматическом управлении конечный выключатель приводного механизма (17) выключает его в исходном положении ротора, когда сухари находятся напротив осей (8) и (14), что соответствует положению отмытого фильтра.



1, 12 – текстолитовые втулки; 2, 5, 9 – диски; 3, 10 – бронзовые кольца; 4 – вал; 6 – проставка; 7 – пластина; 8, 14 – оси; 11 – гайка; 13 – шпонка; 15 – сухарь; 16 – пружина; 17 – приводной механизм.

Рисунок 4.1.3 – Самопромывающийся фильтр

4.1.12. Работа фильтра заключается в следующем. Подводимое для очистки масло через нижний патрубок фильтра поступает в полость В и оттуда к торцевым поверхностям ротора фильтра. Проходя далее по осевым сверлениям пакета пластин и проставок, масло через радиальные прорези в проставках попадает в полости А и Б, образующие «чистый» отсек фильтра, откуда через верхний патрубок корпуса оно поступает в систему регулирования.

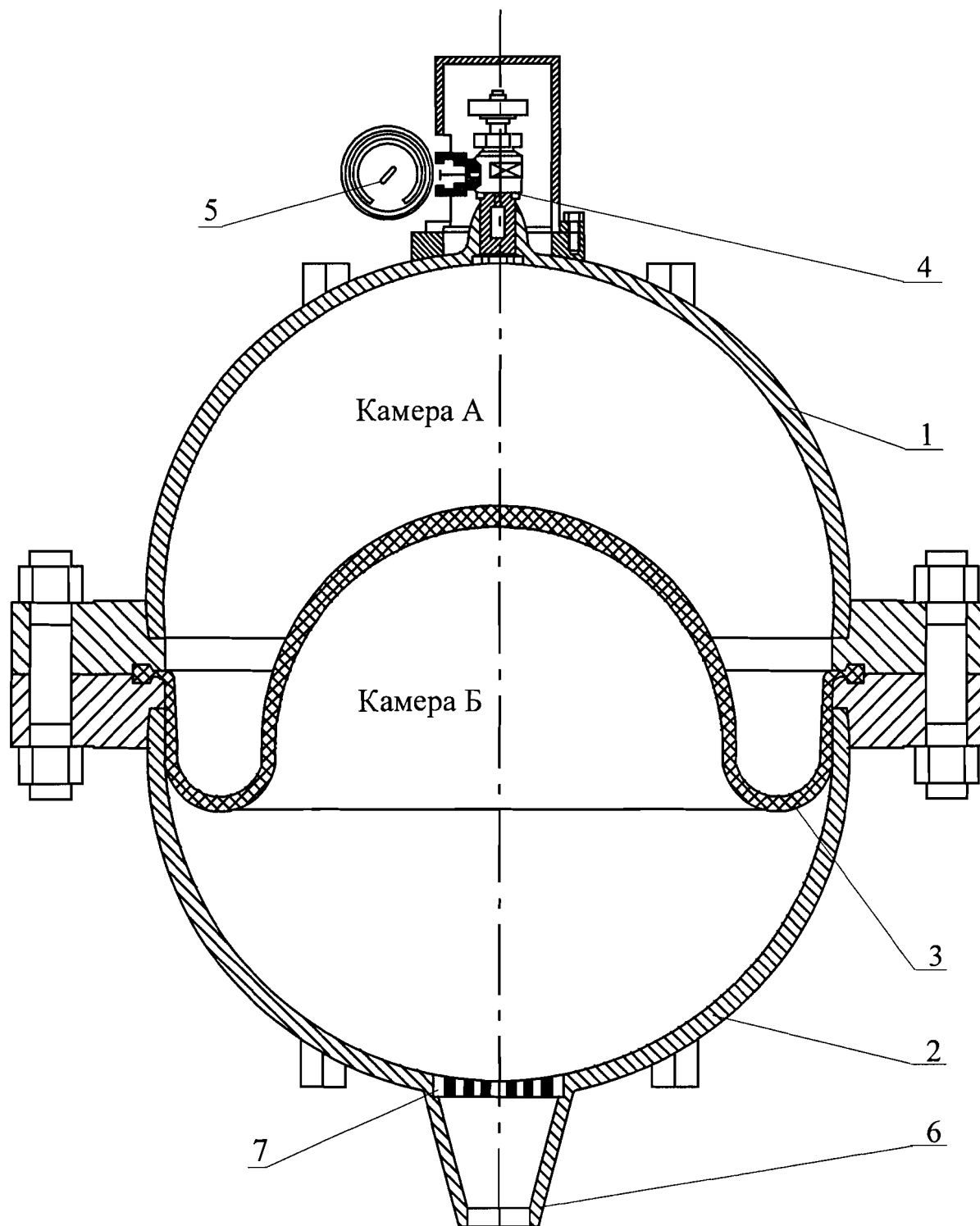
4.1.13. Твердые частицы, задерживаемые и накапливающиеся в сверлениях пакета фильтра, приводят к возрастанию на нем перепада давлений. Фильтр автоматически переводится на режим промывки, при котором загрязненные фильтрующие камеры (сверления) пакета будут поочередно соединяться дренажным коллектором через отверстия в сухарях. Так как проходное сечение фильтрующих камер, которые одновременно становятся под промывку, мало по сравнению с общим проходным сечением фильтра, то промывка осуществляется практически полным перепадом давлений между чистым отсеком и дренажным коллектором.

4.1.14. Фильтры включаются на промывку при возрастании перепада давлений до $1,5 \text{ кгс/см}^2$, о чем подается сигнал на БЦУ. Совершив полный оборот, ротор одного из фильтров останавливается, а ротор 2-го начинает вращаться. Поочередное вращение роторов фильтров продолжается до тех пор, пока перепад давлений не уменьшится до $0,8 \text{ кгс/см}^2$, после чего они останавливаются в исходном положении. Обычно отмывка фильтра заканчивается через два-три оборота ротора. При вращении фильтров более 10 мин и сохранении перепада давлений на фильтрах на БЦУ подаются звуковой и световой («Фильтры системы регулирования не отмылись») сигналы. Для уменьшения расхода масла на промывку на дренажных линиях за каждым фильтром установлены ограничительные шайбы диаметром 15 мм. В настоящее время функция автоматического включения промывки фильтров не реализована. Промывка производится дистанционно по регламенту или по распоряжению ВИУТ при возрастании перепада давлений до $1,5 \text{ кгс/см}^2$.

4.1.15. Пневмогидроаккумулятор представляет собой шарообразный сосуд вместимостью 168 л, состоящий из верхней (2) и нижней (4) обечаек, имеющих форму полушарий (рис. 4.1.4). Полушария разделены резиновой диафрагмой (3) специальной формы, которая плотно зажата между фланцами обечаек в пазу, образуя камеры А и Б.

4.1.16. При зарядке аккумулятора в камеру А через клапан (1) подается азот под давлением, равным $3/4$ давления в соответствующем напорном коллекторе, что равно минимальному давлению, при котором система регулирования еще может нормально функционировать. При этом диафрагма выжимается вниз и принимает форму нижней обечайки, прилегая к ней по всей поверхности, что наряду с установкой сетки (6) в отверстии штуцера (5) делает перепад давлений безопасным для диафрагмы. Диаметр штуцера и суммарное сечение ячеек сетки выбираются из условия обеспечения необходимого быстрого действия системы регулирования. Затем в камеру Б подается силовое масло от насосов системы регулирования с давлением, превышающим давление азота. Диафрагма выжимается вверх, освобождая объем для масла до тех пор, пока возрастающее давление азота не станет равным давлению масла. В заряженном состоянии аккумулятор заполнен на три четверти азотом и на одну четверть маслом.

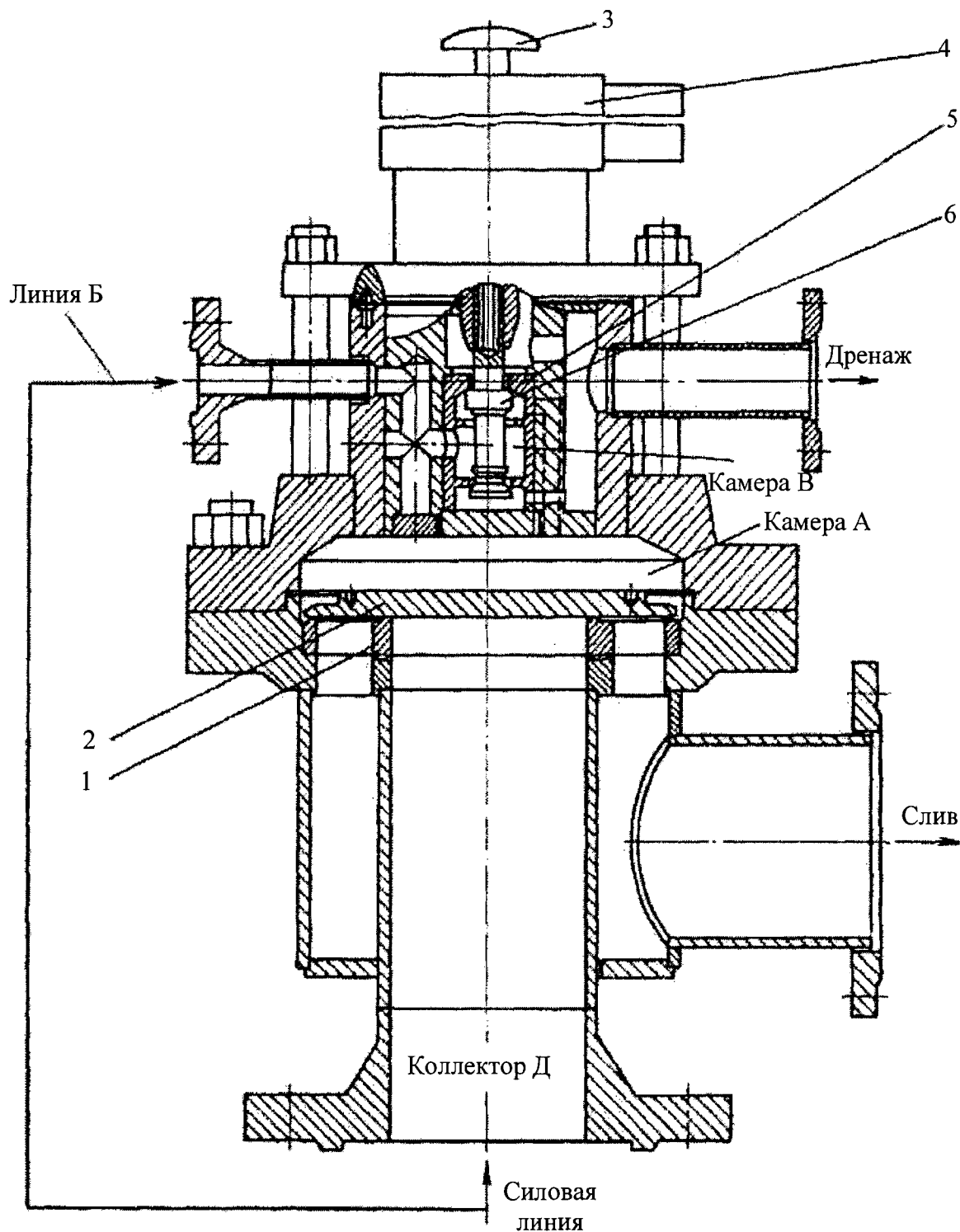
4.1.17. При снижении давления масла превосходящим давлением азота диафрагма выжимается вниз, выталкивая аккумулированное масло в систему регулирования. Этим исключается падение давления масла ниже давления азота при зарядке. При полностью разрядившемся аккумуляторе диафрагма прилегает к нижней обечайке.



1 – верхняя обечайка; 2 – нижняя обечайка; 3 – резиновая диафрагма; 4 – запорная арматура; 5 – манометр; 6 – штуцер соединения с маслопроводом САРЗ; 7 – сетка.

Рисунок 4.1.4 – Пневмогидроаккумулятор

4.1.18. Маслосбрасывающее устройство (рис. 4.1.5) состоит из двух частей – управляющей и исполнительной.



1, 5 – седла; 2 – мембрана; 3 – кнопка; 4 – электромагнит; 6 – клапан.

Рисунок 4.1.5 – Маслосбрасывающее устройство

4.1.19. В управляющей части электрический или механический (выбивание вручную) сигнал на срабатывание преобразуется в гидравлический импульс, отрабатываемый исполнительной частью.

4.1.20. В рабочем положении маслосбрасывающего устройства камера А над мембраной (2) через камеру В соединена с силовой линией Б. Разностью усилий, действующих на мембрану сверху и снизу, она плотно прижимается к седлу (1).

При срабатывании электромагнита (4) или при нажатии на кнопку (3) клапан (6) отрывается от седла (5), отсекает камеру А от камеры В и соединяет ее с дренажом. Давление в камере А падает, мембрана поднимается и соединяет напорный коллектор Д со сливом, обеспечивая быстрый сброс масла из напорного коллектора.

4.2. Органы парораспределения турбины К-1000-60/1500-2

4.2.1. Общий вид блока стопорно-регулирующих клапанов показан на рис.

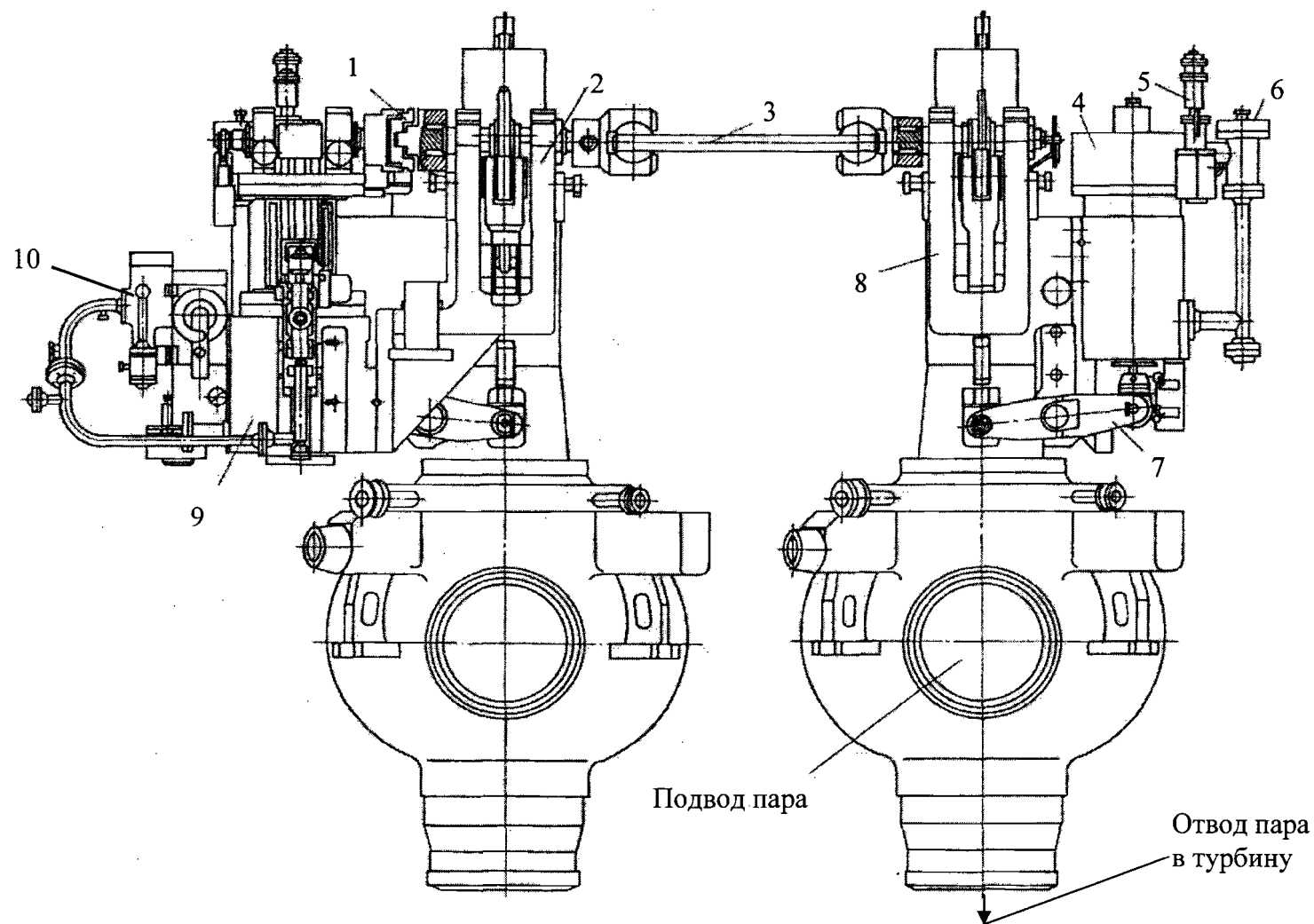
4.2.1. Стопорный клапан перемещается своим сервомотором (4) через рычаг (7) с шаровым шарниром на центральной маятниковой опоре. Один конец рычага сочленен со штоком сервомотора, а 2-ой имеет вилку, охватывающую ползун, соединенный со штоком стопорного клапана шаровым шарниром.

4.2.2. Поступательное движение поршня главного сервомотора (9) регулирующих клапанов с помощью реечной передачи преобразуется в поворот валов распределительных устройств, которые смонтированы на корпусах стопорно-регулирующих клапанов. Распределительное устройство (2), на раме которого закреплен главный сервомотор, связано с валом шестерни реечной передачи муфтой с крестовиной (1), а с другим распределительным устройством (8) лопастью (3) с муфтами. Такое соединение дает возможность компенсировать расцентровку и перекос соединяемых валов.

4.2.3. На блоке стопорно-регулирующих клапанов установлены расхаивающее устройство (5), выключатель (6), корпус бывшего переключателя ГСР-ЭГСР (10).

4.2.4. Корпус бывшего переключающего устройства режимов ЭГСР-ГСР (10) выполняет функции транзита масла от коллектора «40 кгс/см²» к главным сервомоторам. Кроме этого, в нем расположен золотниковый дроссель подпитки линий управления ГСМ из коллектора «40 кгс/см²». С помощью этого дросселя устанавливается оптимальный уровень подпитки линий управления при наладочных работах на САРЗ.

4.2.5. Кронштейн, на котором смонтированы концевые выключатели, фиксирующие крайние положения стопорного клапана и передающие соответствующие сигналы в систему защиты энергоблока и на БЦУ, закреплен на колонке СРК на блоках 1, 2 и на крышке сервомотора стопорного клапана на блоках 3, 4. Для фиксации полного закрытия регулирующих клапанов также предусмотрены концевые выключатели.



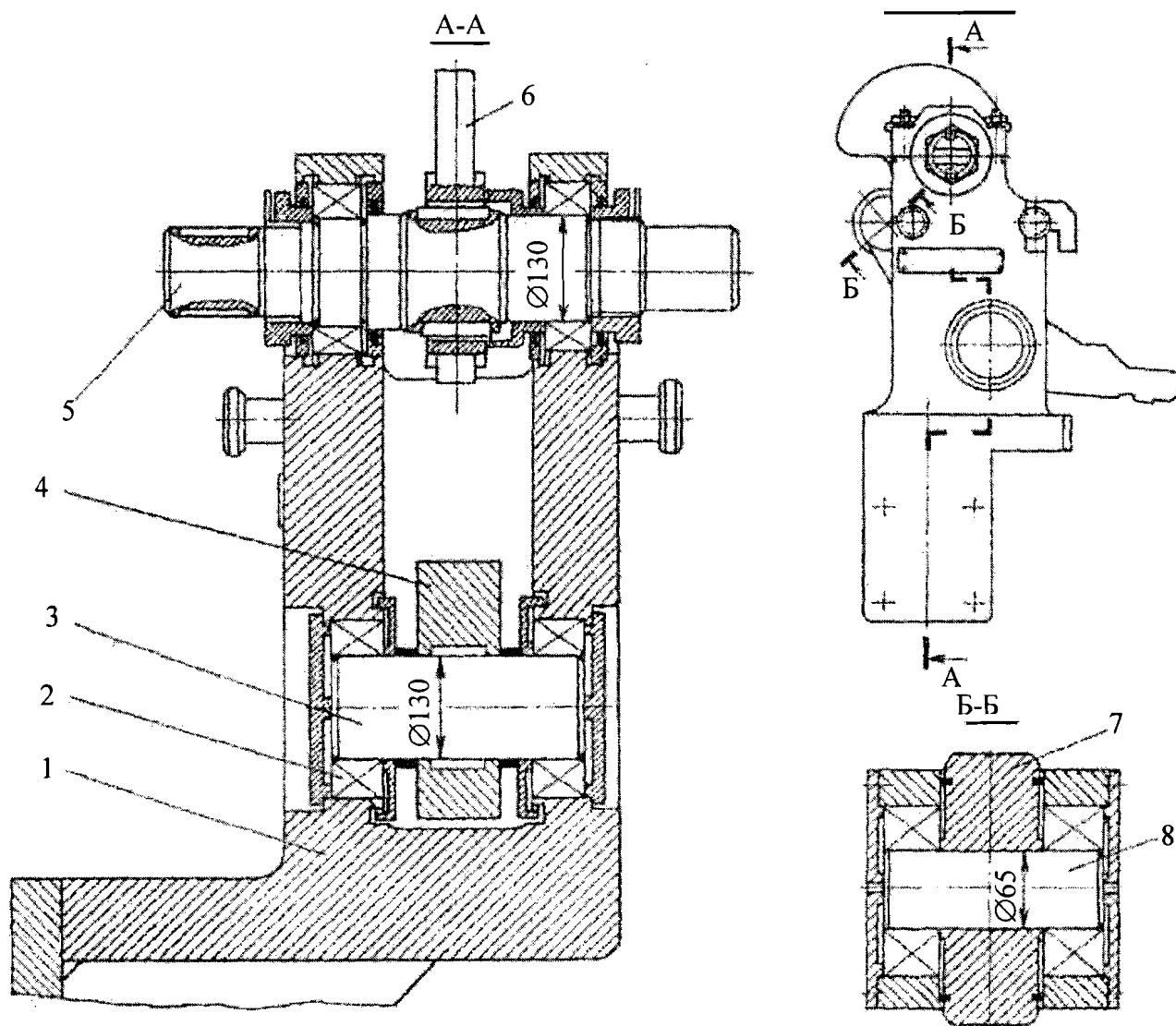
1 – муфта с крестовиной; 2, 8 – распределительные устройства; 3 – лопасть; 4 – сервомотор стопорного клапана; 5 – расхожающее устройство; 6 – выключатель; 7 – рычаг; 9 – сервомотор регулирующих клапанов, 10 – корпус бывшего переключающего устройства ГСР-ЭГСР.

Рисунок 4.2.1 – Блок стопорно-регулирующих клапанов

4.2.6. Литая рама (1) распределительного устройства (рис. 4.2.2) мощным зубом опирается на корпус стопорно-регулирующего клапана, фиксируется выступом и крепится болтами. Кулак (6), посаженный на вал (5), находится в контакте с роликом (7) углового рычага (4), другой конец которого приводит в движение ползун, связанный со штоком регулирующего клапана шаровым шарниром. Ползун нагружен пружинами, обеспечивающими закрытие клапана.

4.2.7. Вал, ось рычага (3) и ось ролика (8) установлены в двухрядных радиально-сферических подшипниках (2), для смазывания которых применяется смазка ЦИАТИМ-221.

4.2.8. Вал, кулак, оси и ролик изготовлены из хромо-молибденовой стали с последующим азотированием, рычаг из углеродистой стали.



1 – рама; 2 – подшипник; 3 – ось рычага; 4 – рычаг; 5 – вал; 6 – кулак; 7 – ролик рычага; 8 – ось ролика.

Рисунок 4.2.2 – Распределительное устройство

4.2.9. В комбинированном стопорно-регулирующем клапане (рис. 4.2.3) оба клапана опираются на одно и то же седло (2): стопорный клапан – на верхнюю часть седла, а регулирующий – на нижнюю. На нижнем конце штока каждого клапана выполнены разгрузочные клапаны, с помощью которых они разгружаются от паровых усилий.

4.2.10. Стопорный клапан (5) имеет внешнюю разгрузку: открытие его разгрузочного клапана (6) при закрытом и достаточно плотном регулирующем клапане (3) выравнивает давления перед стопорным клапаном и за ним. Разгрузка регулирующего клапана внутренняя: при открытии его разгрузочного клапана (4) снижается давление над клапаном, куда пар поступает через узкий кольцевой зазор между стопорным и регулирующим клапанами.

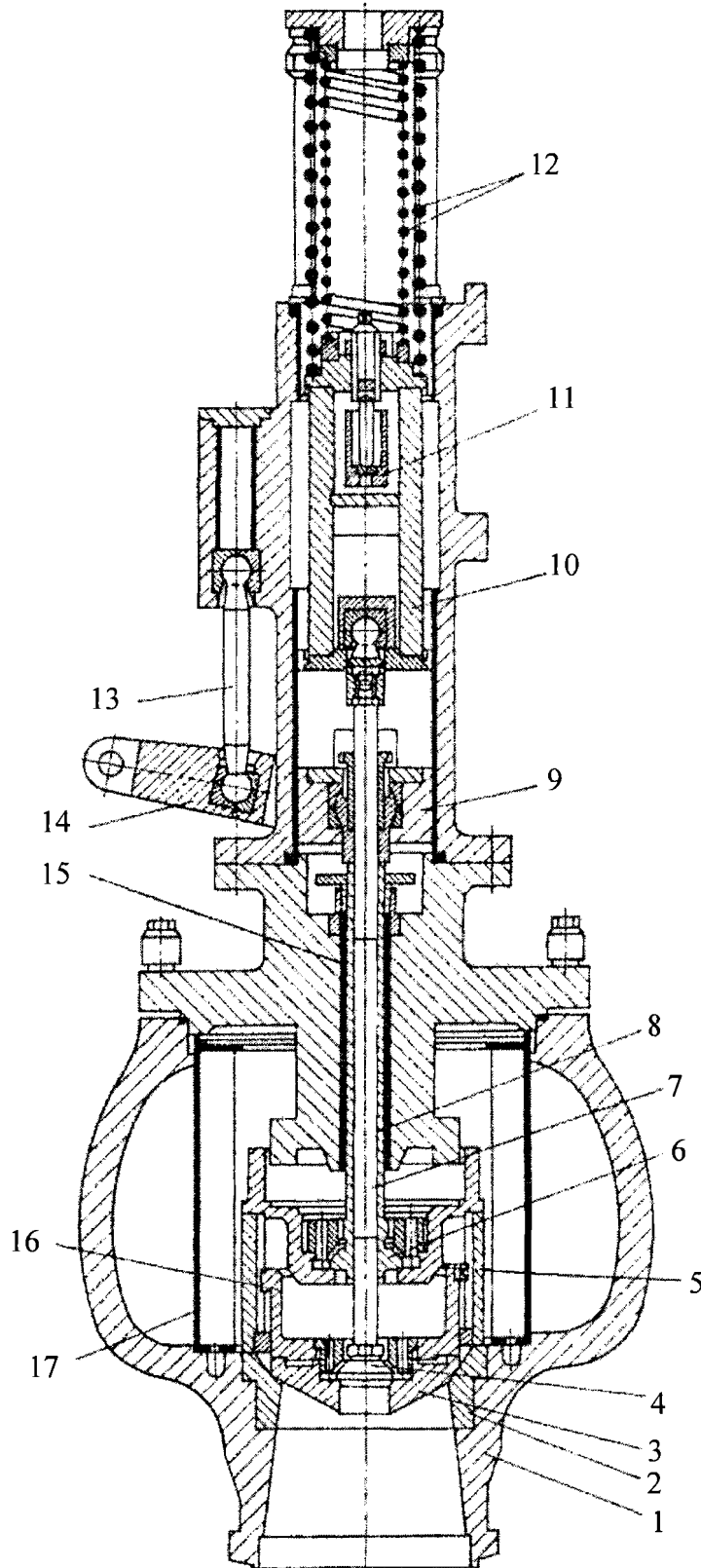
4.2.11. Такое сочетание способов разгрузки обеспечивает паровую блокировку открытия стопорного клапана: при открытом или неплотном регулирующем клапане давление под стопорным клапаном не может повыситься настолько, чтобы сервомотор стопорного клапана мог оторвать его от седла.

4.2.12. Клапаны перемещаются своими сервомоторами посредством соосных штоков – шток (7) регулирующего клапана проходит внутри трубчатого штока (8) стопорного клапана.

4.2.13. Регулирующий клапан имеет паровое нагружение, которое осуществляется паром, протекающим через переменный зазор между буртиком на нижней части чашки стопорного клапана и конической наружной поверхностью разгрузочного цилиндра (16) регулирующего клапана. Зазор возрастает с подъемом клапана так, что при верхнем положении стопорного клапана паровые усилия, действующие на регулирующий клапан, направлены вниз во всем диапазоне хода клапана. Этим устраняется осевая вибрация регулирующего клапана, которая могла бы привести к обрыву штока клапана. Клапан открывается рычагом (11) распределительного устройства, а закрывается пружинами (12).

4.2.14. Стопорный клапан удерживается от вращения паровым потоком силой трения между клапаном и крышкой, к которой он прижимается сервомотором. Регулирующий клапан фиксируется по отношению к стопорному двумя зубьями, входящими в продольные пазы на внутренней поверхности стопорного клапана. Чтобы предотвратить закручивание потока и образование кольцевого вихря, в корпусе клапана отлито вертикальное ребро.

4.2.15. Для уплотнения штоков в крышке клапана установлены лабиринтные втулки, а на штоке регулирующего клапана выполнены кольцевые канавки. На уплотнения подается перегретый пар от СПП (2-ая кольцевая камера). Прошедший через уплотнение (15) пар отводится в V отбор (1-ая кольцевая камера) и отсасывается эжектором уплотнений (3-ья кольцевая камера).



1 – корпус; 2 – седло; 3 – регулирующий клапан; 4 – разгрузочный клапан РК; 5 – стопорный клапан; 6 – разгрузочный клапан СК; 7 – шток РК; 8 – шток СК; 9 – ползун СК; 10 – ползун РК; 11 – рычаг распределительного устройства; 12 – пружины; 13 – маятниковая опора; 14 – рычаг привода СК; 15 – уплотнение; 16 – разгрузочный цилиндр; 17 – паровое сито.

Рисунок 4.2.3 – Стопорно-регулирующий клапан

4.2.16. Стопорный клапан в работе может занимать одно из двух положений – нижнее (полностью закрыт) или верхнее (полностью открыт).

4.2.17. Стопорный и регулирующий клапаны могут перемещаться на полный ход независимо один от другого при любом положении каждого из них. Вместе с независимостью их приводов это придает им почти такую же надежность, какую имеют отдельно стоящие стопорный и регулирующий клапаны, но при почти вдвое меньшей потере давления при полной нагрузке турбины. Некоторое снижение надежности связано с тем, что попадание под клапан твердого предмета выводит из строя одновременно оба клапана. Как показал многолетний опыт эксплуатации, эта опасность практически устраняется установкой в корпусе клапана прочного парового сита (17), выполненного из жаропрочной нержавеющей стали.

4.2.18. Стопорный и регулирующий клапаны, их штоки, ползуны и шарнирные опоры изготовлены из хромомолибденовой стали. Поверхности этих деталей упрочнены азотированием для повышения износостойкости и устойчивости к эрозии.

4.2.19. Седло, выполненное из жаропрочной нержавеющей стали, посажено в расточку корпуса (1) и начеканено по всей окружности.

4.2.20. Характеристики СРК представлены в табл. 4.2.1.

Таблица 4.2.1

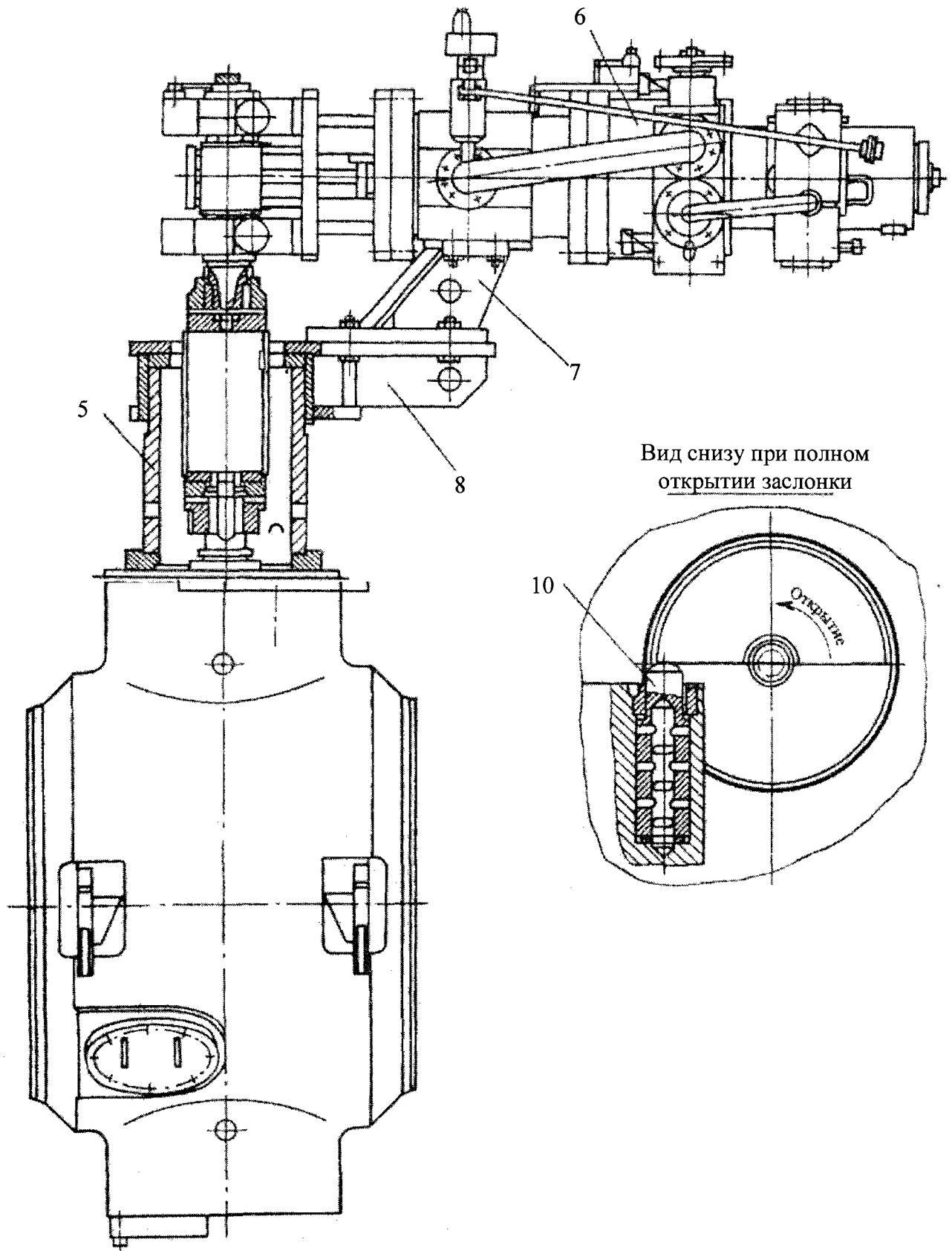
Наименование	Значение
Стопорный клапан:	
диаметр, мм	600
ход, мм	110
диаметр штока, мм	100
Разгрузочный клапан СК:	
диаметр, мм	180
ход, мм	14 ^{+0,5}
Регулирующий клапан:	
диаметр, мм	480
максимальный ход, мм	125
Разгрузочный клапан РК:	
диаметр, мм	150
ход, мм	12

4.2.21. Не имеющий разъемов литой корпус (1) поворотной регулирующей заслонки промперегрева Ду 1200 (рис. 4.2.4) вварен в трубопровод подвода пара к ЦНД из ресивера за СПП. К корпусу через опору (7), плиту (8) и корпус промежуточной передачи (5), соединяющей вал шестерни реечной передачи с валом заслонки, крепится сервомотор (6) привода заслонки. Угол между осями сервомотора и подводящего паропровода составляет 30° .

4.2.22. Вал (2) заслонки, на котором посредством плотной посадки и штифтов (9) закреплен затвор (3), опирается на двухрядные роликовые подшипники (4), установленные в расточках корпуса. В пазу затвора заложены и заштифтованы уплотнительные полукольца (13), которые в закрытом положении заслонки упираются в кольцевое седло (12). Седло также состоит из двух полуколец, прикрепленных к корпусу болтами (11).

4.2.23. Сервомотор через реечную и промежуточную передачи поворачивает вал заслонки на 90° . В конце хода на открытие вал упирается своим уступом в упругий упор (10), выполненный в виде перфорированной втулки. Дальнейший поворот вала сопровождается небольшим (менее 1,5 мм) сжатием упругого элемента до тех пор, пока шток сервомотора не упрется в крышку. Усилие сжатия, составляющее 10-15 % перестановочной силы сервомотора, создает крутящий момент, обеспечивающий силовое замыкание люфтов в передаче от сервомотора к валу заслонки, чем исключается вибрация затвора в паровом потоке.

4.2.24. Корпус и затвор заслонки отлиты из стали 25Л. Вал выполнен из хромомолибденовой стали с последующим азотированием. Опоры подшипников, детали уплотнения вала, седло и уплотнительные полукольца изготовлены из нержавеющей стали.



1 – корпус заслонки; 2 – вал; 3 – затвор; 4 – роликовый подшипник; 5 – корпус промежуточной передачи; 6 – сервомотор; 7 – опора; 8 – плита; 9 – штифт; 10 – упругий упор; 11 – болт; 12 – седло; 13 – уплотнительное полукольцо.

Рис. 4.2.4 – Поворотная регулирующая заслонка (часть 1)

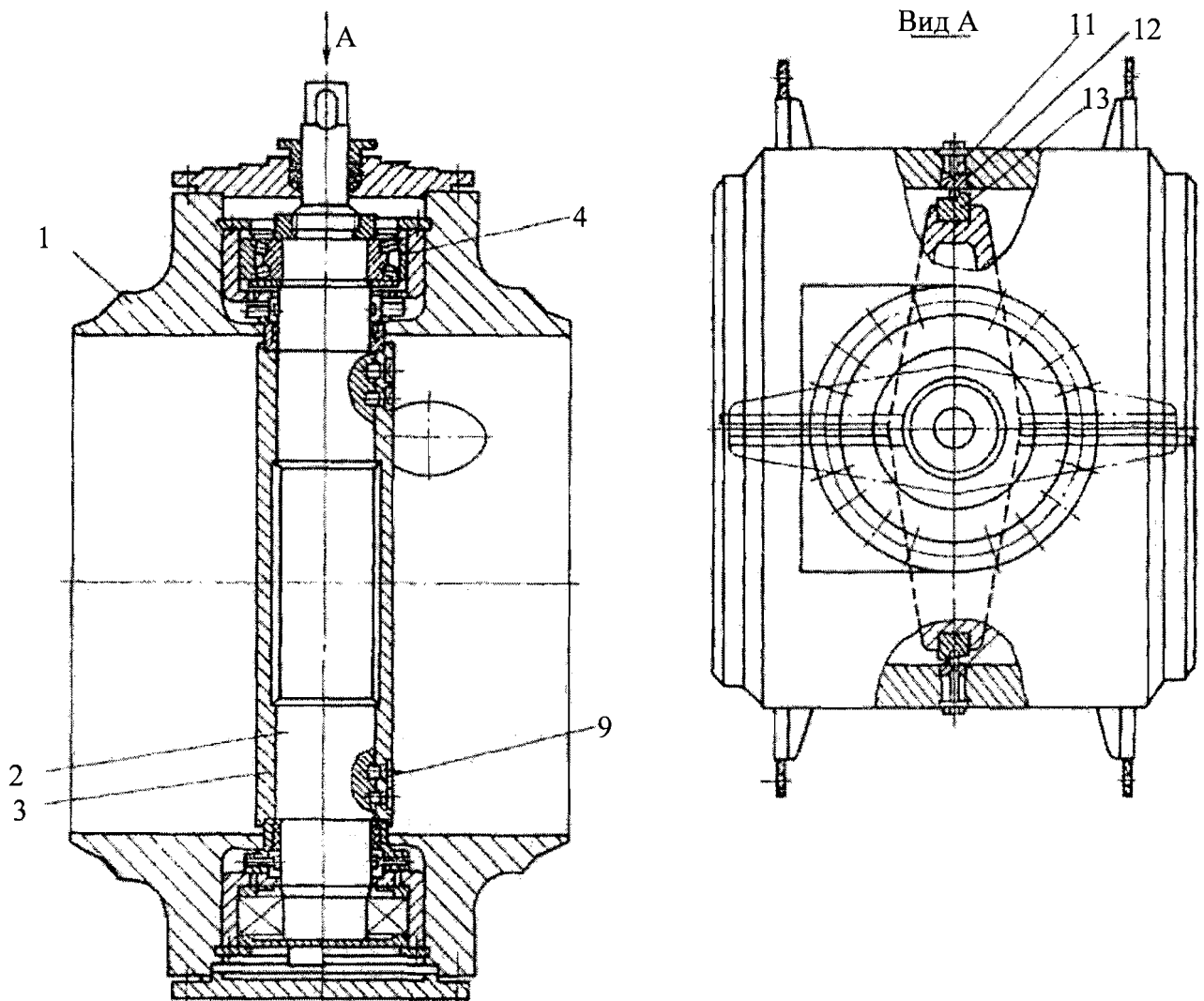
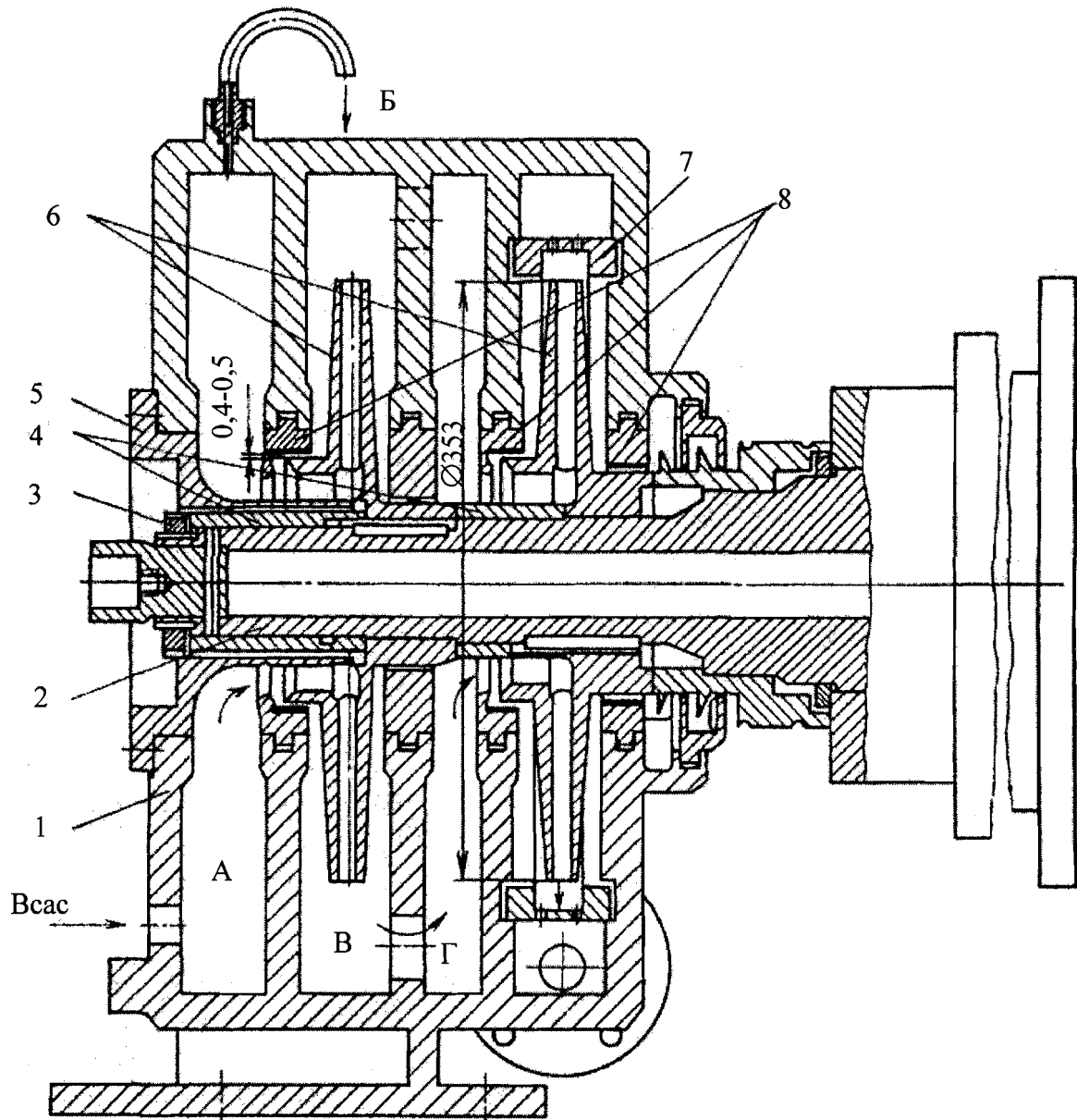


Рис. 4.2.4 – Поворотная регулирующая заслонка (часть 2)

4.3. Конструкция элементов системы регулирования

4.3.1. Датчиком частоты вращения в гидродинамической ГСР является импульсный центробежный двухступенчатый масляный насос-импеллер (рис. 4.3.1), установленный в опоре 1-го подшипника турбины. Корпус (1) насоса выполнен с горизонтальным разъемом. К нижней части корпуса приварены всасывающий и напорный патрубки. Рабочие колеса (6) на шпонках насажены на полый вал (2), являющийся консольным хвостовиком ротора ЦВД турбины, и вместе с втулками (4) стянуты гайкой (3). Со стороны входа в колесо 1-ой ступени установлена направляющая втулка (5), предотвращающая закручивание потока масла вращающимся валом.

4.3.2. Для обеспечения постоянного давления на всасе импульсного насоса масло к нему поступает самотеком по отдельному трубопроводу из демпферного бака турбины. Вентиль на всасе импеллера пломбируют в открытом положении.



1 – корпус; 2 – вал; 3 – гайка; 4 – втулки; 5 – направляющая втулка; 6 – рабочие колеса; 7 – сетка; 8 – уплотнительные кольца.

Рисунок 4.3.1 – ИмPELLер

4.3.3. Через всасывающий патрубок масло поступает в камеру А. Из верхней точки этой камеры выполнена постоянная продувка «Б» для удаления воздуха. В камеру В масло подается от напора 1-ой ступени и через отверстия в перегородке поступает в камеру Г, которая является всасывающей камерой для 2-ой ступени.

4.3.4. Чтобы изменение протечек через уплотнения насоса, выполненные в виде неподвижных колец (8) с баббитовой заливкой, не сказывалось на напоре насоса, каналы рабочих колес образованы радиальными сверлениями. Этим достигается достаточно пологая характеристика насоса «напор-подача» без усложнения технологичности его изготовления.

4.3.5. Достоинством импеллера как датчика частоты вращения является независимость его характеристик от осевого перемещения ротора турбины. Вместе с тем полностью подавить пульсацию давления за насосом не удастся. Для успокоения потока и уменьшения пульсаций на выходе 2-ой ступени насоса установлен дополнительный направляющий аппарат в виде сетки (7) – кольца с множеством мелких отверстий.

4.3.6. В районе подсинхронных оборотов (1500 ± 50 об/мин) изменение давления импеллера при изменении оборотов на 75 об/мин (одна неравномерность) составляет $0,64 \text{ кгс/см}^2$.

Примечание.

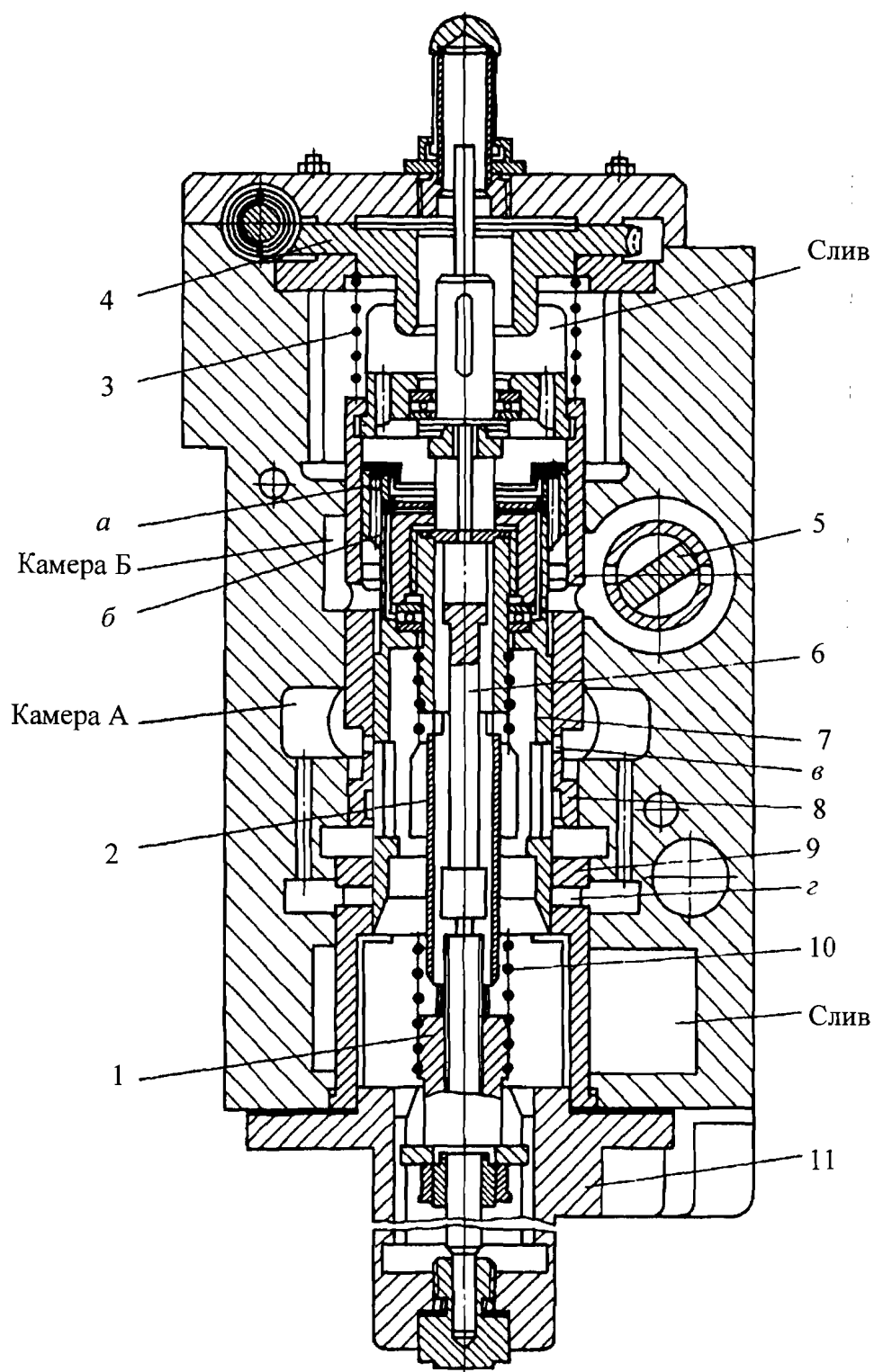
Одна неравномерность – это величина изменения положения любых устройств САРЗ или любых параметров САРЗ, соответствующая изменению открытия ГСМ от положения холостого хода 25-50 мм до положения при номинальной нагрузке турбоагрегата 260-290 мм.

4.3.7. Давление масла за насосом является импульсом, поступающим во всережимный регулятор частоты вращения поршневого типа (рис. 4.3.2), который, в свою очередь, управляет главными сервомоторами турбины воздействием на линию 1-го усиления, связанную с камерой А регулятора. Масло из этой камеры может сливаться через окна в в подвижной буксе (8), перемещаемой МУТ, и через окна з в неподвижной буксе (9). В качестве привода МУТ использован электрический однооборотный механизм, рассчитанный на прерывистый режим работы с многократным реверсированием. Электромагнитный тормоз и электрическая обратная связь по положению обеспечивают достаточно высокую точность отработки сигнала и незначительный выбег выходного вала МЭО.

4.3.8. Перед пуском турбины маховик МЭО находится на упоре, а ходовая гайка (1) занимает верхнее положение на штоке (6). Золотник (7) прижат пружиной (10) к ходовой гайке через ограничительную втулку (2). Подвижная букса со штоком прижата пружиной (3) к нижнему упору. При этом окна в в подвижной буксе полностью открыты, а окна з в неподвижной буксе, напротив, полностью закрыты.

4.3.9. Для открытия регулирующих клапанов турбины и толчка ротора вращением маховика МУТ против часовой стрелки поворачивают шестерню (4) со штоком (6). Так как между гайкой (1) и нижней крышкой (11) установлена шпонка, то при вращении штока гайка перемещается вверх по резьбе вместе с золотником, который уменьшает слив из линии 1-го усиления через окна в в подвижной буксе.

4.3.10. По мере открытия регулирующих клапанов и роста частоты вращения ротора давление в импульсной линии, подведенной в камеру Б, увеличивается. Когда частота вращения станет равной примерно 20 % номинальной, усилие от давления импульсного масла на золотник превысит натяжение пружины (10) и золотник оторвется от ограничительной втулки (2). Начиная с этого момента, регулятор вступает в работу, изменяя через окна в слив из линии 1-го усиления при изменении давления в импульсной линии (в камере Б), зависящего от частоты вращения ротора турбины. Шток по-прежнему остается прижатым к нижнему упору.



1 – ходовая гайка; 2 – ограничительная втулка; 3 – пружина; 4 – шестерня; 5 – золотник разгонного устройства; 6 – шток; 7 – золотник; 8 – подвижная буска; 9 – неподвижная буска; 10 – пружина; 11 – нижняя крышка; а – сопло для вращения золотника; б – подвод масла к соплу; в, г – сливные окна.

Рисунок 4.3.2 – Всережимный регулятор частоты вращения

4.3.11. По мере увеличения задания по частоте вращения ходовая гайка перемещается по штоку все ниже и при частоте вращения, равной 94 % номинальной, она достигнет упора. С этого момента усилием пружины (3) прижимается к упору не шток, а гайка. Теперь при дальнейшем вращении маховика МУТ шток начинает вывинчиваться из гайки, дополнительно сжимая пружину (3), и поднимает вверх подвижную буксу. Это приводит к уменьшению слива из линии 1-го усиления через окна в, дальнейшему росту частоты вращения и перемещению золотника вверх.

4.3.12. При изменении частоты вращения в диапазоне 1462-1538 об/мин, что соответствует степени неравномерности 5 %, золотник регулятора перемещается на 6 мм. Ходовая гайка и подвижная букса перемещаются соответственно на 53,2 и 18,4 мм примерно за 110 оборотов маховика МУТ.

4.3.13. Положение нижнего упора ходовой гайки (1) выбрано с таким расчетом, чтобы при повышении частоты вращения до 102,5 % номинальной золотник начал открывать слив из камеры А через окна з в неподвижной буксе и прикрывать регулирующие клапаны. Начиная с этого момента, дальнейший подъем оператором частоты вращения с помощью МУТ становится невозможным.

4.3.14. При испытании автомата безопасности разгоном необходимое для этого повышение частоты вращения может быть достигнуто только снижением давления в камере Б с помощью разгонного устройства. В исходном или среднем положении золотника (5) разгонного устройства подвод импульсного масла в камеру Б полностью открыт, а слив из линии 1-го усиления перекрыт. При повороте золотника (5) в положение «Разгон» камера Б регулятора частоты вращения отсекается от импеллера, давление в ней падает, золотник опускается, прикрывая окна в подвижной буксе, что приводит к приоткрытию регулирующих клапанов и повышению частоты вращения, которая может быть поднята до уровня настройки автомата безопасности.

4.3.15. После срабатывания автомата безопасности поворотом золотника (5) в обратную сторону до упора (в положение «Подхват») открывается подвод импульсного масла от импеллера в камеру Б, а линия 1-го усиления соединяется с дренажом. При снижении частоты вращения турбины до восстанавливающей частоты вращения автомата безопасности, равной 101,7 % номинальной (1525 об/мин), взводятся золотники автомата безопасности, открываются стопорные клапаны и возвращением золотника (5) в среднее положение «подхватывается» и восстанавливается частота вращения ротора турбины. Золотником разгонного устройства управляют по месту с помощью маховика.

4.3.16. Если при достижении предельной частоты вращения турбины автомат безопасности не срабатывает, золотник сразу возвращают в среднее положение.

4.3.17. Следует отметить существенный недостаток разгонного устройства: в процессе испытания автомата безопасности повышение частоты вращения турбины не контролируется регулятором, который этим устройством выключается из работы.

4.3.18. К недостаткам самого регулятора частоты вращения следует отнести малую перестановочную силу, которая в выполненной конструкции составляет всего 120 Н. Для того, чтобы нечувствительность регулятора была не больше половины нечувствительности всей САР, принятой $0,002n_0$, сила трения при степени неравномерности $\delta=0,05$ не должна превышать 2,4 Н.

4.3.19. В конструкции регулятора использованы известные способы уменьшения сил трения: разгрузочные канавки на золотнике, высокие твердость и чистота обработки поверхностей трущихся пар и, наконец, вращение золотника. Тем не менее опыт эксплуатации этих регуляторов показал, что для нормальной их работы требуется очень тщательная очистка масла от механических примесей и шлама. В противном случае могут наблюдаться последствия повышенной нечувствительности регулятора: качания частоты вращения на холостом ходу, затруднения в синхронизации генератора с сетью, броски мощности при изменении задания через МУТ.

4.3.20. На Балаковской АЭС в настоящее время оставлены вращающимися золотник регулятора частоты вращения и золотники ЭГП. Сопла для вращения отсечных золотников заглушены. Это сделано потому, что механические примеси, остающиеся в масле несмотря на тщательную фильтрацию щелевыми самоочищающимися фильтрами, приводят к появлению надиров и канавок в трущихся вращающихся парах, к перетечкам масла.

4.3.21. При работе САРЗ в режиме ЭГСП или в основном варианте режима ГСП регулятор частоты (МУТ) выведен из работы и должен находиться на механическом упоре «Прибавить». Перевод регулятора частоты в это положение необходимо выполнять по месту воздействием на маховик МУТ вручную. Маховик МУТ после перевода до механического упора «Прибавить» должен быть опломбирован способом, не препятствующим вращению маховика МУТ от электродвигателя.

Примечание.

Выведенный из работы перемещением на упор «Прибавить» регулятор частоты не воздействует на линии управления ГСМ; все окна слива масла из линий управления № 1, 2 ГСМ полностью закрыты (за исключением случая повышения оборотов ротора ТА более 1540 об/мин).

4.3.22. Регулятор частоты обеспечивает при работе САРЗ в неосновном варианте режима ГСП следующие режимы работы:

- 1) пуск и поддержание оборотов, начиная с 400 об/мин;
- 2) установка и изменение заданной нагрузки.

4.3.23. Управляющие команды на регулятор частоты могут поступать по двум входам – электрическому от двигателя МЭО SE61D01 и вручную от маховика по месту.

4.3.24. Передача команд на РК производится перемещением золотника регулятора частоты при развороте турбины от «0,0» до «1430» об/мин и перемещением подвижной буксы РС при развороте от «1430» до «1500» об/мин и изменении мощности. Указатель положения МУТ на панели НУ26 БЩУ (0-100 %) отражает положение только подвижной буксы РС и начинает перемещаться после вступления в работу буксы, то есть при оборотах ротора ТА более 1430 об/мин и далее вплоть до номинальной нагрузки ТГ.

4.3.25. Концевой выключатель, останавливающий электродвигатель МЭО в положении «Прибавить до упора», а также датчик указателя положения МУТ имеют привод от штока буксы и должны настраиваться после каждой разборки РС.

4.3.26. Под верхним съемным стеклом регулятора частоты расположены механические указатели положения подвижной буксы (диаметром 15,0 мм) и золотника (диаметром 4,0 мм). Выступление указателя положения золотника РС из указателя положения буксы (разность положений по высоте) соответствует реальному значению открытия рабочих окон регулятора частоты, сливающих масло из линий управления ГСМ.

4.3.27. Электрогидравлический преобразователь ЭГСР обеспечивает передачу сигналов, сформированных в электронной управляющей части ЭГСР, в исполнительную гидравлическую часть системы. ЭГП состоит из электромеханического преобразователя и гидромеханического усилителя типа «сопло-заслонка».

4.3.28. В электромеханическом преобразователе (рис. 4.3.3) входной электрический токовый сигнал преобразуется в механическое перемещение штока ЭМП.

4.3.29. В кольцевом зазоре магнитной системы ЭМП, образованной корпусом (2) и сердечником (4), обмоткой подмагничивания (3), создается постоянное магнитное поле. В нем помещена динамическая катушка (6), на которую подается электрический сигнал. В результате взаимодействия постоянного тока, протекающего в катушке, с постоянным магнитным полем она перемещается вниз или вверх в зависимости от направления тока. Это перемещение при неизменных параметрах динамической катушки и магнитной индукции в воздушном зазоре пропорционально протекающему в катушке току.

4.3.30. Динамическая катушка подвешена на плоских пружинах (1), (7) и через шток (5) и муфту жестко связана с золотником ЭГП.

4.3.31. При потере питания обмотки подмагничивания в динамической катушке индуцируется ток, вызывающий перемещение штока ЭМП в направлении закрытия регулирующих клапанов турбины. Для предотвращения ложного закрытия клапанов параллельно обмотке подмагничивания установлен диод (8), который шунтирует отрицательную противоЭДС, возникающую в этом случае на выводах обмотки подмагничивания.

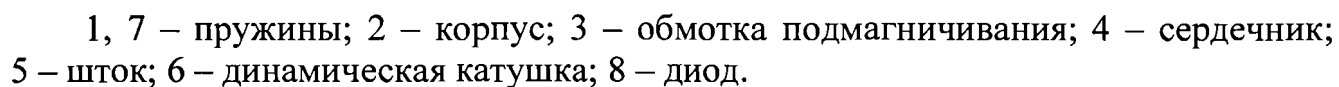
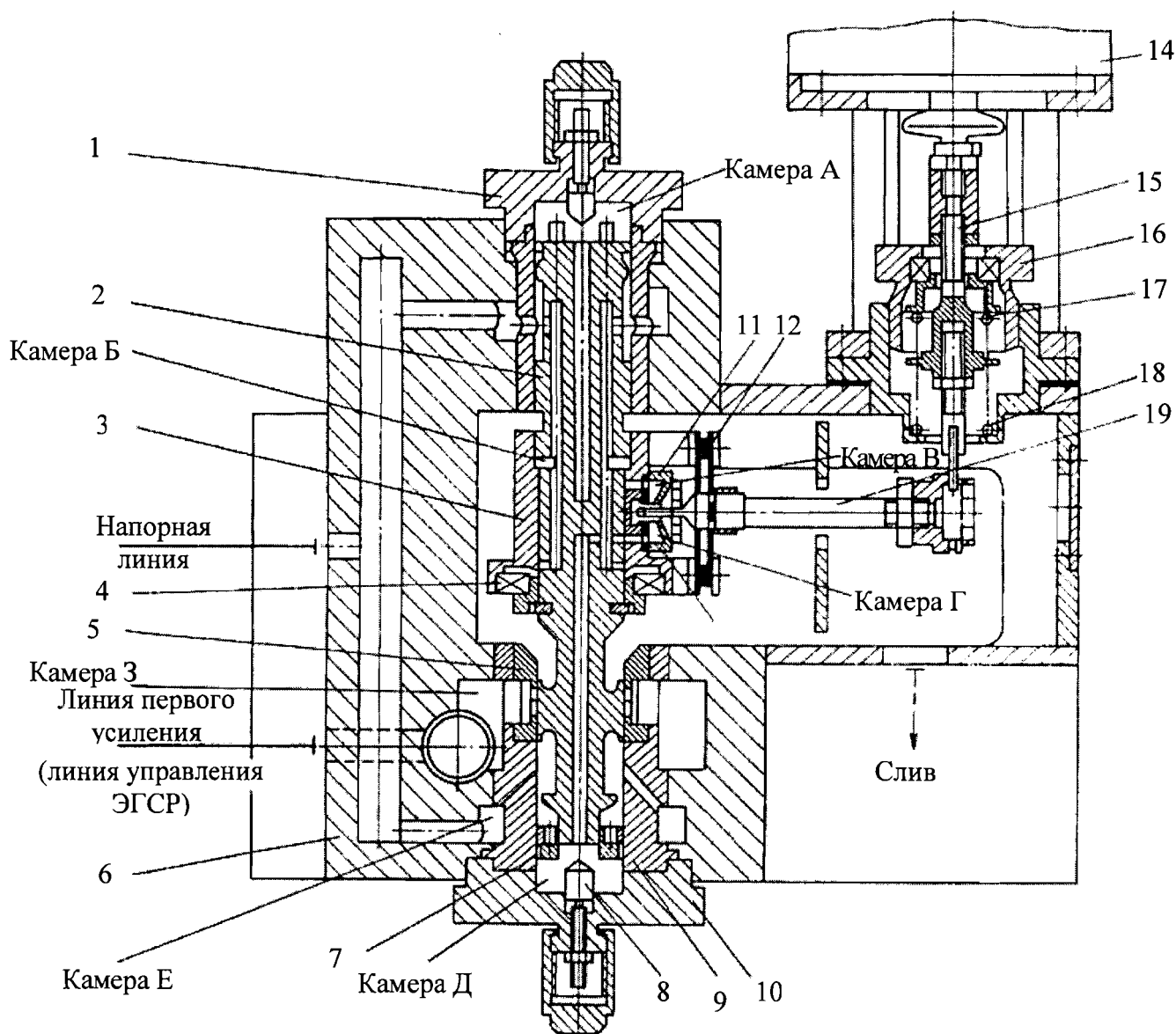


Рисунок 4.3.3 – Электромеханический преобразователь

4.3.32. В электрогидравлическом преобразователе (рис. 4.3.4) перемещение штока ЭМП приводит к изменению слива из линии 1-го усиления.

4.3.33. Золотник (2), на который действуют усилия с давления в камерах А и Д, находится в равновесии, когда давления равны. Масло в эти камеры подводится через сопла (7), выполненные на торцах золотника, а сливается через зазоры между соплами (11), (13) и лопаткой (19).



1 – верхняя крышка; 2 – золотник; 3 – корпус гидроуселителя; 4 – подшипник; 5 – вставка; 6 – корпус; 7 – сопла; 8 – упор; 9 – букса; 10 – нижняя крышка; 11, 13 – управляющие сопла; 12 – плоская пружина; 14 – ЭМП; 15 – шток; 16 – втулка; 17, 18 – пружины; 19 – лопатка.

Рисунок 4.3.4. – Электрогидравлический преобразователь

4.3.34. Золотник вставлен в корпус гидроуселителя (3) и прижат к нему через подшипник (4) давлением силового масла в камере Б. В корпусе (3) размещены сопла (11), (13), которые каналами связаны с камерами А и Д над золотником и под ним. Между соплами вставлена лопатка (19), управляющая своим плоским выступом сливами из камер А и Д. Лопатка с одной стороны прикреплена плоской пружиной (12) к корпусу сопел, а с другой – также через плоскую пружину к штоку (15), жестко связанному со штоком ЭМП (14).

4.3.35. Перемещение штока (15) зависит от электромагнитной силы, действующей на динамическую катушку ЭМП, и жесткости всех пружин. При смещении штока лопатка поворачивается в вертикальной плоскости на упругом шарнире, роль которого выполняет плоская пружина (12). Поворачиваясь, лопатка меняет слив из камер А и Д, а значит, и давления в них. Возникший на золотнике перепад давлений сместит золотник и связанный с ним корпус сопл в сторону камеры с меньшим давлением. Перемещение золотника будет продолжаться до тех пор, пока не исчезнет возникший перепад давлений. Так как равновесие золотника наступает при одних и тех же зазорах между золотником и лопаткой, а лопатка оперта через пружину на корпус (3), движущийся вместе с соплами, то лопатка из одного установившегося положения в другое перемещается параллельно самой себе. Следовательно, ход золотника в точности равен ходу штока (15), за которым золотник «следит».

4.3.36. В исходное положение шток и золотник при настройке ЭГП устанавливаются смещением резьбовой втулки (16). Ход золотника ограничен упорами (8), размещенными в крышках (1), (10).

4.3.37. Кольцевая камера З, соединенная с линией управления одним из главных сервомоторов, при смещении золотника (2) из среднего положения соединяется либо с силовой линией (камерой Е), либо с дренажом.

4.3.38. Золотники ЭГП при стационарной работе ТА находятся в положении минус 1 мм по механическому указателю положения.

4.3.39. Воздействие ЭГП на линию управления ГСМ организовано по точному принципу (ЭГП регулирует размер окна слива масла из линии управления).

4.3.40. Перемещение золотника ЭГП от среднего положения «минус 1,0 мм» вниз увеличивает слив масла из линии управления ГСМ в широких пределах, при этом реализуются режимы максимальной скорости закрытия РК и ЗР, в том числе при отработке форсирующих команд на закрытие РК и ЗР при выполнении режима «Сброс нагрузки».

4.3.41. Перемещение золотника ЭГП от среднего положения «минус 1,0 мм» вверх уменьшает слив масла из линии управления ГСМ и в ограниченных пределах может приводить к дополнительному открытию главных сервомоторов (в аварийных режимах при поступлении от ЭЧ ЭГСР ошибочной команды на полное открытие клапанов парораспределения. ГСМ реально могут открыться от текущего положения не более 80,0 мм, что соответствует увеличению электрической мощности не более 400 МВт).

4.3.42. Золотник ЭГП SE01,02S02 управляет каждый одной линией управления ГСМ (левой или правой стороны турбины соответственно), силовое масло для гидроусилителя получает из коллектора «20 кгс/см²».

4.3.43. ЭГП снабжены вентилями, позволяющими отключать механизм от маслосистемы. Любые действия с вентилями ЭГП при работающей турбине допускаются только по специальной программе, утвержденной главным инженером.

4.3.44. Механизм управления (МТР) (рис. 4.3.5) предназначен для формирования командных импульсов в гидравлической линии управления системы регулирования в статических режимах работы турбоустановки. Воздействие механизма токовой разгрузки на линию управления заключается в изменении расхода масла из этой линии в дренаж.

4.3.45. МТР-А,Б установлены на передней опоре турбины с помощью специального короба, служащего для приема потоков сливающегося масла и направления этих потоков в 1-ую опору.

4.3.46. Формирование величины импульса или степени изменения величины расхода рабочей жидкости из гидравлической линии управления происходит путем «перекачки» и съёма электрического управляющего сигнала с быстродействующего электрогидравлического преобразователя системы регулирования турбины.

4.3.47. Механизм управления состоит из гидравлической части, в состав которой входят корпус (5), подвижная букса (1), букса (2), шток (4), втулка (7), и управляющей части (6).

4.3.48. Управляющая часть или привод (6) в своем составе содержит МЭО и блок индукционных датчиков, служащих для контроля и выдачи информации о положении буксы при эксплуатации. Управляющая часть (6) аналогична приводу синхронизатора регулятора скорости.

4.3.49. Основными деталями механизма управления являются букса подвижная (1) и букса (2). Букса подвижная в нижней своей части имеет шесть сливных отверстий, объединенных внутренней и наружной кольцевыми проточками.

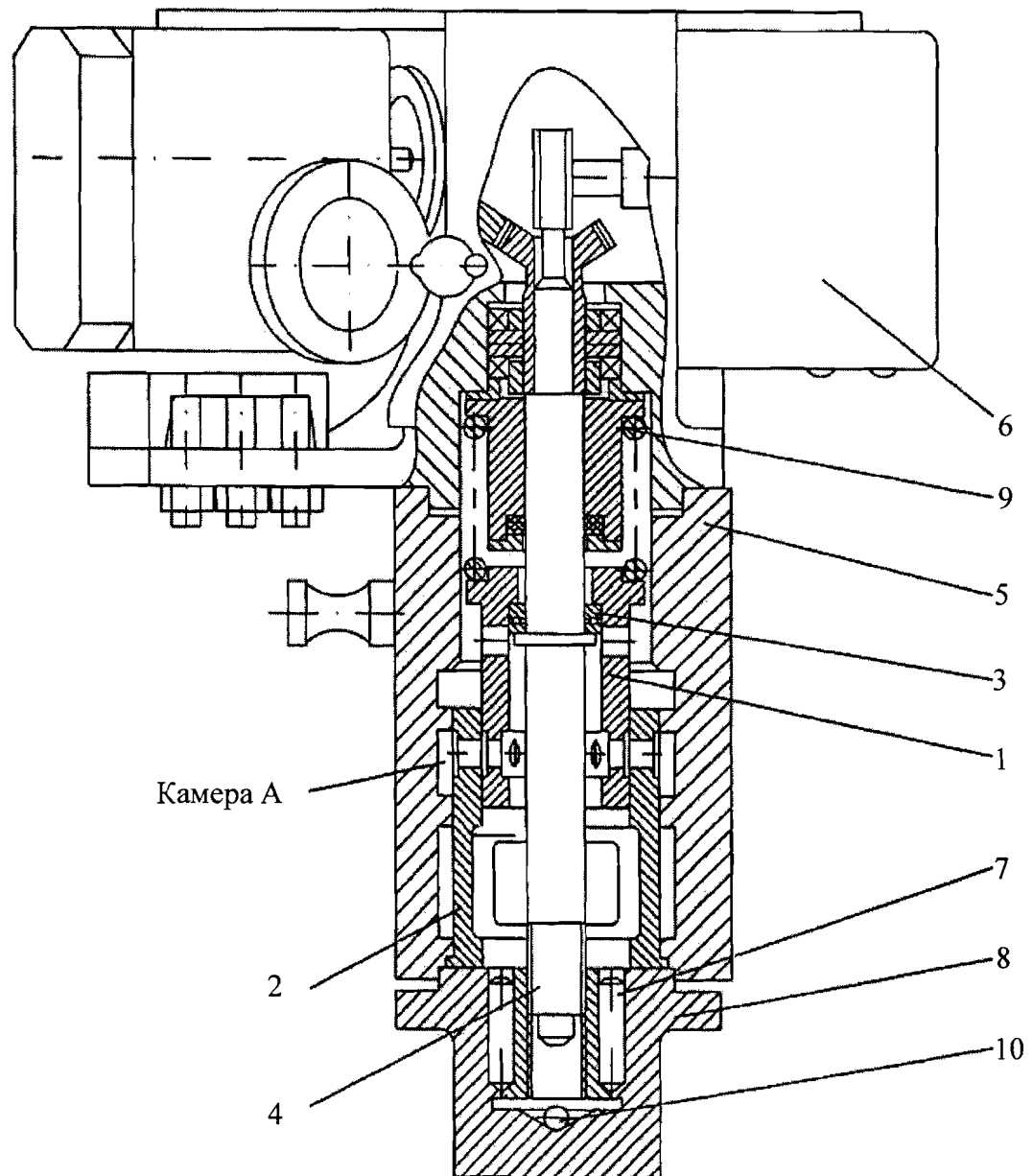
4.3.50. Букса подвижная (1) опирается на шток (4) через шарикоподшипник (3), установленный в расточке буксы.

4.3.51. Букса (2) установлена неподвижно в корпусе (5) и имеет в верхней части два диаметрально противоположных окна прямоугольной формы.

4.3.52. Взаимное расположение буксы подвижной (1) и буксы (2) определяет степень открытия окон буксы (2). Положение подвижной буксы (1) определяется положением штока (4), связанного через шпоночное соединение и коническое шестеренчатое соединение с приводом (6). Привод в своем составе имеет МЭО, передающий вращение своего ротора на шток (4).

4.3.53. В нижней части штока (4) имеется резьбовой хвостовик, который при вращении штока ввинчивается или вывинчивается из втулки (7) и тем самым изменяет осевое положение штока. Втулка (7) закреплена в нижней крышке (8). Верхняя часть штока имеет кольцевую нарезку, служащую для преобразования осевого перемещения штока (4) во вращательное движение валика датчика положения привода (6).

4.3.54. Подвижная букса (1), управляющая величиной открытия окон в буксе (2), перемещается вверх и вниз штоком (4); силовое замыкание на шарикоподшипнике (3) осуществляется пружиной сжатия (9). Направление перемещения штока зависит от направления вращения привода (6).



1 – подвижная букса; 2 – букса; 3 – шарикоподшипник; 4 – шток; 5 – корпус; 6 – управляющая часть; 7 – втулка; 8 – нижняя крышка; 9 – пружина сжатия; 10 – шарик.

Рисунок 4.3.5 – Механизм управления (механизм токовой разгрузки)

4.3.55. Механический ход штока (4) между его верхним и нижним упорами не менее 20 мм. Нижнее положение штока определено шариком (10), исключаям затяжку резьбового соединения вблизи нижнего упора.

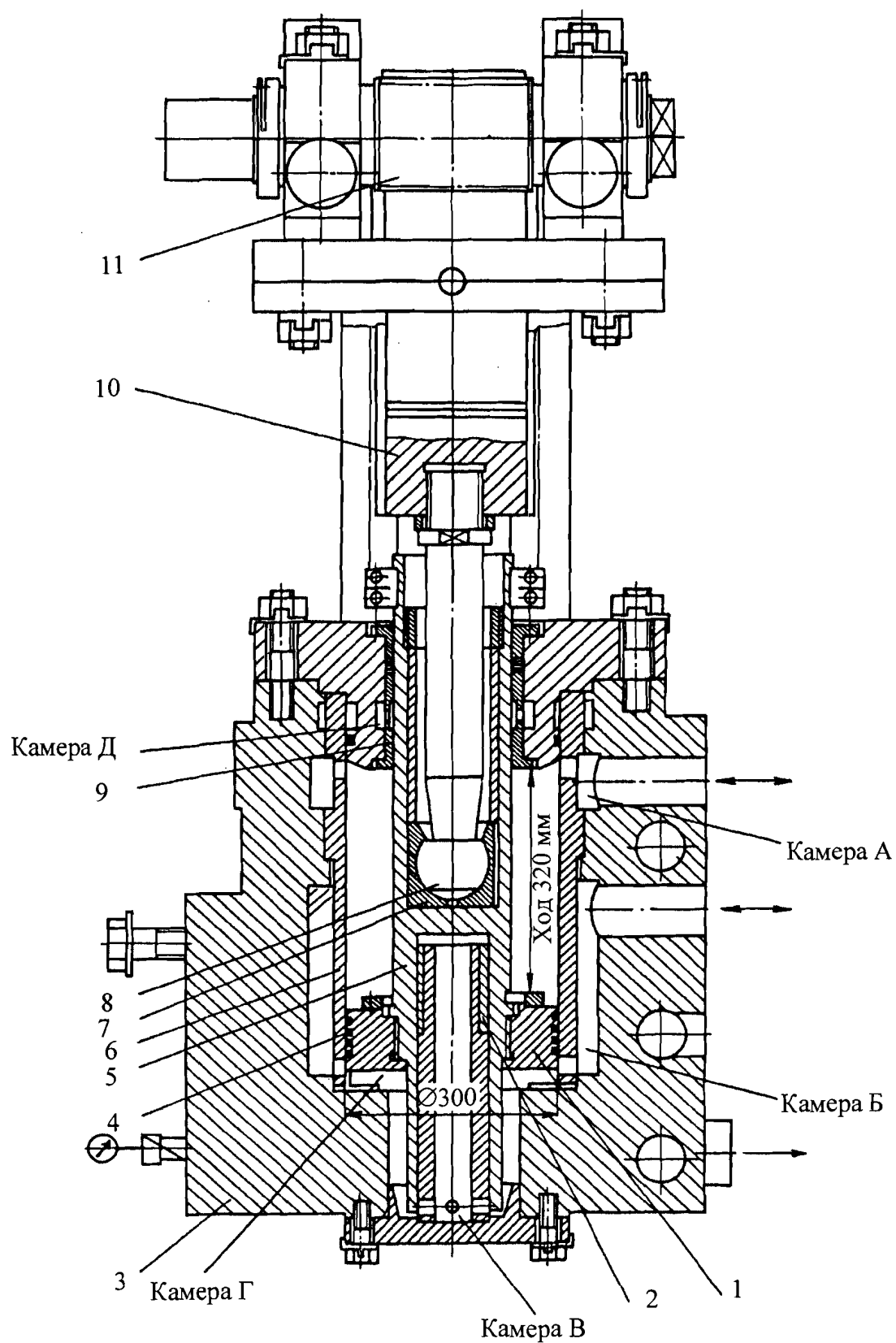
4.3.56. Рабочая жидкость подводится к механизму управления через фланцевое соединение, проходит через рабочие окна в буксах и сливается через отверстие в корпусе (5) в дренаж. Ширина окон слива масла из линии управления 6,0 мм (два окна слива в каждом МТР), высота этих окон 17,0 мм. Для организации равномерного подвода рабочей жидкости к рабочим окнам неподвижной буксы в корпусе выполнена кольцевая камера «А».

4.3.57. Главный сервомотор – это силовой орган для перемещения регулирующих клапанов SE11,12,13,14S02. ГСМ двустороннего типа, без пружин. Механическое усилие на штоке ГСМ создается давлением масла, которое подводится отсечным золотником в камеры над и под поршнем ГСМ из коллектора «40 кгс/см²». Информация о положении ГСМ для ЭГСП (обратная связь) формируется тремя электрическими датчиками положения типа МСП-4-330-3, соединенными с выходным штоком.

4.3.58. В качестве главного сервомотора, перемещающего регулирующие клапаны, применен двухсторонний сервомотор (рис. 4.3.6). Корпус (3) сервомотора установлен на раме кулачкового распределительного устройства. Поршень (1), уплотненный упругими разрезными чугунными кольцами (4), перемещается в рубашке (6). Движение поршня, закрепленного на стакане (5), направляется двумя бронзовыми втулками (2) и (9). Шток (8), соединенный с поршнем через шаровую опору (7), связан с зубчатой рейкой (10), которая через шестерню (11) поворачивает кулачковый вал распределительного устройства.

4.3.59. Силовое масло в зависимости от направления смещения отсечного золотника из среднего положения поступает в одну из рабочих полостей сервомотора в камеру А или камеру Б. Если масло поступает в камеру А, то камера Б соединяется с дренажом и наоборот. Перепад давлений, действующих на поршень возрастает, и он перемещается либо вниз на закрытие регулирующих клапанов, либо вверх на открытие. В последнем случае давление масла воздействует на всю площадь поверхности поршня. По мере приближения поршня к нижнему упору его ход замедляется прикрытием слива масла из камер Г и В.

4.3.60. Масло протечек из камеры Д направляется в общую камеру вокруг корпуса, откуда оно отводится в дренажный коллектор. В эту же камеру сливается масло из отсечного золотника и механизма обратной связи.



1 – поршень; 2, 9 – направляющие втулки; 3 – корпус; 4 – уплотнительное кольцо; 5 – стакан; 6 – рубашка; 7 – шаровая опора; 8 – шток; 10 – зубчатая рейка; 11 – шестерня.

Рисунок 4.3.6 – Главный сервомотор

4.3.61. Отсечной золотник (рис. 4.3.7) управляет главным сервомотором по командам регуляторов ЭГСР или ГСР. Командным параметром для отсечного золотника является давление в линии управления ГСМ.

4.3.62. На дифференциальный поршень отсечного золотника (2), который перемещается в буксе (1), снизу действует давление в силовой линии высокого давления (в камере В), а сверху – давление в камере А.

4.3.63. Золотник находится в равновесии при соотношении этих давлений 4:1. Камера А соединяется с объединенными линиями управления ЭГСР и ГСР. Изменение давления в управляющей линии нарушает равновесие золотника и приводит к его смещению.

4.3.64. На установившихся режимах отсечной золотник (2) занимает среднее положение, в котором он своими бочками (6), (7), (8) перекрывает подводы силового масла высокого давления в рабочие полости сервомотора и сливы из них. В этом положении золотника его бочка (9) перекрывает слив из линии управления заслонками промперегрева (камеры З), не препятствуя подводу в эту камеру масла из коллектора пониженного давления (камеры Ж).

4.3.65. При смещении золотника из среднего положения вниз силовое масло высокого давления поступит через камеру Е в полость под поршнем главного сервомотора, а полость над поршнем через камеру Г соединится с дренажом (камерой Д). Если золотник сместится вверх, то камера Г соединится с силовой линией, а камера Е – с дренажом. В обоих случаях изменится перепад давлений, действующий на поршень сервомотора, что вызовет его перемещение соответственно на открытие или закрытие регулирующих клапанов до тех пор, пока обратная связь по положению сервомотора не вернет отсечной золотник в исходное среднее положение.

4.3.66. Для повышения устойчивости регулирования предусмотрена обратная связь по положению золотника, которая осуществляется изменением проходного сечения окон самовыключения 5, через которые силовое масло высокого давления подводится в линию управления ГСР, или по сигналу индукционного датчика 10 положения золотника, если турбина управляется ЭГСР.

4.3.67. При значительном смещении отсечного золотника из среднего положения вверх, например, при сбросе нагрузки, подвод масла пониженного давления в линию управления заслонками промперегрева (камеру З) отсекается и она соединяется с дренажом.

4.3.68. В нижней части золотника выполнены последовательно три дренажные камеры, чтобы исключить подпор в камере И и замасливание датчика положения золотника.

4.3.69. Для уменьшения сил трения и, тем самым, нечувствительности золотника на всех его бочках, разделяющих камеры с разными давлениями, выполнены разгрузочные канавки, выравнивающие давления по окружности золотника.

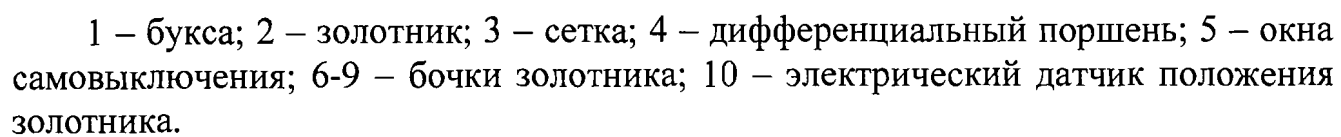


Рисунок 4.3.7 – Отсечной золотник

4.3.70. Чтобы не допустить воздействий на сервомотор высокочастотных колебаний золотника, отсечные кромки последнего выполняются с перекрышей, в пределах которой протачивается обнизка глубиной 0,25 мм, не доходящая до кольцевой проточки в буксе на 0,5 мм. Для уменьшения пульсаций золотника в камере А установлена сетка (3).

4.3.71. Отсечной золотник имеет ход 20 мм от верхнего упора («Убавить») до нижнего упора («Прибавить»). Ход отсечного золотника от верхнего упора до положения «отсечки» равен 15 мм. Открытие регулирующих заслонок происходит за $4,5 \pm 0,5$ мм до положения «Отсечка» при движении отсечного золотника на «Прибавить» из положения «Верхний упор».

4.3.72. Отсечной золотник изготавливается из стали 30Х13, а его букса – из стали 25Х1МФ.

4.3.73. Механизм обратной связи (рис. 4.3.8) формирует электрический и гидравлический сигналы обратной связи по положению главного сервомотора.

4.3.74. Корпус (2) механизма крепится к корпусу сервомотора. Со штоком сервомотора соединен рычаг (9), с которым связаны шток (15) индукционного датчика (16) положения сервомотора, и конус 3 гидравлической обратной связи через держатель (5) и стакан (12). Для снижения требований к соосности перемещений штока сервомотора, держателя и штока датчика крепление последних с рычагом выполнено с силовым замыканием пружинами (11) и (13).

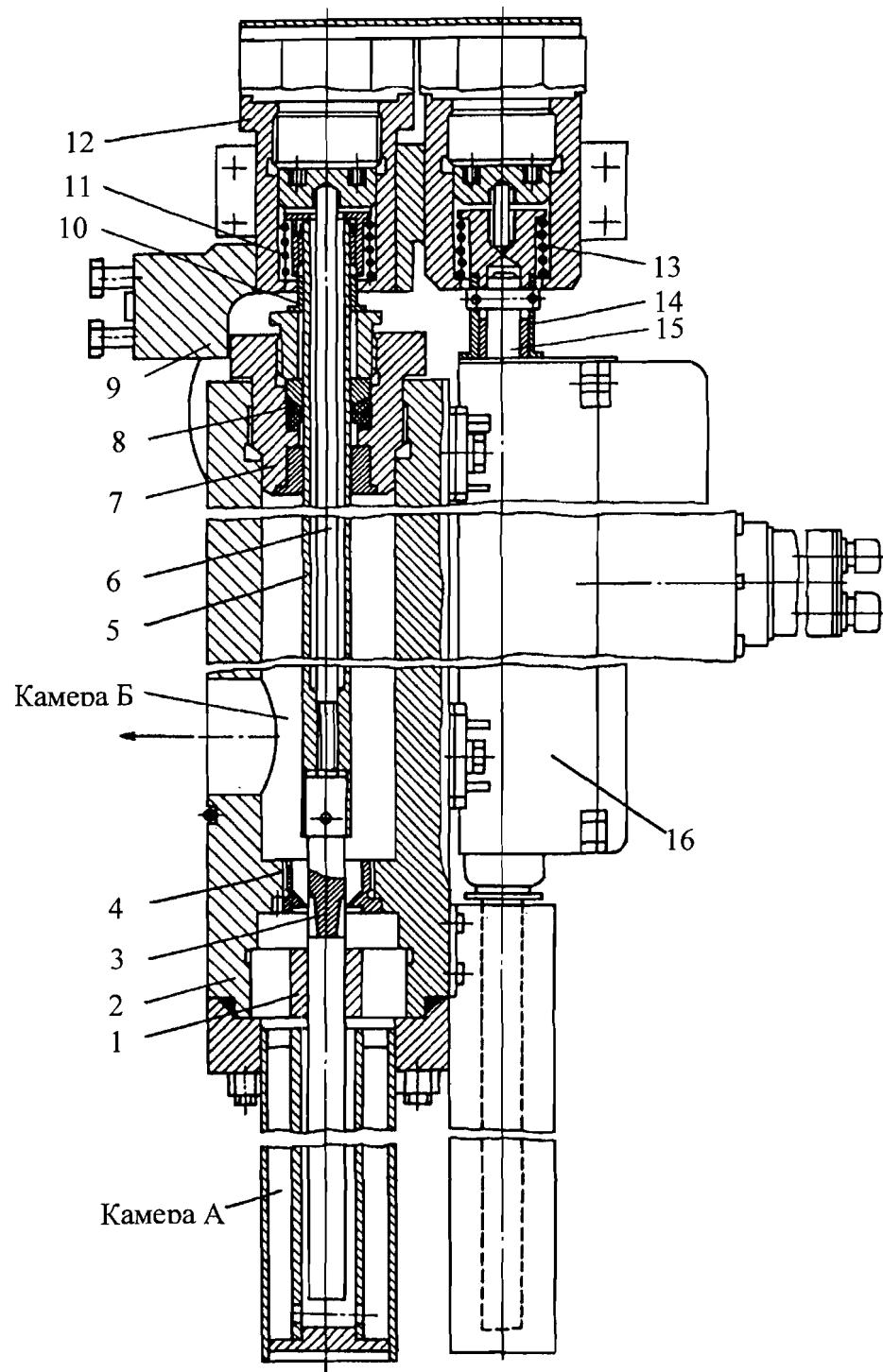
4.3.75. Корпус (7), в котором кольцами (8) уплотнен держатель, и втулка (1) являются направляющими. Для устранения перекосов при движении конуса усилие на него передается через стержень (6).

4.3.76. Втулки (10) и (14) устанавливаются только на время сборки для устранения перекосов соединений механизма обратной связи и обеспечения необходимых зазоров.

4.3.77. Масло из управляющей линии ГСР, поступающее в камеру А, через кольцевой зазор между конусом (3) и диафрагмой (4) сливается в дренажную камеру Б. Изменение площади сечения этого зазора и формирует гидравлический сигнал обратной связи.

4.3.78. К корпусу механизма обратной связи присоединены датчик перемещения сервомотора и конечный выключатель, которые предназначены для передачи на БЩУ информации о текущем положении сервомотора и о его полном закрытии. Последний сигнал используется также в цепях защиты.

4.3.79. При работе САРЗ в дополнительном варианте режима ГСР механизм обратной связи ГСМ обеспечивает следующее соотношение: при изменении оборотов турбины на 75 об/мин главный сервомотор смещается на 200 мм (от положения холостого хода турбины до положения номинальной нагрузки).



1, 10, 14 – направляющие втулки; 2 – корпус; 3 – конус обратной связи; 4 – диафрагма; 5 – держатель; 6 – стержень; 7 – корпус держателя; 8 – уплотняющее кольцо; 9 – рычаг; 11, 13 – пружины; 12 – стакан; 15 – шток датчика положения; 16 – датчик положения.

Рисунок 4.3.8 – Механизм обратной связи

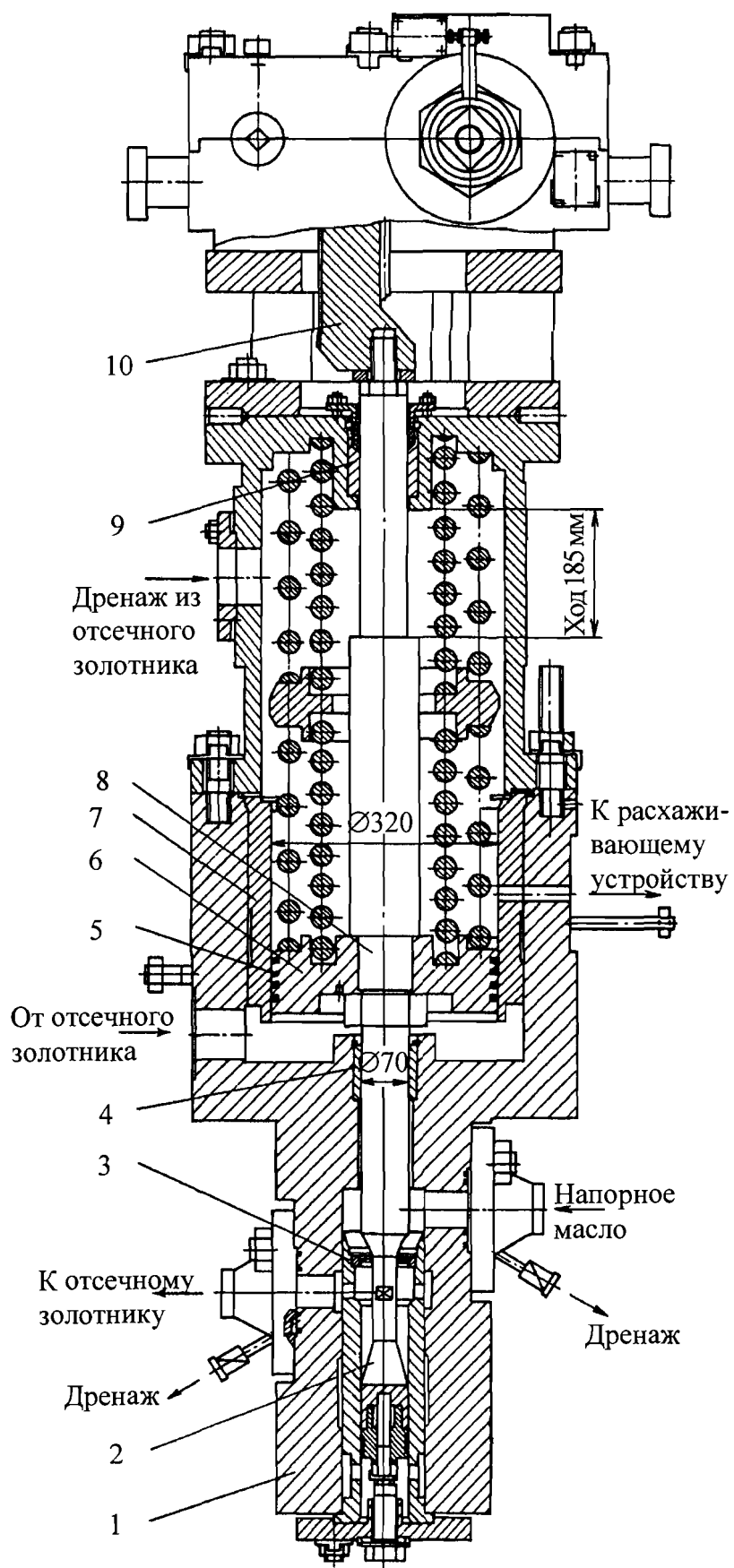
4.3.80. Односторонний сервомотор привода регулирующей заслонки пром-перегрева (рис. 4.3.9) выполнен двухпозиционным, без обратной связи с отсечным золотником. Он открывается под воздействием на поршень силового масла высокого давления, а закрывается под действием пружин, сжатых при его подъеме.

4.3.81. Корпус (1) сервомотора закреплен на опоре заслонки. В корпус запрессована рубашка (7), в которой перемещается поршень (6), уплотненный разрезными чугунными кольцами (5). Движение штока (8), на котором гайкой закреплен поршень, направляется втулками (4) и (9). Шток соединен с зубчатой рейкой (10), поворачивающей через шестерню вал заслонки.

4.3.82. Для расхаживания сервомотора на неполный рабочий ход в рубашке выполнены отверстия.

4.3.83. При движении поршня сервомотора на закрытие масло из-под поршня сливается через отсечной золотник в полость, где находятся пружины. Этим повышается быстродействие сервомотора, так как сопротивление сливных маслопроводов, отходящих от сервомотора, не будет сказываться на скорости движения поршня.

4.3.84. Напротив, скорость движения поршня на последнем участке его хода на открытие специально замедляется ограничением поступления силового масла под поршень через уменьшающийся кольцевой зазор между конусом и диафрагмой. Это замедление снижает расход масла в переходном процессе, не сказываясь на его характере, так как расход пара через заслонку на этом участке ее хода меняется мало.



1 – корпус; 2 – конус; 3 – диафрагма; 4, 9 – направляющие втулки; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – поршень; 7 – рубашка; 8 – шток; 10 – зубчатая рейка.

Рис. 4.3.9 – Сервомотор регулирующей заслонки

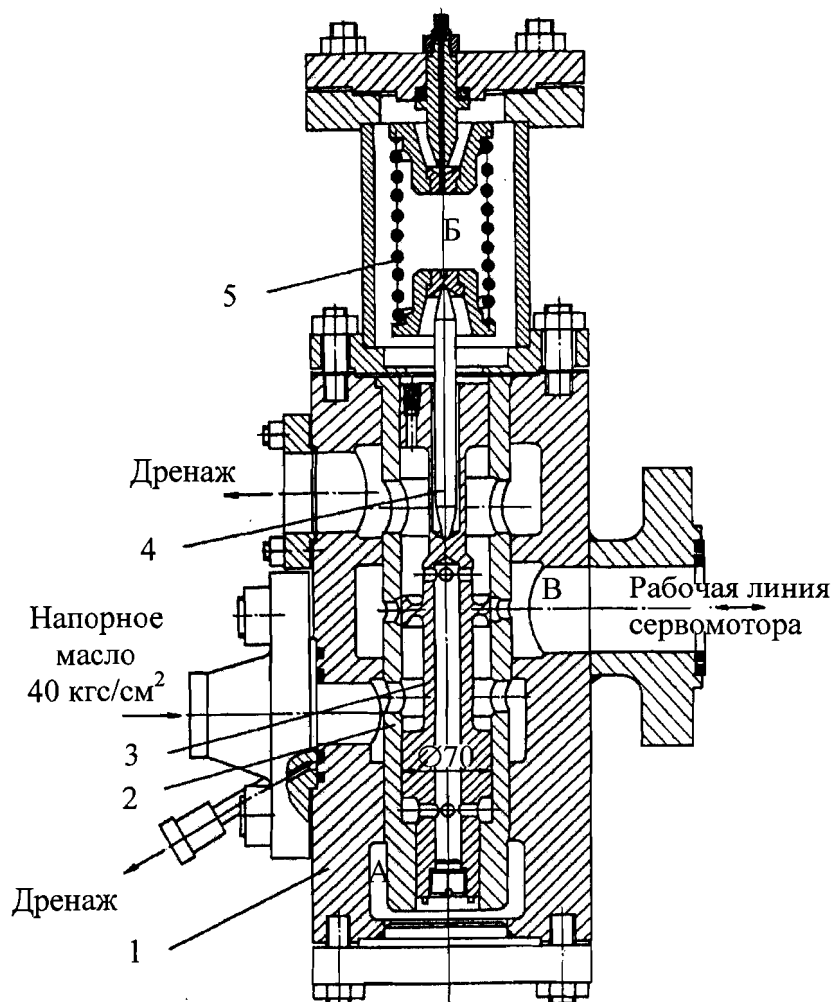
4.3.85. Отсечной золотник сервомотора регулирующей заслонки (3) (рис. 5.31) перемещается в буксе (2), запрессованной в корпус (1). На его нижний торец действует давление в управляющей линии, подведенной в камеру А от отсечного золотника главного сервомотора. Это усилие уравнивается пружиной (5). Чтобы уменьшить перекашивающий момент, действующий на золотник, усилие от пружины передается на него через иглу (4).

4.3.86. На установившихся режимах работы управляющая линия связана с коллектором пониженного давления и золотник находится на верхнем упоре. При этом он своим средним поршеньком открывает подвод силового масла высокого давления под поршень сервомотора, который полностью открывает заслонку.

4.3.87. При сбросах нагрузки давление в управляющей линии падает до нуля, золотник перемещается на нижний упор, отсекая подвод силового масла в полость под поршнем сервомотора и соединяя ее с дренажом. Под действием пружин сервомотор быстро закрывает заслонку.

4.3.88. При расхождении сервомотора камера Б, где расположена пружина золотника, соединяется с рабочей полостью сервомотора В. Золотник снимается с верхнего упора и управляет движением сервомотора до полного закрытия поршнем отверстий в рубашке.

4.3.89. Отсечной золотник и его букса изготавливаются из стали 30Х13.



1 – корпус; 2 – букса; 3 – золотник; 4 – игла; 5 – пружина.

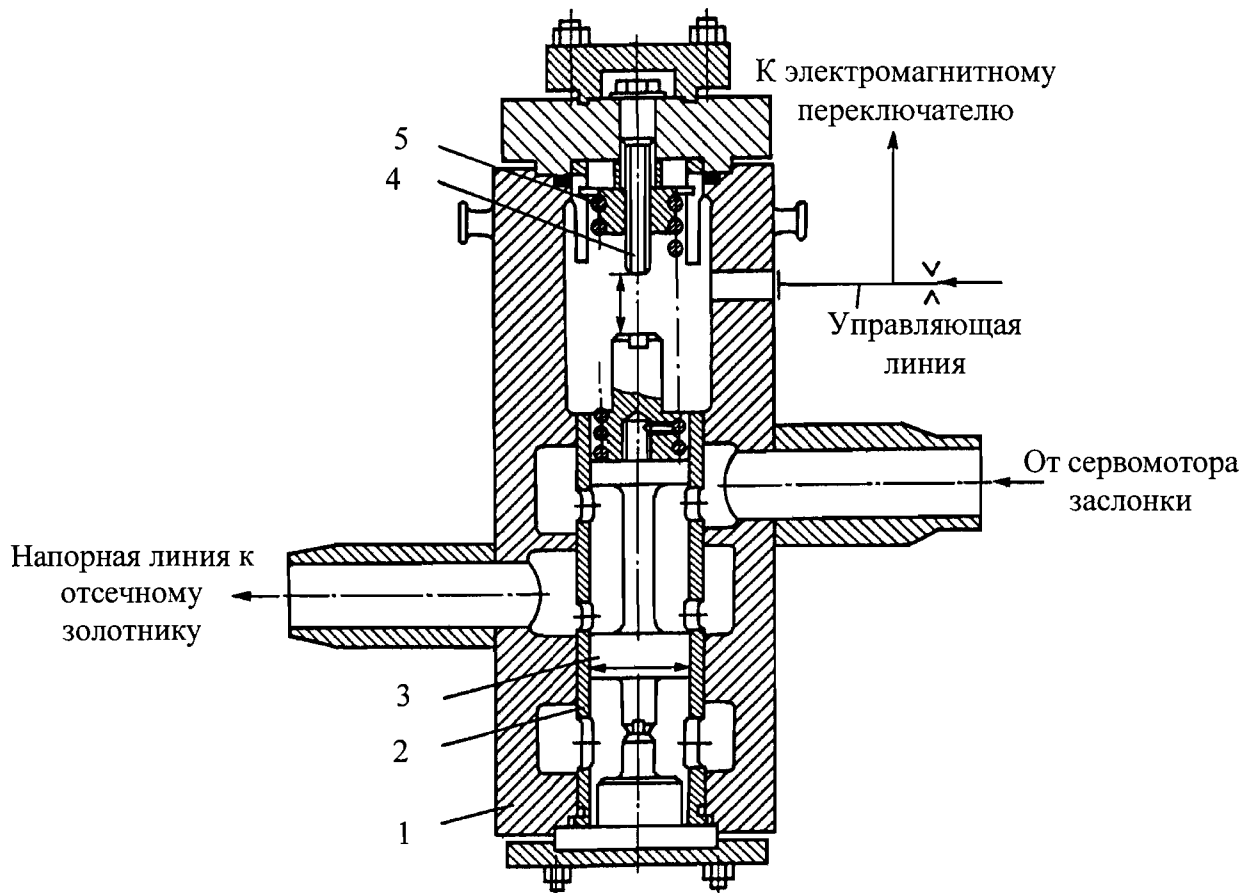
Рисунок 4.3.10 – Отсечной золотник сервомотора регулирующей заслонки

4.3.90. Устройство переключения скорости открытия регулирующей заслонки промперегрева (рис. 4.3.11) представляет собой двухпозиционный золотник (3), который перемещается в буксе (2), запрессованной в корпус (1). На золотнике закреплена пружина растяжения (5), натяжение которой можно изменить винтом (4).

4.3.91. Управляющая линия, питаемая через дроссель из коллектора пониженного давления масла, подведена в камеру А. Под действием этого давления золотник находится на нижнем упоре, и силовое масло, пройдя кольцевой зазор между конусом и диафрагмой в сервомоторе заслонки, подводится к отсечному золотнику сервомотора через устройство переключения. В этом случае скорость открытия заслонки сервомотором будет наибольшей.

4.3.92. Когда электромагнитный переключатель соединяет управляющую линию (камеру А) с дренажом, давление в ней падает до нуля. Золотник под действием пружины перемещается на полный ход до верхнего упора и перекрывает основной подвод силового масла к отсечному золотнику заслонки через устройство переключения. Теперь силовое масло к отсечному золотнику будет поступать по байпасной линии с ограничительной диафрагмой и скорость открытия заслонки существенно снизится.

4.3.93. Золотник устройства переключения изготавливается из стали 30Х13, а его букса – из стали 25Х1МФ.

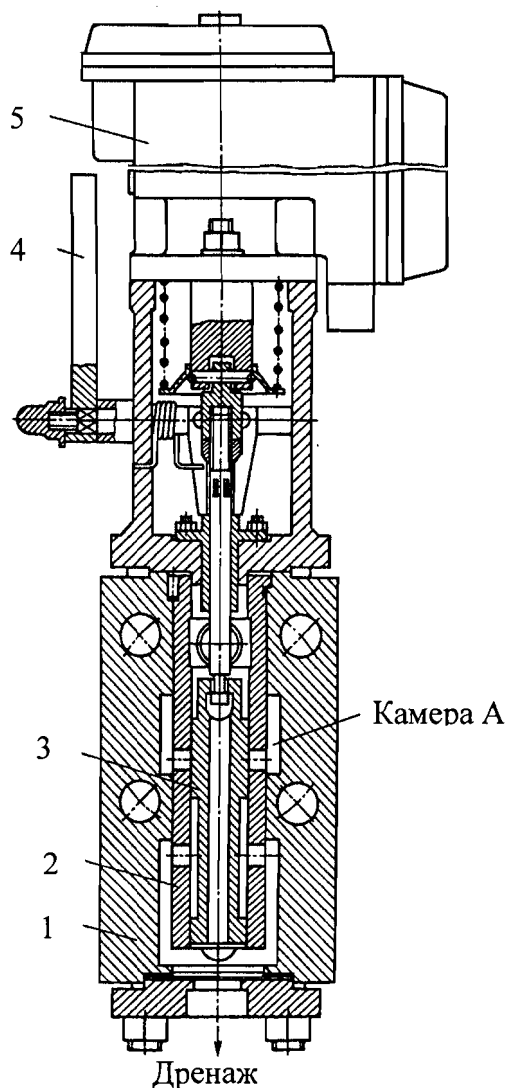


1 – корпус; 2 – букса; 3 – золотник; 4 – регулировочный винт; 5 – пружина.

Рисунок 4.3.11 – Устройство переключения скорости открытия регулирующей заслонки

4.3.94. Расхаживающее устройство (рис. 4.3.12) предназначено для расхаживания сервомотора заслонки на часть хода. В рабочем положении золотник (3) перекрывает верхние окна в буксе (2), которые сообщаются с рабочей полостью сервомотора через камеру А. Для расхаживания сервомотора нужно подачей импульса на электромагнит (5) или по месту рукояткой (4) переместить золотник вверх. Через нижние окна в буксе масло поступит к отсечному золотнику, который, сместившись к своему среднему положению, настолько уменьшит давление под поршнем сервомотора, что он переместится вниз до полного закрытия отверстий в рубашке. Подача напряжения на электромагнит переключающего устройства не реализована. Расхаживание сервомотора производится только вручную воздействием на рукоятку.

4.3.95. Золотники и буксы расхаживающего устройства изготавливаются из стали 30Х13.



1 – корпус; 2 – букса; 3 – золотник; 4 – рукоятка; 5 – электромагнит.

Рисунок 4.3.12 – Расхаживающее устройство

4.4. Элементы системы защиты

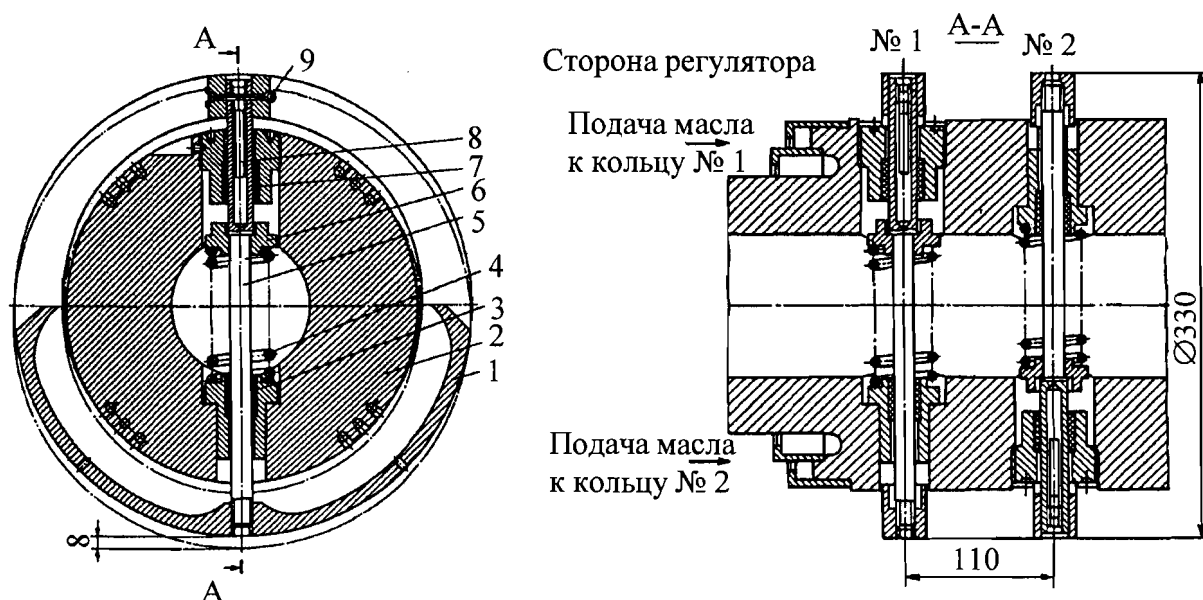
4.4.1. Автомат безопасности (рис. 4.2.1) с двумя кольцевыми бойками (1) располагается на переднем конце вала (2) турбины. С каждым кольцевым бойком резьбой жестко соединен штифт (5), направляемый фторопластовыми втулками (3) и (7). В поперечной расточке вала находится пружина (4), которая через тарелку (6) и штифт (5) прижимает кольцо к валу.

4.4.2. Центр масс кольца и связанных с ним подвижных деталей (штифта, пружины, тарелки пружины, регулировочного винта (8)) смещен относительно оси ротора в направлении возможного движения кольца. Благодаря этому при вращении на кольцо действует равнодействующая центробежных сил, стремящаяся преодолеть натяжение пружины, которое регулируется таким образом, чтобы срабатывание (выбивание) кольца произошло при частоте вращения $n=(1,11-1,12)n_0$. Для повышения надежности защиты автомат безопасности выполнен астатичным. В этом случае, как только кольцо начнет двигаться, приращение центробежной силы будет превышать приращение натяжения пружины, что гарантирует движение кольца до упора. После срабатывания внешняя поверхность кольца становится эксцентричной по отношению к оси ротора, что приводит к удару кольца по рычагу соответствующего золотника автомата безопасности, перемещение которого вызывает быстрое закрытие всех парозапорных органов турбины.

4.4.3. Уставка срабатывания автомата безопасности настраивается вращением штифта, меняющего натяжение пружины (грубая настройка), или перемещением внутри штифта регулировочного винта, изменяющего эксцентриситет центра масс кольца в сборе (тонкая настройка). После завершения настройки положения штифта и регулировочного винта относительно кольца фиксируются шплинтом (9) с шагом 90° . При повороте стержня на 90° частота вращения, при которой срабатывает автомат безопасности, изменяется примерно на 30 об/мин.

4.4.4. При нормальных эксплуатационных режимах элементы системы защиты неподвижны, и поэтому нет твердой уверенности в их надежной работе при возникновении аварийной ситуации. Отсюда вытекает необходимость периодической проверки работоспособности всего канала защиты – от первичных датчиков (автомата безопасности) до исполнительных механизмов (сервомоторов стопорных клапанов).

4.4.5. Наиболее надежной является проверка системы защиты турбины от разгона повышением частоты вращения. Такая проверка по СТО 1.1.1.01.0678-2007 обязательна после монтажа турбины, перед испытанием системы регулирования на сброс нагрузки с отключением генератора от сети, после длительного (более 30 суток) простоя, после разборки автомата безопасности. Для испытания турбина должна быть разгружена и отключена от сети.



1 – кольцевой боек; 2 – вал турбины; 3, 7 – втулки; 4 – пружина; 5 – штифт; 6 – тарелка; 8 – регулировочный винт; 9 – шплинт.

Рисунок 4.4.1 – Автомат безопасности

4.4.6. Хотя проверка защиты турбины разгоном проводится в условиях, максимально приближенных к тем, в которых она должна сработать, высокие напряжения в роторе от центробежных сил, возрастающие во время испытаний более чем на 20 %, отрицательно сказываются на надежности и сроке службы деталей ротора, ухудшают его вибрационное состояние. Поэтому СТО 1.1.1.01.0678-2007 допускает, кроме упомянутых выше случаев, периодические (не реже одного раза в четыре месяца) испытания защиты без увеличения частоты вращения, но с обязательной проверкой всей ее цепи. Они проводятся на холостом ходу или даже под нагрузкой.

4.4.7. Для испытания автомата безопасности без повышения частоты вращения в кольцах имеются камеры для масла, которое подводится к каждому кольцу отдельно. Попадая в камеру, масло смещает центр масс кольца. Результирующая центробежных сил, действующих на кольцо, получает приращение, и оно срабатывает при номинальной или даже более низкой частоте вращения. После прекращения подачи масла к кольцу камеры дренируются через отверстия малого диаметра.

4.4.8. Для возможности проведения испытания автомата безопасности под нагрузкой необходимо, чтобы под действием пружин кольца возвращались в исходное (рабочее) положение при частоте вращения, несколько большей номинальной. Восстанавливающая частота вращения рассматриваемого автомата безопасности составляет 1525-1530 об/мин.

4.4.9. Испытание колец при работе турбины под нагрузкой ведется поочередно, для чего испытуемое кольцо отключается от системы защиты. Во время испытания защита турбины от разгона осуществляется другим кольцом.

4.4.10. В золотниках автомата безопасности, показанных на рис. 4.4.2, механический импульс сработавшего кольца преобразуется в гидравлический сигнал импульсной линии защитных устройств, воздействующих на линии управления стопорными клапанами, а также регулирующими клапанами и поворотными заслонками промперегрева.

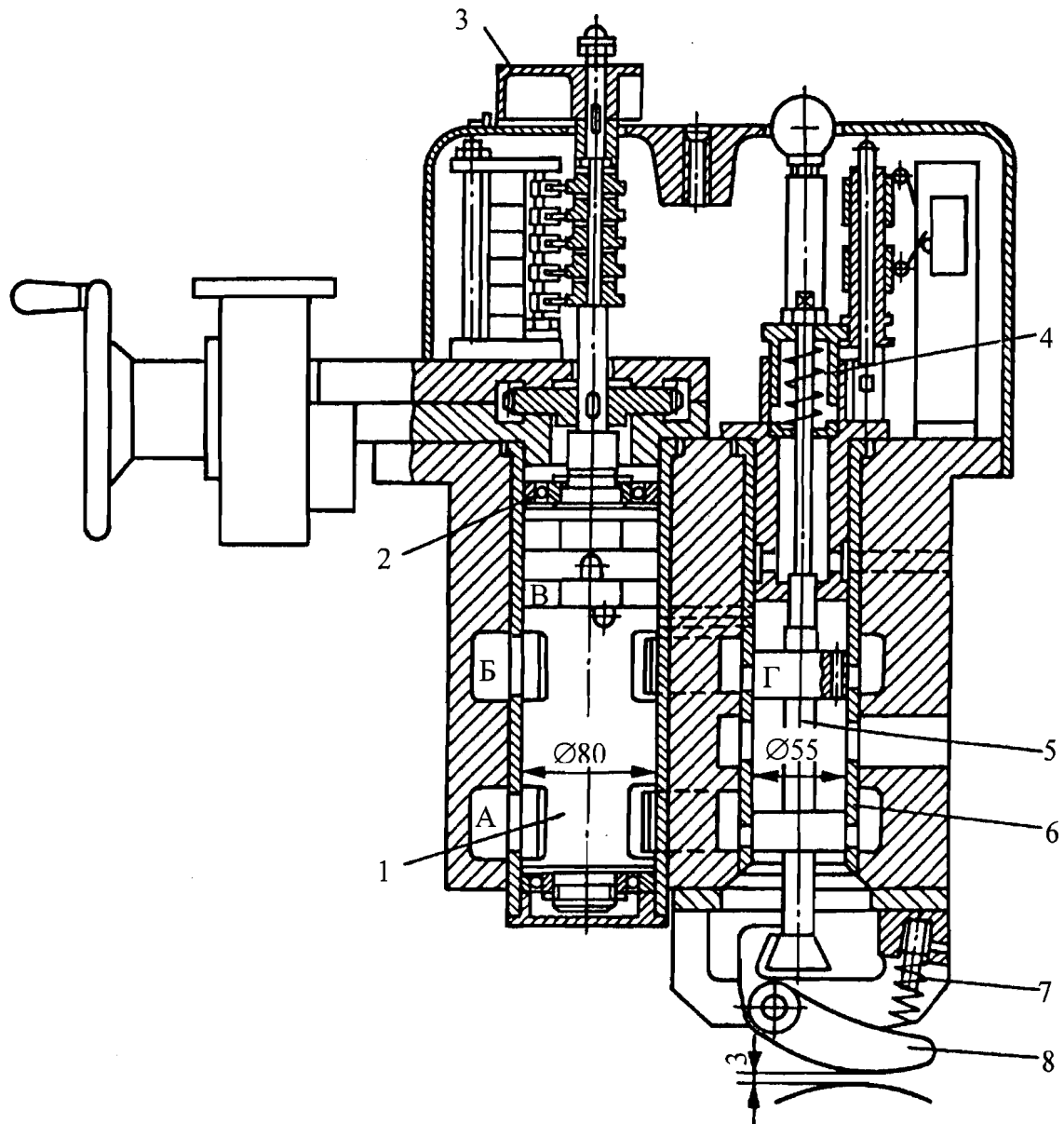
4.4.11. В камеру В подводится масло из силовой линии пониженного давления, а камеры А и Б соединены с импульсной линией защитных устройств. Золотники (5) могут занимать одно из двух положений: «взведен» или «выбит». В положении «взведен» каждый золотник удерживается своим рычагом (8), отжатым пружиной (7). При этом верхние и нижние окна в буксах (6), связанные через поворотный золотник (1) и каналы в корпусе с импульсной линией защитных устройств, будут закрыты золотниками (5) с перекрышей около 3 мм.

4.4.12. При повышении частоты вращения ротора до величины выбивания, кольцо автомата безопасности срабатывает и, перемещаясь на полный ход (около 8 мм), с силой ударяет по рычагу, который поворачивается против часовой стрелки и снимает золотник с зацепки. Последний, под действием пружины (4), перемещается вверх до упора (в положение «выбит») и открывает слив масла из камер А и Б. Это вызывает быстрое падение давления в импульсной линии защитных устройств и их срабатывание, что приводит к закрытию всех клапанов и заслонок турбины.

4.4.13. Для взведения золотника из положения «выбит» после снижения частоты вращения до восстанавливающей, а также для отдельного опробования колец без повышения частоты вращения предназначен поворотный золотник (1). Установленный в шариковых подшипниках (2) поворотный золотник может занимать следующие положения:

- 1) среднее;
- 2) «испытание левого кольца»;
- 3) «испытание правого кольца»;
- 4) «взведение золотника левого кольца»;
- 5) «взведение золотника правого кольца».

Повернуть золотник в любое из этих положений можно вручную или дистанционно с помощью электродвигателя. На всех энергоблоках Балаковской АЭС воздействие на поворотный золотник осуществляется только вручную.



1 – поворотный золотник; 2 – подшипник; 3 – лимб; 4 – пружина золотника; 5 – золотник автомата безопасности; 6 – букса; 7 – пружина рычага; 8 – рычаг.

Рисунок 4.4.2 – Золотники автомата безопасности

4.4.14. Нормальное положение поворотного золотника – среднее. Для поочередного опробования колец автомата безопасности маслом без повышения частоты вращения поворотный золотник устанавливается в положение «испытание» выбранного кольца по шкале на лимбе (3). В этом положении он отсекает золотник (5) испытываемого кольца от импульсной линии защитных устройств и затем из камеры В через каналы в корпусе подает к кольцу силовое масло. Так как срабатывание кольца и его золотника не приводит к закрытию клапанов и заслонок турбины, испытания могут проводиться под нагрузкой. Во время испытания второе кольцо и соответствующий золотник находятся в рабочем состоянии.

4.4.15. После срабатывания кольца золотник (1) поворачивают в направлении среднего положения, но сначала он проходит положение «взведение» выбившего золотника, в котором камера В сообщается с камерой Г. В результате под действием силового масла золотник автомата безопасности перемещается вниз, сжимая пружину (4), и фиксируется во взведенном положении рычагом (8).

4.4.16. Таким образом, защита турбины от недопустимого повышения частоты вращения воздействует на защитные устройства через золотники автомата безопасности. Все остальные защиты используют датчики с электрическим выходным сигналом и устройства для формирования команды на отключение турбины, которая передается на электромагниты защитных устройств.

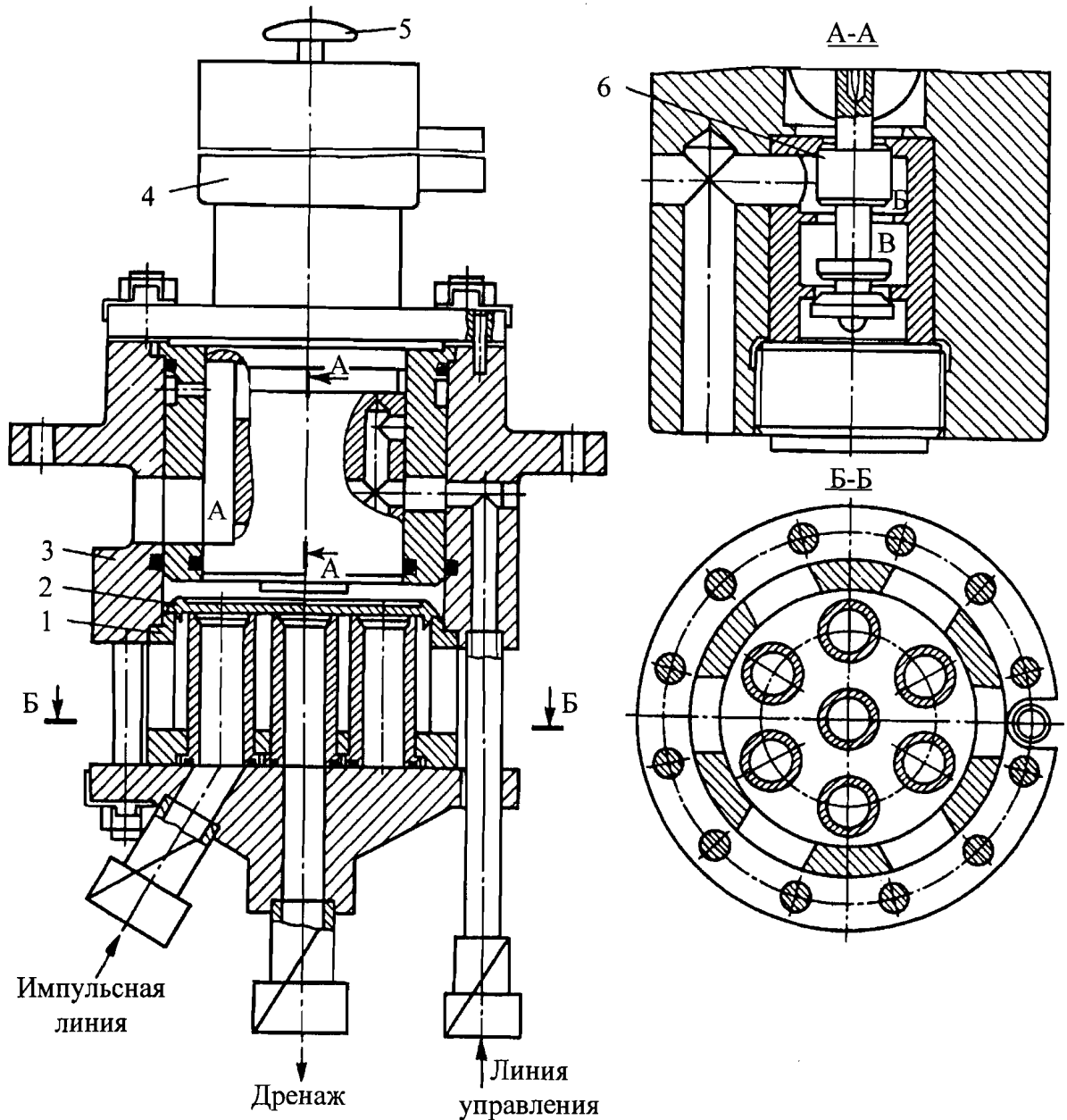
4.4.17. Беззолотниковое защитное устройство, предназначенное для быстрого останова турбоагрегата, срабатывает при поступлении сигнала от защит турбины и генератора, а также при ручном и дистанционном воздействии оперативного персонала. Для повышения надежности предусмотрено два защитных устройства, включенных параллельно и дублирующих друг друга.

4.4.18. Элементы системы защиты в отличие от звеньев системы регулирования длительное время находятся в покое, и в некоторых из них возникает и прогрессирует застойная нечувствительность, которая может привести к отказу в момент срабатывания. Застойная нечувствительность вызывается постепенным заносом зазоров между подвижными и неподвижными деталями, например между золотником и буксой, взвешенными в масле частицами, не задержанными фильтрами, а также вязкими фракциями, выделяющимися из масла при его старении.

4.4.19. Застойная нечувствительность исполнительных органов защиты – сервомоторов стопорных клапанов и заслонок – устраняется их периодическим расхаживанием. Для командных органов защиты – защитных устройств и выключателей сервомоторов – принято наиболее радикальное решение: они выполнены беззолотниковыми на базе клапанно-мембранных элементов, практически безотказных.

4.4.20. Защитное устройство (рис. 4.4.3) состоит из двух частей: управляющей и исполнительной, смонтированных в корпусе (3).

4.4.21. Когда клапан (6) управляющей части находится в верхнем положении, импульсная линия защитных устройств, подведенная к камере В, через камеру Б сообщается с полостью над мембраной (2). Мембрана опирается на седло (1), выполненное в сборе с соплами, из которых центральное связано с дренажом, а к периферийным подведены линии защиты, воздействующие на выключатели стопорных клапанов и заслонок (если они есть), и линии управления регулирующими клапанами и заслонками промперегрева. Так как давление в этих линиях не выше давления в импульсной линии защитных устройств, а суммарная площадь сечений сопел, разделенных дренажной полостью, существенно меньше площади мембраны, то разностью усилий, действующих на мембрану сверху и снизу, она плотно прижимается к седлу, чем практически исключаются все протечки из подведенных линий в дренаж. Для этого соприкасающиеся поверхности должны быть отшлифованы до высокой степени чистоты.



1 – седло; 2 – мембрана; 3 – корпус; 4 – электромагнит; 5 – кнопка; 6 – двух-седельный клапан.

Рисунок 4.4.3 – Защитное устройство

4.4.22. При срабатывании автомата безопасности давление в импульсной линии защитных устройств падает и суммарным усилием снизу, оставшимся прежним, мембрана поднимается вверх, открывая слив из сопл в дренаж. Давления в линиях, подведенных к защитным устройствам, падают, и все парозапорные органы турбины закрываются.

4.4.23. Защитные устройства также срабатывают при достижении предельных значений параметров, измеряемых электрическими датчиками других технологических защит, или при воздействии оперативного персонала.

4.4.24. При подаче напряжения на катушку электромагнита (4) или ручном нажатии на кнопку (5) клапан (6) смещается вниз, камера Б отсекается от импульсной линии защитных устройств (камеры В) и соединяется с дренажом (камерой А). Давление над мембраной падает и она смещается вверх. Быстрому снижению давления над мембраной способствует и положительная обратная связь между ее перемещением и давлением, так как открывается дополнительный слив в дренажную полость под мембраной.

4.4.25. Для уменьшения усилий, действующих на клапан (6), он выполнен двухседельным. Толщина мембраны выбрана достаточной для того, чтобы исключить ее деформацию. На верхней кромке мембраны выполнена большая фаска, чтобы мембрана могла перемещаться внутри корпуса с наклоном.

4.4.26. Высокая надежность мембранно-клапанного защитного устройства по сравнению с золотниковым обеспечивается отсутствием трущихся деталей и тем, что клапан и мембрана при срабатывании движутся от посадочных мест.

4.4.27. Особенностью мембранного устройства является необходимость подачи резкого управляющего сигнала, сопровождающегося гидроударом, для перевода мембраны в нижнее положение. При медленном подводе масла в полость над мембраной давление в ней не поднимется из-за утечки масла под мембрану.

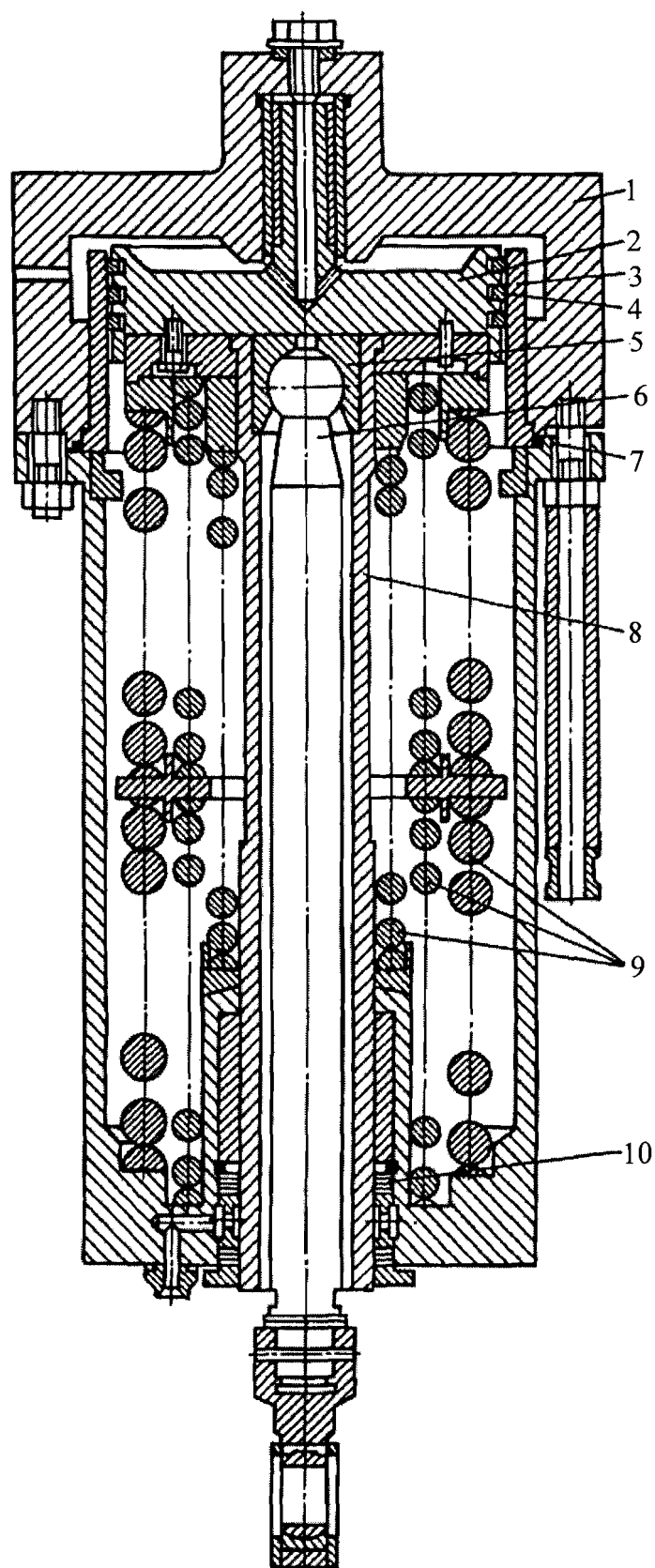
4.4.28. Сервомоторы стопорных клапанов, как исполнительные органы системы защиты, должны закрываться особенно быстро, причем закрываться даже при полном падении давления рабочей жидкости. Такими свойствами обладают только односторонние пружинные сервомоторы (рис. 4.4.4), которые всегда и выбираются для привода стопорных клапанов.

4.4.29. Для того, чтобы открыть стопорный клапан, в рабочую полость сервомотора над поршнем (2) подводится масло из силовой линии пониженного давления. Закрывается клапан тремя цилиндрическими пружинами сжатия, которые воздействуют на поршень снизу.

4.4.30. В корпус (1) сервомотора запрессована рубашка (3), в которой перемещается поршень (2), уплотненный разрезными чугунными кольцами (4). С поршнем шаровым шарниром соединен шток (6), связанный с рычагом привода клапана. Опора (5) шарнира, состоящая из двух половин с вертикальным разъемом, уложена в гнездо направляющей (8). Шаровой шарнир допускает некоторую расцентровку, возникающую при сборке и из-за тепловых расширений деталей привода клапана при условии, что подвижность соединения будет сохранена при затяжке крепежа поршня.

4.4.31. Разъем корпуса сервомотора уплотнен резиновым кольцом (7), а направляющая – набором фторопластовых пластин (10).

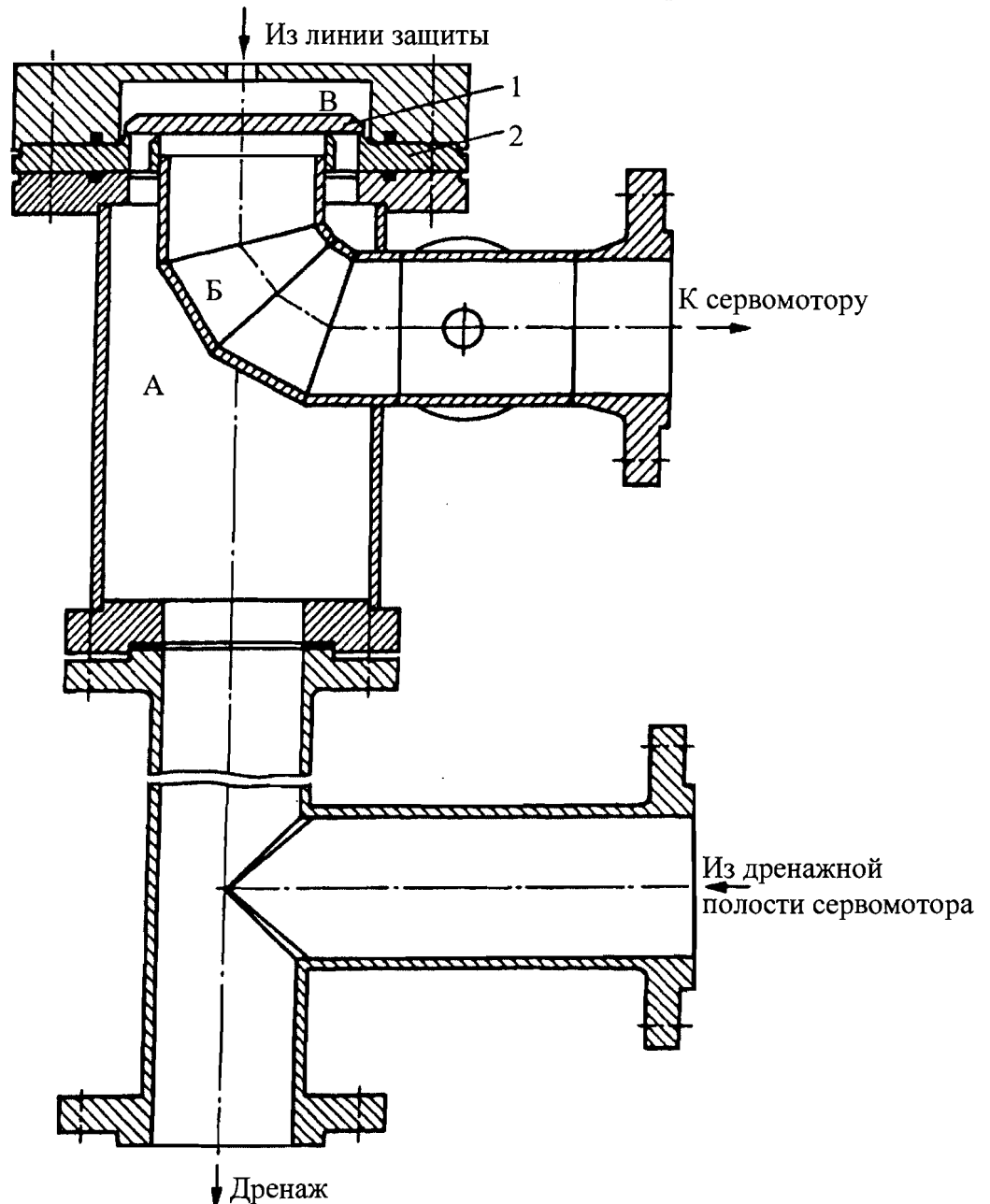
4.4.32. Для частичного или полного расхаживания сервомотора используются устройства, аналогичные показанному на рис. 4.3.12. Их золотники, управляемые вручную или дистанционно, переместившись вверх, соединяют рабочую полость сервомотора с дренажной.



1 – корпус; 2 – поршень; 3 – рубашка; 4 – поршневое кольцо; 5 – опора шарнира; 6 – шток; 7 – уплотнительное кольцо; 8 – направляющая; 9 – пружины; 10 – фторопластовые пластины.

Рисунок 4.4.4 – Сервомотор стопорного клапана

4.4.33. Выключатель сервомотора стопорного клапана (рис. 4.4.5) управляет сервомотором по командам, поступающим от защитных устройств.



1 – мембрана; 2 – седло.

Рисунок 4.4.5 – Выключатель сервомотора стопорного клапана

4.4.34. Масло из линии защиты подведено в камеру В над мембраной (1). Камера Б под мембраной соединена с рабочей полостью сервомотора, в которую через дроссельную шайбу поступает масло из силовой линии пониженного давления. В рабочем положении давления по обе стороны мембраны практически одинаковы, и из-за разности площадей поверхностей, на которые эти давления действуют, мембрана плотно прижимается к седлу (2).

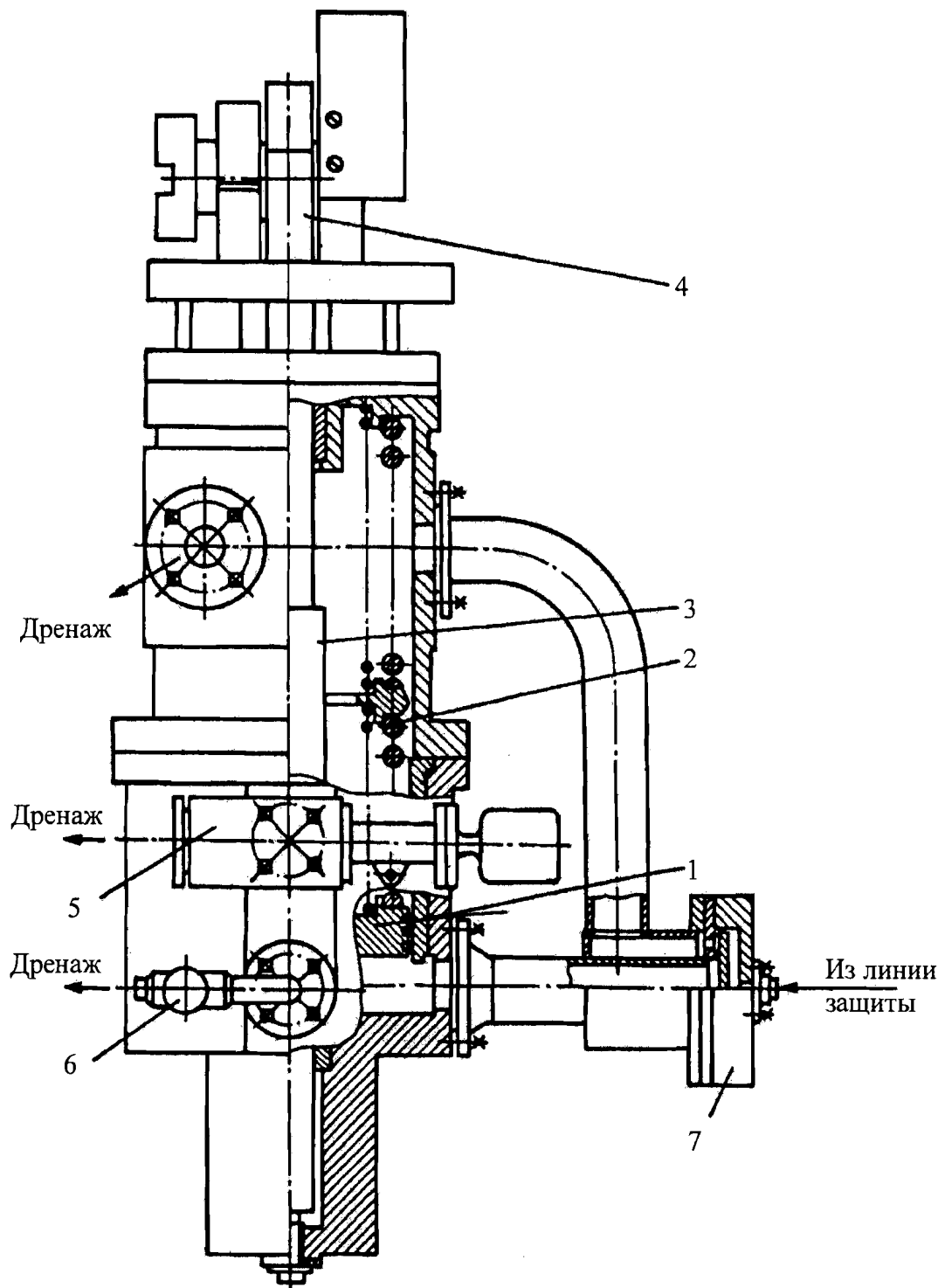
4.4.35. При срабатывании любого из защитных устройств давление в камере В падает, мембрана усилием снизу отрывается от упора и рабочая полость сервомотора соединяется с дренажной камерой А. Под действием пружин сервомотор закрывает стопорный клапан. Чтобы избежать подпора в камере А, она соединена с дренажной полостью сервомотора, где расположены пружины, в которой освобождается такой же объем, какой сокращается в рабочей полости. Этим существенно увеличивается скорость движения поршня, особенно при малом сечении сливного трубопровода. Следует отметить, что при подъеме диафрагмы открывается дополнительный слив из камеры В в камеру А, чем ускоряется перемещение диафрагмы в ее верхнее положение и также повышается быстродействие сервомотора.

4.4.36. При восстановлении давления в линии защиты мембрана прижимается к седлу, слив из рабочей полости сервомотора прекращается, давление в ней поднимается, и сервомотор полностью открывает стопорный клапан.

4.4.37. Сервомоторы стопорных заслонок, установленные на блоке 4 на ресиверах после СПП, управляются теми же линиями защиты, что и сервомоторы стопорных клапанов.

4.4.38. Поршень (1) одностороннего пружинного сервомотора (рис. 4.4.6) перемещается вверх на открытие заслонки под действием усилия от давления масла, подводимого через дроссельную шайбу из силовой линии пониженного давления. Связанный с поршнем шток (3) посредством зубчатой рейки (4) через промежуточную передачу поворачивает вал заслонки. Закрытие заслонки обеспечивается пружинами (2) сервомотора при падении давления под его поршнем.

4.4.39. Управление сервомотором по командам защитных устройств осуществляется выключателем, принцип действия которого тот же, что и у выключателя сервомотора стопорного клапана. Частичное расхаживание сервомотора и заслонки проводится с помощью устройства, показанного на рис. 4.3.12, а полное – с помощью клапана сильфонного типа.



1 – поршень; 2 – пружины; 3 – шток; 4 – зубчатая рейка; 5 – расхаживающее устройство; 6 – клапан полного расхаживания; 7 – выключатель.

Рис. 4.4.6 – Сервомотор стопорной заслонки

4.5. Арматура САРЗ

4.5.1. В САРЗ применяется запорная арматура с ручным приводом, дросельно-регулирующая арматура с ручным приводом, обратные и предохранительные клапаны.

4.5.2. Перечень арматуры САРЗ блока 1:

- 1) обратные клапаны 1SE81,83,85S01 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 1SE80D01,02,03;
 - 2) арматура 1SE81,83,85S02 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 1SE80D01,02,03;
 - 3) обратные клапаны 1SE82,84,86S01 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 1SE80D01,02,03;
 - 4) арматура 1SE82,84,86S02 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 1SE80D01,02,03;
 - 5) арматура 1SE91S01,03 на входе в МФ НД 1SE91N01,11;
 - 6) арматура 1SE91S02,04 на выходе из МФ НД 1SE91N01,11;
 - 7) арматура 1SE92S01,03,05 на входе в МФ ВД 1SE92N01,11,21;
 - 8) арматура 1SE92S02,04,06 на выходе из МФ ВД 1SE92N01,11,21;
 - 9) арматура 1SE91S05,06 на линиях промывки МФ НД 1SE91N01,11;
 - 10) арматура 1SE92S07,08,09 на линиях промывки МФ ВД 1SE92N01,11,21;
 - 11) арматура 1SE80S91,92,93,94,95,96 на дренажных линиях из напорных патрубков МНР 1SE80D01,02,03;
 - 12) арматура 1SE80S97,98 на дренажной линии слива масла с МСУ НД и ВД;
 - 13) арматура 1SE80S99 с коллектора ВД перед МФ ВД;
 - 14) арматура 1SC20S11 на линии всаса импеллера справа от передней опоры ТА;
 - 15) арматура 1SE50S01 на линии подвода масла из коллектора «20 кгс/см²» к блоку ЗАБ на крышке передней опоры ТА;
 - 16) арматура (по две) на корпусах ЭГП № 1, 2 на подводе к ЭГП № 1, 2 силового масла из коллектора «20 кгс/см²» (верхний) и линии управления ГСМ № 1 или № 2 (нижний);
 - 17) арматура, соединяющие силовую камеру сервомоторов СК со сливным маслопроводом ТА (эти вентили выполняют функции расхаживающих устройств СК на полный ход);
 - 18) арматура азотной и масляной обвязки пневмогидроаккумуляторов;
 - 19) арматура на маслопроводе, соединяющем линии управления ЗР левого и правого бортов ТА около передней опоры ТА (под съемным перекрытием пола);
 - 20) настроечная арматура полного расхаживания ЗР, соединяющие коллектор «40 кгс/см²» с линией расхаживания ЗР.
- 4.5.3. Перечень арматуры САРЗ блока 2:
- 1) обратные клапаны 2SE81,83,85S01 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 2SE80D01,02,03;
 - 2) арматура 2SE81,83,85S02 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 2SE80D01,02,03;

3) обратные клапаны 2SE82,84,86S01 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 2SE80D01,02,03;

4) арматура 2SE82,84,86S02 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 2SE80D01,02,03;

5) арматура 2SE91S01,03 на входе в МФ НД 2SE91N01,11;

6) арматура 2SE91S02,04 на выходе из МФ НД 2SE91N01,11;

7) арматура 2SE92S01,03,05 на входе в МФ ВД 2SE92N01,11,21;

8) арматура 2SE92S02,04,06 на выходе из МФ ВД 2SE92N01,11,21;

9) арматура 2SE91S05,06 на линиях промывки МФ НД 2SE91N01,11;

10) арматура 2SE92S07,08,09 на линиях промывки МФ ВД 2SE92N01,11,21;

11) арматура 2SE80S91,92,93,94,95,96 на дренажных линиях из напорных патрубков МНР 2SE80D01,02,03;

12) арматура 2SE80S97,98 на дренажной линии слива масла с МСУ НД и ВД;

13) арматура 2SE80S99 с коллектора ВД перед МФ ВД;

14) арматура 2SC20S11 на линии всаса импеллера справа от передней опоры ТА;

15) арматура 2SE50S01 на линии подвода масла из коллектора «20 кгс/см²» к блоку ЗАБ на крышке передней опоры ТА;

16) арматура (по два) на корпусах ЭГП № 1, 2 на подводе к ЭГП № 1, 2 силового масла из коллектора «20 кгс/см²» (верхний) и линии управления ГСМ № 1 или № 2 (нижний);

17) арматура, соединяющая силовую камеру сервомоторов СК со сливным маслопроводом ТА (эта арматура выполняют функции расхаживающих устройств СК на полный ход);

18) арматура азотной и масляной обвязки пневмогидроаккумуляторов;

19) арматура на маслопроводе, соединяющем линии управления ЗР левого и правого бортов ТА около передней опоры ТА (под съемным перекрытием пола);

20) настроечная арматура полного расхаживания ЗР, соединяющие коллектор «40 кгс/см²» с линией расхаживания ЗР.

4.5.4. Перечень арматуры САРЗ блока 3:

1) обратные клапаны 3SE81,83,85S01 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 3SE80D01,02,03;

2) арматура 3SE81,83,85S02 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 3SE80D01,02,03;

3) обратные клапаны 3SE82,84,86S01 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 3SE80D01,02,03;

4) арматура 3SE82,84,86S02 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 3SE80D01,02,03;

5) арматура 3SE91S01,03 на входе в МФ НД 3SE91N01,11;

6) арматура 3SE91S02,04 на выходе из МФ НД 3SE91N01,11;

7) арматура 3SE92S01,03,05 на входе в МФ ВД 3SE92N01,11,21;

8) арматура 3SE92S02,04,06 на выходе из МФ ВД 3SE92N01,11,21;

9) арматура 3SE91S05,06 на линиях промывки МФ НД 3SE91N01,11;

10) арматура 3SE92S07,08,09 на линиях промывки МФ ВД 3SE92N01,11,21;

11) арматура 3SE62S93,94 на дренажной линии из коллектора «20 кгс/см²» около МСУ 3SE62S02;

12) арматура 3SE62S91,92 на дренажной линии из коллектора «40 кгс/см²» около МСУ 3SE62S01;

13) арматура 3SE80S91,92; 3SE80S93,94; 3SE80S95,96 на дренажных линиях из напорных патрубков ВД МНР SE80D01,02,03;

14) арматура 3SE80S97,98; 3SE80S99,100; 3SE80S101,102 на дренажной линии из коллектора «20 кгс/см²» за напорными задвижками МНР 3SE80D01,02,03;

15) арматура 3SE62S95,96 на дренажной линии из коллектора «40 кгс/см²» до МФ ВД;

16) арматура 3SC20S01 на линии всаса импеллера справа от передней опоры ТА;

17) арматура на дренажной линии из маслопровода всаса импеллера;

18) арматура на линии подвода масла из коллектора «20 кгс/см²» к блоку ЗАБ на крышке передней опоры ТА;

19) арматура (по две) на корпусах ЭГП № 1, 2 на подводе к ЭГП № 1, 2 силового масла из коллектора «20 кгс/см²» (верхний) и линии управления ГСМ № 1 или № 2 (нижний);

20) арматура, соединяющая силовую камеру сервомоторов СК со сливным маслопроводом ТА (эта арматура выполняет функции расхаживающих устройств СК на полный ход);

21) арматура азотной и масляной обвязки пневмогидроаккумуляторов;

22) арматура на маслопроводе, соединяющем линии управления ЗР левого и правого бортов ТА около передней опоры ТА (под съемным перекрытием пола);

23) настроечная арматура полного расхаживания ЗР, соединяющие коллектор «40 кгс/см²» с линией расхаживания ЗР.

4.5.5. Перечень арматуры САРЗ блока 4:

1) обратные клапаны 4SE81,83,85S01 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 4SE80D01,02,03;

2) арматура 4SE81,83,85S02 на напоре коллекторов «20 кгс/см²» МНР 4SE80D01,02,03;

3) обратные клапаны 4SE82,84,86S01 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 4SE80D01,02,03;

4) арматура 4SE82,84,86S02 на напоре коллекторов «40 кгс/см²» МНР 4SE80D01,02,03;

5) арматура 4SE91S01,03 на входе в МФ НД 4SE91N01,11;

6) арматура 4SE91S02,04 на выходе из МФ НД 4SE91N01,11;

7) арматура 4SE92S01,03,05 на входе в МФ ВД 4SE92N01,11,21;

8) арматура 4SE92S02,04,06 на выходе из МФ ВД 4SE92N01,11,21;

9) арматура 4SE91S05,06 на линиях промывки МФ НД 4SE91N01,11;

10) арматура 4SE92S07,08,09 на линиях промывки МФ ВД 4SE92N01,11,21;

11) арматура 4SE80S01-09 на дренажных линиях из напорных патрубков МНР 4SE80D01,02,03;

12) арматура 4SE62S90-92 на дренажной линии слива масла с МСУ НД и ВД;

- 13) арматура 4SE92S90,91 с коллектора ВД перед МФ ВД;
- 14) арматура 4SC20S04 на линии всаса импеллера справа от передней опоры турбины;
- 15) арматура 4SE50S01 на линии подвода масла из коллектора «20 кгс/см²» к блоку ЗАБ на крышке передней опоры турбины;
- 16) арматура (по две) на корпусах ЭГП № 1, 2 на подводе к ЭГП № 1, 2 силового масла из коллектора «20 кгс/см²» (верхний) и линии управления ГСМ № 1 или № 2 (нижний);
- 17) арматура, соединяющие силовую камеру сервомоторов СК, ЗС со сливным маслопроводом турбины (эта арматура выполняет функции расхаживающих устройств СК на полный ход);
- 18) арматура азотной и масляной обвязки пневмогидроаккумуляторов;
- 19) арматура на маслопроводе, соединяющем линии управления ЗР левого и правого бортов турбины около передней опоры турбины (под съемным перекрытием пола).

4.5.6. Защитные короба маслопроводов предназначены для сбора масляных протечек и предохранения турбинного оборудования и паропроводов от попадания масла.

4.6. Технологические ограничения

4.6.1. Работа системы регулирования и защиты запрещается при качестве масла, не удовлетворяющем нормативным требованиям, предъявляемым к эксплуатационным нефтяным маслам, работающим в маслосистемах турбин («Методические указания по эксплуатации, организации и проведению испытаний трансформаторных и турбинных масел на атомных станциях» (РД ЭО 0444-03)). Масло должно иметь в соответствии с государственным стандартом класс чистоты 11. Частицы загрязнений размером свыше 100 мкм не допускаются.

4.6.2. Запрещается эксплуатация маслопроводов регулирования при:

- 1) разрушении опор и подвесок;
- 2) появлении шумов, повышенной вибрации, гидравлических ударов в маслопроводах;
- 3) разрывах маслопроводов, обнаружении трещин или свищей в основном металле и сварных соединениях маслопроводов.

4.6.3. Не допускается работа главных сервомоторов вблизи механических упоров на открытие (315-320 мм).

4.6.4. Запрещается подключение ПГА по маслу при давлении азота менее 15 кгс/см² – в ПГА НД, менее 30 кгс/см² – в ПГА ВД.

4.6.5. Запрещается эксплуатация турбины:

- 1) с неисправным или отключенным по какой-либо причине кольцом автомата безопасности;
- 2) с неплотными стопорными или регулируемыми клапанами;
- 3) при закрытой задвижке подачи масла на всас насоса-импеллера.

4.6.6. Запрещается проводить ремонтные работы с датчиками положения главных сервомоторов при работе САРЗ в режиме ЭГСР.

4.6.7. Запрещается переход с ГСР на ЭГСР в следующих случаях:

- 1) при разности положений регулирующих клапанов с разных сторон турбины более 55 мм;
- 2) при наличии неисправности в ЭЧ ЭГСП;
- 3) при отсутствии (несоответствии) индикации «ГСП-А» и «ГСП-Б» над ключом SA1 на панели НУ67;
- 4) при отсутствии на технологическом видеокадре ЭГСП сообщения «Режим слежения»;
- 5) при частоте вращения турбины более 1540 об/мин.

4.6.8. Не допускается работа маслососов SE80D01,02,03 при:

- 1) закрытых напорных задвижках (в безрасходном режиме) более двух минут;
- 2) давлении масла по манометрам SE81,83,85P01B1; SE82,84,86P01B2 в напорных коллекторах до задвижек SE81-86S02 менее 37 кгс/см² и 17 кгс/см² соответственно для линий ВД и НД.

4.6.9. При работе САРЗ в режиме ГСП под нагрузкой сохранять базовый режим на энергоблоке при постоянной мощности. Плановые изменения мощности выполнять только с разрешения главного инженера.

4.6.10. Отключение ЭГП по маслу закрытием вентилей SE01,02S10,20 на корпусах ЭГП допускается только при выполнении работ по специальным программам, утвержденным главным инженером.

4.6.11. При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности масло-системы САРЗ и невозможности немедленно ликвидировать пожар, аварийно остановить турбину воздействием на «Ключ защиты от развития пожара» (КЗРП).

4.6.12. Немедленно отключить турбину воздействием на кнопки защитных устройств SE63S01,02 по месту или на КУ при отказе в работе соответствующих защит, а также в следующих случаях:

- 1) разрыв или обнаружение трещин в маслопроводах САРЗ;
- 2) повышение частоты вращения ротора выше 1680 об/мин и несрабатывание АБ;
- 3) явно слышимые ненормальные периодические или одиночные механические удары в зоне СРК, внутри турбины или генератора; поломка деталей распределителя привода РК;
- 4) если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня;
- 5) исчезновение напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах.

4.6.13. Немедленно доложить НСБ-1(2, 3, 4) для принятия главным инженером решения о сроках разгрузки и останова ТА при обнаружении:

- 1) заедания СК SE11,12,13,14S01; РК SE11,12,13,14S02; ЗР SE20,30,40S01,02; ЗС 4SE10S01,02 (для блока 4);
- 2) неисправностей оборудования САРЗ;
- 3) свищей в маслопроводах САРЗ.

4.6.14. Немедленно отключить нажатием аварийных кнопок по месту любой из МНР SE80D01,02,03 в следующих случаях:

- 1) появление вибрации насоса более 7,1 мм/с, электродвигателя насоса – более 4,5 мм/с;
- 2) появление дыма, искр из электродвигателя;
- 3) появление посторонних звуков, указывающих на задевание вращающихся частей агрегата.

4.6.15. Значение тока I ЭГП «А», I ЭГП «Б» должно быть в пределах ± 50 мА от нулевых значений.

4.6.16. Допустимое изменение мощности турбогенератора при переключениях ЭГСП-ГСП – не более 5,5 % $N_{ном}$ (55 МВт), при переключениях ГСП-ЭГСП и переключениях режимов ЭГСП в соответствии с заданной иерархией – не более 2,5 % $N_{ном}$ (25 МВт).

4.6.17. Допустимое расхождение по открытию главных сервомоторов от упора до упора не более 20 мм.

4.6.18. Персонал, обслуживающий систему регулирования и защиты турбоагрегата К-1000-60/1500-2, обязан выполнять требования СТО 1.1.1.02.001.0673-2006, ППБ-АС-95* и СТО.1.1.1.01.0678-2007 в объеме должностных инструкций.

4.6.19. Запрещается:

- 1) разбирать сальники, заменять и ремонтировать арматуру, вскрывать фланцевые соединения, разбирать детали, находящиеся под давлением масла;
- 2) проведение огневых работ непосредственно на трубопроводах и оборудовании, заполненных маслом.

4.6.20. Разлитое масло должно немедленно убираться.

4.6.21. При обнаружении разрывов (свищей) на трубопроводах и оборудовании системы регулирования и защиты турбины оперативный персонал должен действовать согласно «Инструкции по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на энергоблоке № 1(2,3,4)» (И.1(2,3,4).ИЛН.ОУБ/08).

4.6.22. Площадки обслуживания, лестницы, проходы к оборудованию должны содержаться в исправном состоянии, быть чистыми и свободными от посторонних предметов.

4.6.23. Арматура системы должна иметь маркировку согласно схемам трубопроводов. Штурвалы арматуры должны быть опломбированы в рабочем положении.

4.6.24. Пожарный инвентарь должен быть укомплектован, исправен и подготовлен к немедленному использованию.

4.6.25. Все горячие участки поверхности оборудования, находящегося в зоне возможного попадания на них масла, должны иметь тепловую изоляцию с металлической обшивкой, а маслопроводы, проходящие рядом с нагретыми поверхностями паропроводов (оборудования), должны заключаться в металлические короба.

4.6.26. При ремонте системы регулирования турбины К-1000-60/1500-2 должны быть обеспечены условия, предупреждающие растекание масла при разгерметизации оборудования маслосистемы регулирования.

4.6.27. При осмотре и ремонте внутри маслonaполненных емкостей должны применяться взрывозащищенные переносные светильники напряжением не более 12 В, огражденные металлической сеткой.

4.6.28. Вывод в ремонт оборудования САРЗ осуществляется при наличии оформленного наряда или распоряжения.

4.6.29. Во время проведения ремонта оборудования САРЗ работы должны выполняться в соответствии с «Инструкцией о порядке работ на разуплотненном оборудовании технологических систем турбинного отделения» (И.1,2,3,4.ОППР/03).

4.6.30. Допуск персонала к ремонту и испытаниям оборудования и трубопроводов системы производится НС ТЦ-1, 2 по нарядам и распоряжениям с разрешения НСБ-1, 2, 3, 4.

4.6.31. После вывода из ремонта системы автоматического регулирования и защиты турбины К-1000-60/1500-2 пуск (опробование) оборудования производит оперативный персонал ТЦ-1, 2 с разрешения начальника или заместителя начальника ТЦ-1, 2 и НСБ-1, 2, 3, 4.

4.6.32. Испытания оборудования и трубопроводов системы производятся по рабочим программам с разрешения НСБ-1, 2, 3, 4 под руководством начальника или заместителя начальника ТЦ-1, 2.

4.6.33. Производить проверку плотности СРК по рабочей программе проверки плотности стопорных и регулирующих клапанов турбины К-1000-60/1500-2 перед проведением испытаний АБ разгоном, перед остановом в капитальный ремонт и при пуске после него, но не реже одного раза в полтора года.

4.6.34. Испытание автомата безопасности без увеличения частоты вращения ротора турбины К-1000-60/1500-2 производить по рабочей программе испытаний автомата безопасности турбины К-1000-60/1500-2 без увеличения частоты вращения ротора при работе блока после разборки системы регулирования или ее узлов и периодически не реже одного раза в четыре месяца.

4.6.35. Испытание автомата безопасности увеличением частоты вращения ротора турбины К-1000-60/1500-2 производить по рабочей программе испытаний автомата безопасности турбины К-1000-60/1500-2 увеличением частоты вращения ротора после простоя более 30 суток, разборки АБ, перед испытаниями со сбросом нагрузки (с отключением генератора от сети).

4.6.36. Резервный маслonaсос регулирования и его АВР при работе энергоблока на мощности проверяется в соответствии с требованиями графика регламентных проверок и по рабочей программе выполнения переходов по насосам SE80D01,02,03 с проверкой АВР.

4.6.37. После ремонта оборудования САРЗ с остановом маслonaсосов смазки и регулирования турбины выполнить проверку на чистоту золотников ЭГП и кратковременную промывку САРЗ (не менее одного часа).

4.6.38. Перед началом работ в помещении ПГА по снятию давления азота при выводе ПГА в ремонт, ремонту с разуплотнением ПГА, огневых работ, работ по очистке и покраске оборудования и строительных конструкций, вывести из дежурства установку пожарной сигнализации в установленном на АЭС порядке.

4.7. Нарушения в работе

4.7.1. Перечень основных отклонений в работе оборудования САРЗ (нарушений в работе) и способы их устранения приведены в табл. 4.7.1.

Таблица 4.7.1

Отклонения от нормального режима	Возможные причины отклонений	Способы ликвидации отклонений
1. Недостаточное давление масла в коллекторах высокого и пониженного давлений при работе двух маслососов регулирования после включения насосов во время ввода системы в работу	Неплотная посадка тарелки на седло маслосбрасывающего устройства SE62S01,02	1. Отключить маслососы регулирования. 2. Выбить маслосбрасывающие устройства. 3. Сдренировать масло с коллекторов под маслосбрасывающими устройствами. 4. Закрыть дренажи. 5. Взвести МСУ SE62S01,02. 6. Повторить пуск маслососов регулирования
2. При зарядке ПГА азотом происходит утечка азота из верхней камеры	1. Неплотная мембрана ПГА. 2. Неплотный вентиль UG61,62,63S02, UG51,52,53,54,55,56,57,58,59S02	1. Вывести неисправный ПГА в ремонт. 2. Заменить неисправные детали новыми. 3. Заменить сальник вентиля
3. При взведенных защитных устройствах нет индикации положения стопорного клапана	1. Взведено устройство расхаживания стопорного клапана на часть хода. 2. Неисправен концевой выключатель стопорного клапана	1. Восстановить штатное положение расхаживающего устройства. 2. Вызвать персонал ЦТАИ
4. При открытом положении регулирующих заслонок нет индикации их конечного положения	1. Взведено устройство расхаживания регулирующей заслонки на часть хода. 2. Неисправен концевой выключатель регулирующей заслонки	1. Восстановить штатное положение расхаживающего устройства. 2. Вызвать персонал ЦТАИ

Отклонения от нормального режима	Возможные причины отклонений	Способы ликвидации отклонений
5. Увеличенный, свыше 2,0 кгс/см ² , перепад давлений на фильтрах регулирования	Сильное загрязнение фильтра	1. Включить тумблером электропривод промываемого фильтра регулирования SE91D01, (SE91D11; SE92D01,11,21) на промывку. 2. Проконтролировать, что фильтр, провернувшись на 360°, остановился в положении «отмыто» и давление в линии промывки не более 1,5 кгс/см ² 3. Если в течение 10 минут указанным методом не удастся отмыть фильтр, то оставить его в работе до момента проведения технического обслуживания
6. Недостаточное давление азота в газовой полости ПГА. Допустимая величина снижения давления зарядки азота в процессе эксплуатации 2 кгс/см ²	Утечка азота в атмосферу из-за неплотности сальников арматуры и фланцевых соединений ПГА	Произвести дозаправку ПГА азотом
7. Разница открытия ГСМ № 1, 2 при работе САРЗ в режиме ЭГСП превысила 15 мм	Нарушение настройки ЭГСП	1. Доложить НСБ-1(2, 3, 4). 2. Вызвать ремонтный персонал ЦТАИ и ЦЦР для выяснения причины нарушения в работе. 3. При наличии тенденции роста разницы степени открытия ГСМ перевести САРЗ в режим ГСП
8. Разница открытия ГСМ № 1, 2 при работе САРЗ в основном (под управлением МТР-А,Б) варианте режима ГСП превысила 20 мм	Нарушение настройки САРЗ	1. Доложить НСБ-1(2, 3, 4). 2. Перевести ключ выбора режимов работы МТР-А,Б в положение «МТР-А» или «МТР-Б». 2. Кратковременными воздействиями на КУ «МТР-А» или «МТР-Б» на «убавить» выровнять положение ГСМ № 1 и № 2
9. Разница открытия ГСМ № 1, 2 при работе САРЗ в неосновном (под управлением РС) варианте режима ГСП превысила 20 мм	Нарушение настройки САРЗ	1. Доложить НСБ-1(2, 3, 4). 2. Устранение дефекта выполняется в ремонт САРЗ

Отклонения от нормального режима	Возможные причины отклонений	Способы ликвидации отклонений
10. Нарушение работы МТР-А, МТР-Б с появлением сигнализации на панели НУ26 «Отказ МТР» при работе САРЗ в режиме ЭГСР	1. Длительность управляющих команд на МТР-А(Б) более заданного времени. 2. Отличие токов ЭГП А и ЭГП Б между собой на заданную величину в течение заданного времени. 3. Потеря питания одного из МТР	1. Во всех перечисленных случаях нарушений в работе МТР-А, МТР-Б принять меры по устранению причин неработоспособности схемы МТР (электрические или механические причины). 2. С момента появления сигнала «Отказ МТР-А (и/или Б)» сохранять стабильное состояние турбоустановки (режим ЭГСР) без изменения режима работы ЭГСР 3. Если, кроме появления сигнала «Отказ МТР-А (и/или Б)», наблюдается не устраняемое работой МТР отклонение токов управления ЭГП № 1, 2 от нулевых значений более, чем на 25 мА по абсолютной величине, с целью сохранения готовности САРЗ к возможному переходу в режим ГСР (до восстановления нормальной работы схемы МТР) корректировать токи управления ЭГП № 1 и ЭГП № 2 воздействием на маховики управления МТР-А и МТР-Б по месту
11. Отличие давления в рабочих камерах сервомоторов СК более чем на 2 кгс/см ² от давления за МФ	1. Протечки в дренаж через РУ на часть хода из-за неточного положения золотников РУ 2. Протечки в дренаж через вентили полного расхаживания СК	1. Доложить НСБ-1(2, 3, 4). 2. Устранение дефекта выполняет ремонтный персонал. 3. Закрывать полностью вентили полного расхаживания СК
12. Опасное (свыше 1680 об/мин) повышение частоты вращения ротора при любых режимах работы турбины	Заклинивание золотников регулятора безопасности	Немедленно отключить турбину воздействием на кнопки защитных устройств SE63S01,02 по месту или от КУ при отказе в работе соответствующих защит
13. Обрыв импульсных трубок системы регулирования после коренного вентиля	Вибрация маслопроводов, оборудования	1. Закрывать коренной вентиль. 2. Принять меры против растекания масла
14. Обрыв маслопровода на неотключаемом участке	Вибрация маслопроводов, оборудования	1. Отключить аварийно маслососы регулирования по месту. 2. В случае загорания пролитого масла воздействовать на ключ управления «Защита от пожара»

4.7.2. При возникновении аварийного режима работы оборудования системы действовать в соответствии с:

- 1) «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на энергоблоке № 1» (И.1.ИЛН.ОУБ/08);
- 2) «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на энергоблоке № 2» (И.2.ИЛН.ОУБ/08);
- 3) «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на энергоблоке № 3» (И.3.ИЛН.ОУБ/08);
- 4) «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на энергоблоке № 4» (И.4.ИЛН.ОУБ/08).

5. Системы контроля, управления и регулирования

5.1. Общие представления

5.1.1. Управление ЭГСП осуществляется с помощью кнопок, расположенных на пульте В210 блоков 1, 2 (АРМ БЩУ блоков 3, 4) и с помощью ключей управления, расположенных на панели НУ67.

5.1.2. Внешний вид пульта НУ67 приведен на рис. 5.1.1.

5.2. Блокировки системы

5.2.1. В процессе работы ЭГСП на блоках 1, 2 программно-аппаратными средствами осуществляется непрерывный контроль состояния внешних устройств по входным и выходным сигналам, а также состояния самого управляющего вычислительного комплекса (УВК ЭГСП). ЭГСП выдает сигнал на переключение САРЗ в режим ГСП при следующих отклонениях в состоянии, препятствующих нормальной работе:

1) отказ датчиков положения сервомоторов стороны А (SE01G02B1,B2,B3) или Б ТГ (SE02G02B1,B2,B3);

2) отказ датчиков угловой скорости ТГ (SB11S01, SB11S02, SB11S03);

3) отказ ЭГСП, который формируется при превышении током (по модулю) одного ЭПП-А(Б) величины 300 мА в течение трех секунд при условии, что ток второго ЭПП-Б(А) по модулю меньше 300 мА, перевод САРЗ в ГСП по данному условию блокируется при работе ЭГСП в режимах «Разворот» или «Расхаживание клапанов»;

4) авария схем электропитания любых двух рам стойки В212 «СУ ЭГСП»;

5) частота вращения турбины меньше 1300 об/мин при наличии одного из режимов: «РЧ», «РД-1», «РД-2», «РДМ», «РМ»;

6) ЭГСП находится в режиме «Разворот» (генератор отключен от сети), а показания датчиков электрической нагрузки ТГ в течение одной секунды больше 200 МВт;

7) перекося более 66 мм (20 %) между положениями сервомоторов сторон А и Б, перевод САРЗ в ГСП по данному условию программно блокируется:

а) при работе САРЗ в режиме ГСП;

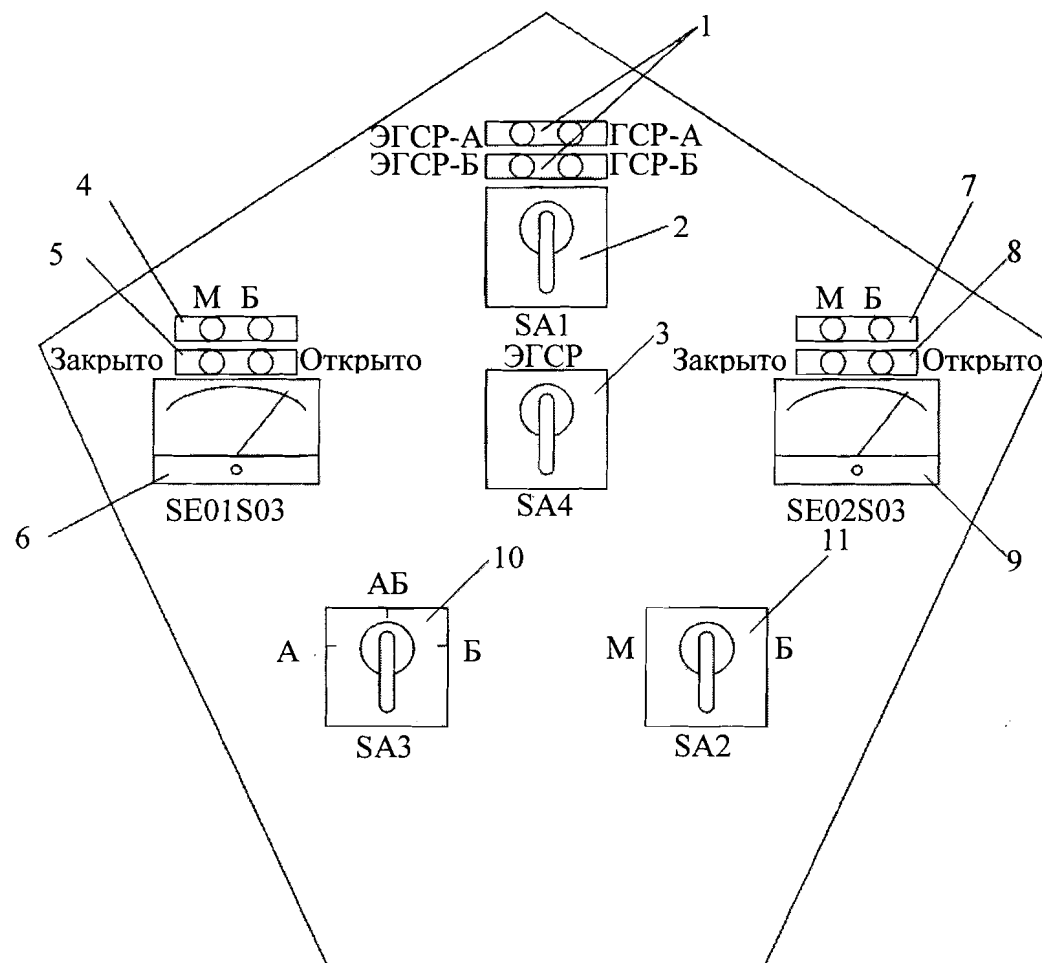
б) на время перевода САРЗ с ГСП на ЭГСП (одна секунда);

в) при расхаживании клапанов от кнопок «РКА» или «РКБ» ячейки 2L панели В210 в режимах «РМ», «РД-1», «РД-2», «РЧ», «РДМ»;

г) при расхаживании клапанов от кнопки «РКБ» ячейки 2L панели В210 в режимах опробования клапанов, разворота ТА;

8) при потере питания ЭМП-А или ЭМП-Б;

9) при отказе стойки УВК В211 ЭГСП.



1 – лампы индикации режима работы ЭГСП-ГСП; 2 – ключ ручного выбора режима работы ЭГСП-ГСП; 3 – ключ ручного управления ЭГСП; 4 – лампы индикации выдачи команд на МТР-А; 5 – лампы индикации положения МТР-А; 6 – указатель положения МТР-А; 7 – лампы индикации выдачи команд на МТР-Б; 8 – лампы индикации положения МТР-Б; 9 – указатель положения МТР-Б; 10 – трехпозиционный ключ выбора управляемого МТР «А-АБ-Б»; 11 – ключ ручного управления МТР.

Рисунок 5.1.1 – Внешний вид пульта НУ67

5.2.2. Причина автоматического перевода САРЗ в ГСР на блоках 1, 2 отображается:

- 1) на кадре «071 ЭГСР» ИВС индикацией соответствующего сообщения;
- 2) появлением светового транспаранта «ОТКАЗ ДАТЧИКОВ ЭГСР» на панели НУ26 и звуковой сигнализацией на БЩУ;
- 3) появлением светового транспаранта «ОТКАЗ ЭГСР» на панели НУ26 и звуковой сигнализацией на БЩУ.

5.2.3. В процессе работы ЭГСР на блоках 3, 4 программно-аппаратными средствами осуществляется непрерывный контроль состояния внешних устройств по входным и выходным сигналам, а также состояния самого ШУ СРТ. ЭГСР выдает сигнал на переключение СРТ в режим ГСР при следующих отклонениях в состоянии, препятствующих нормальной работе:

- 1) отказ датчиков положения сервомоторов стороны А (SE01G02B1,B2,B3) или Б ТА (SE02G02B1,B2,B3);
- 2) отказ датчиков угловой скорости ТА (SB11S01, SB11S02, SB11S03);
- 3) отказ ЭГСП, который формируется при превышении током (по модулю) одного ЭГП-А(Б) величины 300 мА в течение трех секунд при условии, что ток второго ЭГП-Б(А) по модулю меньше 300 мА (перевод СРТ в ГСР по данному условию блокируется при работе ЭГСР в режимах «Разворот» или «Расхаживание клапанов»);
- 4) отказ ШУ СРТ (ШУ-502 для блока 3, ШУ-508 для блока 4;
- 5) частота вращения турбины меньше 1300 об/мин при наличии одного из режимов: «РЧ», «РД-1», «РД-2», «РДМ», «РМ»;
- 6) ЭГСР находится в режиме «Разворот» (генератор отключен от сети), а показания датчиков электрической нагрузки ТГ в течение одной секунды больше 200 МВт;
- 7) перекося более 66 мм (20 %) между положениями сервомоторов сторон А и Б, перевод СРТ в ГСР по данному условию программно блокируется:
 - а) при работе СРТ в режиме ГСР;
 - б) на время перевода СРТ с ГСР на ЭГСР (одна секунда);
 - в) при расхаживании клапанов от АРМ БЩУ в режимах «РМ», «РД-1», «РД-2», «РЧ», «РДМ»;
 - г) при расхаживании клапанов от АРМ БЩУ в режимах опробования клапанов, разворота турбины;
- 8) при потере питания ЭМП-А или ЭМП-Б.

5.2.4. Причина автоматического перевода СРТ в ГСР на блоках 3, 4 отображается:

1) на кадре «СРТ3. Кадр отказов» АРМ БЩУ индикацией соответствующего сообщения красным цветом;

2) появлением светового транспаранта «ОТКАЗ ДАТЧИКОВ ЭГСР» на панели НУ26 и звуковой сигнализацией на БЩУ;

3) появлением светового транспаранта «ОТКАЗ ЭГСР» на панели НУ26 и звуковой сигнализацией на БЩУ.

5.3. Защиты, реализованные в ЭГСР

5.3.1. В ЭЧ ЭГСР реализована защита SAF19, действующая на останов турбины без срыва вакуума при перекосе между положениями сервомоторов сторон А и Б более 99 мм (30 %) и включенном ВГ.

5.4. Сигнализация

5.4.1. На блоках 1, 2 выполнена предупредительная сигнализация при рассогласовании сервомоторов РК-А и РК-Б на величину более 50 мм в эксплуатационных режимах ЭГСР, о чем выдаются сообщения:

1) загорается транспарант «НЕИСПР ЭГСП» в ячейке 9L панели В210;

2) сигнал «РАССОГЛ.СМРК > 50 ММ» на кадр «071 ЭГСР» ИВС.

5.4.2. С целью обеспечения контроля за работой МТР во всех режимах, в устройствах автоматики реализована следующая сигнализация:

1) сигнальное табло «Потеря питания МТР-А(Б)» – при одновременном отсутствии сигналов с КВ «Не открыто» и «Не закрыто» любого из МТР;

2) сигнальное табло «МТР-А(Б) на упоре» – при полностью открытом или закрытом состоянии МТР-А(Б);

3) сигнальное табло «Отказ МТР-А(Б)» (формируется в АСУТ):

а) потеря питания любого из МТР-А,Б;

б) при длительности управляющих команд на МТР более заданного времени (125 с);

в) при отличии токов ЭГП-А и ЭГП-Б между собой на заданную величину (200 мА) в течение заданного времени (10 с).

5.4.3. Выполнена предупредительная сигнализация при отклонении токов ЭГП I_А (I_Б) на величину более 100 мА от нулевого значения в течение 5 с в эксплуатационных режимах ЭГСР, о чем выдаются сообщения:

1) загорается транспарант «НЕИСПР ЭГСП» в ячейке 9L панели В210;

2) сигнал «I_А (I_Б) > 100 МА > 5С» на кадр «071 ЭГСР» ИВС.

5.4.4. Перечень табло сигнализации на БЩУ приведен в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Наименование табло	Условия срабатывания	Место расположения табло	№ табло
Эл. магнит ЗУ 1↓	Защитное устройство SE63S01 «Выбито»	НУ25	
Эл. магнит ЗУ 2↓	Защитное устройство SE63S02 «Выбито»	НУ25	
Несинхронность РК>30 %	Перекас регулирующих клапанов турбины по сторонам А и Б (датчики SE01,02G02B1,B2,B3) на величину более 99 мм (30 %) в течение времени более 3 с при включенном ВГ.	НУ25	
Турбина отключена	Закрыты два СК с разных сторон турбины	НУ25	
Неисправность АСУТ	Неисправность ЭЧ ЭГСР, неисправность УВК	НУ26	
ТГ на ограничении	Ограничение ТГ по параметрам, указанным в подразделах 7.12-7.17 данного техописания	НУ26	
ОРР ЦВД	Осевое расширение ротора более 35 мм или менее минус 2 мм	НУ26	
Отказ ЭГСР	Отказ стойки В211	НУ26	
Отказ датчиков ЭГСР	Выполнение одного из следующих условий: 1) отказ датчиков положения РК турбины МСП4-330-3 SE01(02)G02B1,B2,B3; 2) отказ датчиков угловой скорости вращения турбины SB11S01,02,03; 3) превышение тока ЭГП-А (ЭГП-Б) величины 300 мА в течение 3 с при условии, что ток ЭГП-Б (ЭГП-А) меньше 300 мА в режимах «РМ», «РД-1», «РД-2», «РЧ» или «РДМ»; 4) авария схем электропитания любых двух рам стойки В211 или В212; 5) наличие сигнала «ОБРЫВ ДУС», который формируется при частоте меньше 1300 об/мин в режимах «РМ», «РДМ», «РД-1», «РД-2», «РЧ»; 6) показания датчиков электрической мощности (ПАМ-1,2,3) больше 200 МВт в режиме «РАЗВОРОТ»; 7) потеря питания датчиков положения РК-А (РК-Б) турбины МСП4-330-3 по двум из трех каналов питания	НУ26	
Ручное управление	Отключены режимы автоматического управления паровпускными органами турбины	НУ26	
ГСР	САРЗ находится в режиме ГСР	НУ26	

Наименование табло	Условия срабатывания	Место расположения табло	№ табло
Отказ МТР-А(Б)	Выполнение одного из следующих условий: 1. Длительность управляющих команд на МТР-А(Б) более заданного времени (125 с). 2. При отличии токов ЭГП-А и ЭГП-Б между собой на заданную величину (200 мА) в течение заданного времени (10 с). 3. Потеря питания любого МТР	НУ26	
Потеря питания МТР-А(Б)	Отсутствие сигналов с концевых выключателей МТР-А(Б)	НУ26	
МТР-А(Б) на упоре	МТР-А(Б) полностью закрыт или полностью открыт	НУ26	
РЧ	ЭГСП в режиме «РЧ»	НУ36	
РД-2	ЭГСП в режиме «РД-2»	НУ36	
НДМ	При неисправности датчиков мощности ТГ ЭГСП работает по условной мощности, рассчитываемой по положению сервомоторов РК	НУ36	
УРБ	В АСУТ сформировался сигнал «Ускоренная разгрузка блока»	НУ36	

5.4.5. На блоках 3, 4 выполнена предупредительная сигнализация при рассогласовании сервомоторов РК-А и РК-Б на величину более 20 % в эксплуатационных режимах ЭГСП, при этом загораются сообщения «Отказ ЭГСП» и «Рассогласование датч. СМ1РК и СМ2РК > 20 %» на кадре «СРТ3. Кадр отказов» АРМ БЩУ.

5.4.6. С целью обеспечения контроля за работой МТР во всех режимах в устройствах автоматики реализована следующая сигнализация:

1) сигнальное табло «Потеря питания МТР-А(Б)» – при одновременном отсутствии сигналов с КВ «Не открыто» и «Не закрыто» любого из МТР;

2) сигнальное табло «МТР-А(Б) на упоре» – при полностью открытом или закрытом состоянии МТР-А(Б);

3) сигнальное табло «Отказ МТР-А(Б)»:

а) потеря питания любого из МТР-А,Б;

б) при длительности управляющих команд на МТР более заданного времени (125 с);

в) при отличии токов ЭГП-А и ЭГП-Б между собой на заданную величину (200 мА) в течение заданного времени (10 с).

5.4.7. Выполнена предупредительная сигнализация при отклонении токов ЭГП I_А (I_Б) на величину более 100 мА от нулевого значения в течение 5 с в эксплуатационных режимах ЭГСП, о чем выдаются сообщения:

1) «Неисправность ЭГСП» на кадре «СРТ3. Кадр отказов» АРМ БЩУ;

2) «I_А (I_Б) > 100 МА > 5С» на кадре «СРТ1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

5.4.8. Перечень табло сигнализации на БЩУ блоков 3, 4 приведен в табл. 5.4.2.

Таблица 5.4.1

Наименование табло	Условия срабатывания	Место расположения табло
Эл. магнит ЗУ 1 ↓	Защитное устройство SE63S01 «Выбито»	НУ25
Эл. магнит ЗУ 2 ↓	Защитное устройство SE63S02 «Выбито»	НУ25
Несинхронность РК>30 %	Перекус регулирующих клапанов турбины по сторонам А и Б (датчики SE01,02G02B1,B2,B3) на величину более 99 мм (30 %) в течение времени более 3 с при включенном ВГ	НУ25
Турбина отключена	Закрыты два СК с разных сторон турбины	НУ25
Неисправность ТСА	Неисправность одного из ШУ ТСА, в том числе ШУ СРТ	НУ26
ТГ на ограничении	Ограничение ТГ по параметрам, указанным в подразделах 7.12-7.17	НУ26
ОРР ЦВД	Осевое расширение ротора более +35 мм или менее минус 2 мм	НУ26
Отказ ЭГСП	Отказ ШУ СРТ	НУ26
Отказ датчиков ЭГСП	Выполнение одного из следующих условий: 1) отказ датчиков положения РК турбины МСП4-330-3 SE01(02)G02B1,B2,B3; 2) отказ датчиков угловой скорости вращения турбины SB11S01,02,03; 3) превышение тока ЭГП-А (ЭГП-Б) величины 300 мА в течение 3 с при условии, что ток ЭГП-Б (ЭГП-А) меньше 300 мА в режимах «РМ», «РД-1», «РД-2», «РЧ» или «РДМ»; 4) наличие сигнала «ОБРЫВ ДУС», который формируется при частоте меньше 1300 об/мин в режимах «РМ», «РДМ», «РД-1», «РД-2», «РЧ»; 5) показания датчиков электрической мощности (ПАМ-1, 2, 3) больше 200 МВт в режиме «РАЗВОРОТ»; 6) потеря питания датчиков положения РК-А (РК-Б) турбины МСП4-330-3 по двум из трех каналов питания	НУ26
Ручное управление	Отключены режимы автоматического управления паровпускными органами турбины	НУ26
ГСП	САРЗ находится в режиме ГСП	НУ26
Отказ МТР-А(Б)	Выполнение одного из следующих условий: 1. Длительность управляющих команд на МТР-А(Б) более заданного времени (125 с). 2. При отличии токов ЭГП-А и ЭГП-Б между собой на заданную величину (200 мА) в течение заданного времени (10 с). 3. Потеря питания любого МТР	НУ26

Наименование табло	Условия срабатывания	Место расположения табло
Потеря питания МТР-А(Б)	Отсутствие сигналов с концевых выключателей МТР-А(Б)	НУ26
МТР-А(Б) на упоре	МТР-А(Б) полностью закрыт или полностью открыт	НУ26
РЧ	ЭГСР в режиме «РЧ»	НУ36
РД-2	ЭГСР в режиме «РД-2»	НУ36
НДМ	При неисправности датчиков мощности ТГ ЭГСР работает по условной мощности, рассчитываемой по положению сервомоторов РК	НУ36
УРБ	В ТСА сформировался сигнал «Ускоренная разгрузка блока»	НУ36
РК на упоре	Положение ГСМ-А(Б) турбины более 316 мм или ток ЭГП-А(Б) на открытие меньше минус 100 мА от «нулевого»	НУ36 (только на блоке 4)

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для контроля и обеспечения постоянной эксплуатационной готовности САРЗ, а также для управления системой проектом предусмотрены точки измерения давления, температуры, положения, частоты.

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Перечень контрольно-измерительных приборов ЭГСР блоков 1, 2, а также дополнительные данные и информация, связанные с КИП, приведены в табл. 6.2.1.

Таблица 6.2.1

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение	Уставка	Диапазон измерений
1. SE01G02 Положение сервомотора регулирующих клапанов SE11,12S02	SE01G02B1 (1к) SE01G02B2 (2к) SE01G02B3 (3к)	Показания, регулирование, защита SAF19	-	0-353 мм
2. SE02G02 Положение сервомотора регулирующих клапанов SE11,12S02	SE02G02B1 (1к) SE02G02B2 (2к) SE02G02B3 (3к)	Показания, регулирование, защита SAF19	-	0-353 мм
3. SE01G03 Положение отсечного золотника сервомотора регулирующих клапанов SE11,12S02	SE01G03B1	Показания	-	0-40 мм
4. SE02G03 Положение отсечного золотника сервомотора регулирующих клапанов SE13,14S02	SE02G03B1	Показания	-	0-40 мм
5. RC11P01 Давление пара в ГПК	RC11P01B5 (1к) RC11P01B6 (2к) RC11P01B7 (3к)	Показания, регулирование	В «РД-1» задается оператором. В «РД-2» равна 58 кгс/см ²	-0,6-99,4 кгс/см ²

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение	Уставка	Диапазон измерений
6. RB51T01 Температура пара за СПП-1,2 на входе в ЦНД	RB51T01B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
7. RB51T02 Температура пара за СПП-1,2 на входе в ЦНД	RB51T02B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
8. RB52T01 Температура пара за СПП-3,4 на входе в ЦНД	RB52T01B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
9. RB52T02 Температура пара за СПП-3,4 на входе в ЦНД	RB52T02B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
10. SA10T01 Температура фланца горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД	SA10T01B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
11. SA10T03 Температура фланца горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД (вблизи внутренней поверхности)	SA10T03B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
12. SA10T05, SA10T07, SA10T08 Температура корпуса ЦВД в зоне паровпуска (наружная поверхность верхней образующей стенки)	SA10T05B1 (1к) SA10T07B1 (2к) SA10T08B1 (3к)	Показания, регулирование	-	0-400 °С
13. SA10T02, SA10T21, SA10T23 Температура наружной поверхности фланца горизонтального разъема корпуса ЦВД	SA10T02B1 (1к) SA10T21B1 (2к) SA10T23B1 (3к)	Показания, регулирование	-	0-400 °С
14. ПАМ 1, ПАМ 2, ПАМ 3 Активная нагрузка турбогенератора (текущая мощность, определяемая по сигналам от трансформаторов тока и напряжения)	ПАМ 1 (1к) ПАМ 2 (2к) ПАМ 3 (3к)	Показания, регулирование	В режиме «РМ» задается оператором	0-1247 МВт
15. SB11S01, SB11S02, SB11S03 Частота вращения ротора турбогенератора	SB11S01 SB11S02 SB11S03	Показания, регулирование	1500 об/мин	0-2000 об/мин
16. SE01P09 Давление масла в линии управления (сторона А – на блоке 1, сторона Б – на блоке 2)	SE01P09B1	Показания	-	0-40 кгс/см ²

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение	Уставка	Диапазон измерений
17. SE02P06 Давление масла в линии управления (сторона А – на блоке 1, сторона Б – на блоке 2)	SE02P06B1	Показания	-	0-40 кгс/см ²
18. SE01S03 Положение МТР-А	SE01S03	Показания, регулирование	-	0-100 %
19. SE02S03 Положение МТР-Б	SE02S03	Показания, регулирование	-	0-100 %

6.2.2. Перечень контрольно-измерительных приборов ЭГСР блоков 3, 4, а также дополнительные данные и информация, связанные с КИП, приведены в табл. 6.2.2.

Таблица 6.2.2

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение	Уставка	Диапазон измерений
1. SE01G02 Положение сервомотора регулирующих клапанов SE11,12S02	SE01G02B1 (1к) SE01G02B2 (2к) SE01G02B3 (3к)	Показания, регулирование, защита SAF19	-	0-330 мм
2. SE02G02 Положение сервомотора регулирующих клапанов SE11,12S02	SE02G02B1 (1к) SE02G02B2 (2к) SE02G02B3 (3к)	Показания, регулирование, защита SAF19	-	0-330 мм
3. SE01G03 Положение отсечного золотника сервомотора регулирующих клапанов SE11,12S02	SE01G03B1	Показания	-	0-40 мм
4. SE02G03 Положение отсечного золотника сервомотора регулирующих клапанов SE13,14S02	SE02G03B1	Показания	-	0-40 мм
5. RC11P01 Давление пара в ГПК	RC11P01B5 (1к) RC11P01B6 (2к) RC11P01B7 (3к)	Показания, регулирование	В «РД-1» задается оператором. В «РД-2» равна 58 кгс/см ²	-0,6...99,4 кгс/см ²

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение	Уставка	Диапазон измерений
6. RB51T01 Температура пара за СПП-1 на входе в ЦНД	RB51T01B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
7. RB51T02 Температура пара за СПП-2 на входе в ЦНД	RB51T02B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
8. RB52T01 Температура пара за СПП-3 на входе в ЦНД	RB52T01B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
9. RB52T02 Температура пара за СПП-4 на входе в ЦНД	RB52T02B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
10. SA10T01 Температура фланца горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД	SA10T01B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
11. SA10T03 Температура фланца горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД (вблизи внутренней поверхности)	SA10T03B1	Показания, регулирование	-	0-400 °С
12. SA10T05, SA10T07, SA10T08 Температура корпуса ЦВД в зоне паровпуска (наружная поверхность верхней образующей стенки)	SA10T05B1 (1к) SA10T07B1 (2к) SA10T08B1 (3к)	Показания, регулирование	-	0-400 °С
13. SA10T02, SA10T21, SA10T23 Температура наружной поверхности фланца горизонтального разъема корпуса ЦВД	SA10T02B1 (1к) SA10T21B1 (2к) SA10T23B1 (3к)	Показания, регулирование	-	0-400 °С
14. ПАМ 1, ПАМ 2, ПАМ 3 Активная нагрузка турбогенератора (текущая мощность, определяемая по сигналам от трансформаторов тока и напряжения)	ПАМ 1 (1к) ПАМ 2 (2к) ПАМ 3 (3к)	Показания, регулирование	В режиме «РМ» задается оператором	0-1247 МВт
15. SB11S01, SB11S02, SB11S03 Частота вращения ротора турбогенератора	SB11S01 SB11S02 SB11S03	Показания, регулирование	1500 об/мин	0-2000 об/мин
16. SE02P06 Давление масла в линии управления стороны А	SE02P06B1	Показания	-	0-40 кгс/см ²

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение	Уставка	Диапазон измерений
17. SE01P09 Давление масла в линии управления стороны Б	SE01P09B1	Показания	-	0-40 кгс/см ²
18. SE01S03 Положение МТР-А	SE01S03	Показания, регулирование	-	0-100 %
19. SE02S03 Положение МТР-Б	SE02S03	Показания, регулирование	-	0-100 %

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Особенности режимов работы ЭГСР

7.1.1. Режим работы ЭГСР устанавливается оператором или автоматически в соответствии с заданной иерархией управления. Включение каждого режима сигнализируется загоранием соответствующего табло на пульте В210 для блоков 1, 2 или на кадре АРМ БЩУ «Пульт СРТ» для блоков 3, 4 (при автоматическом включении режимов индикация производится мигающим светом, снятие мигания производится нажатием кнопки включенного режима). Выбранный в соответствии с приоритетом (см. подраздел 7.11) регулятор управляет электрогидравлическим следящим приводом органов парораспределения. Перемещение регулирующих клапанов под воздействием регулятора будет происходить до тех пор, пока значение регулируемого параметра, замеренного электрическими датчиками, станет равным заданному значению уставки регулятора.

7.1.2. Уставки регуляторов задаются следующим образом:

- 1) заданное значение частоты вращения ротора при развороте турбины устанавливается оператором;
- 2) заданное значение мощности при нагружении турбины устанавливается оператором;
- 3) заданное значение мощности при разгрузке турбины устанавливается оператором либо сигналом от технологических защит на разгрузку ТГ;
- 4) заданное значение давления пара в ГПК в режиме «РД 1» устанавливается автоматически равным значению, имевшему место в момент включения режима, и может, при необходимости, корректироваться оператором;
- 5) включение в работу стерегущего режима поддержания давления «РД 2» происходит при давлении в ГПК менее 58 кгс/см^2 ;
- 6) заданное значение мощности при включении в работу регулятора, поддерживающего частоту в сети, устанавливается автоматически равным значению, имевшему место в момент включения режима;
- 7) степень неравномерности регулирования частоты при работе ЭГСР в режиме «РЧ» равняется $5 \% n_{\text{ном}}$.

7.1.3. Однозначное соответствие между значением электрического сигнала, поступившего на вход ЭГП, и положением ГСМ обеспечивается за счет действия электрических обратных связей по положению главных сервомоторов РК.

7.1.4. Управление положением гидроприводов регулирующих заслонок осуществляется путем изменения положения отсечных золотников ГСМ. Регулирующие заслонки во всех эксплуатационных режимах занимают открытое положение. В динамическом режиме «сброс нагрузки» положение регулирующих заслонок изменяется по сигналу регулятора, ведущего режим. ЗР не могут занимать устойчивых промежуточных положений, т.к. не имеют собственных обратных связей по положению.

7.1.5. Передача электрических сигналов управления на исполнительные гидравлические устройства осуществляется ЭГП. На ЭМП, входящий в состав ЭГП, подается постоянное напряжение подмагничивания катушек 220 В.

7.1.6. В связи с резервированием важнейших элементов стойка ЭГСР В211 может работать при наличии неисправностей. В этом случае на пульте В210 подвешивается табло «неисправность ЭГСР».

7.1.7. При отказах ЭЧСР происходит автоматическое переключение САРЗ в режим ГСР. Процесс переключения ЭГСР-ГСР состоит в снятии напряжения подмагничивания с обмоток ЭМП № 1,2.

7.1.8. ЭГСР может работать в одном из следующих режимов:

- 1) слежение;
- 2) опробование регулирующих клапанов;
- 3) разворот (РР);
- 4) регулирование мощности;
- 5) регулирование давления пара в главном паровом коллекторе (РД-1);
- 6) поддержание давления пара в ГПК с пониженной уставкой (РД-2);
- 7) регулирование давления пара и мощности
- 8) регулирование частоты;
- 9) сброс нагрузки;
- 10) расхаживание клапанов.

7.1.9. Внешний вид панели управления и индикации ЭГСР В210 на блоках 1, 2 представлен на рис 7.1.1. При подаче команд с В210 необходимо одновременно с кнопкой команды нажать кнопку «ДЕБЛОКИРОВКА»

7.1.10. Внешний вид видеокадра «071 ЭГСР» на блоках 1, 2 представлен на рис 7.1.2.

7.1.11. Внешний вид видеокадра АРМ БЩУ «Пульт СРТ» на блоках 3, 4 представлен на рис 7.1.3. При подаче команд с видеокадра АРМ БЩУ «Пульт СРТ» необходимо одновременно с транспарантом команды нажать транспарант «ДЕБЛОКИРОВКА»

7.1.12. Внешний вид видеокадра АРМ БЩУ «СРТ Т1. Кадр технологический» на блоках 3, 4 представлен на рис 7.1.4.

7.2. Режим слежения

7.2.1. При переводе системы регулирования в режим ГСР, ЭГСР включается в режим слежения за положением регулирующих клапанов с выдачей сообщения «РЕЖИМ СЛЕЖЕНИЯ» на кадр «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2 и на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4. При этом значения управляющих токов, поступающих на ЭПП-А и ЭПП-Б, должны быть близкими к нулевым, что обеспечивает безударный переход в один из режимов в соответствии с иерархией команд и сигналов при переходе системы регулирования в режим ЭГСР.

7.2.2. Включение режима слежения блокируется при наличии условий автоматического перевода управления с ЭГСР на ГСР, приведенных в п. 5.2.1 для блоков 1, 2 и п. 5.2.3 для блоков 3, 4.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К	ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ									ИРКС
L	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>ИСХ</div><div>0</div><div>600</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>РКА</div><div>РКБ</div><div>—</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>РМ</div><div>РЧ</div><div>РДМ</div> </div>	<div>РЕЖИМ РР</div> <div>И М П П А</div> <div>ОГРАНИЧЕНИЕ</div>	<div> <div></div><div></div> </div> <div> <div></div><div></div> </div>	<div> <div></div><div></div> </div> <div> <div></div><div></div> </div>	<div> <div>F Ø ОБ/МИН</div> <div>N Ø МВТ</div> <div>Р Ø КГ/СМ²</div> </div>	<div> <div>ОТКАЗ ЭГСР</div> <div>Неиспр. ЭЧЭГСР</div> <div>ТЕМП МВТ/МИН</div> </div>	<div> <div>Неиспр. ЭГСП</div> <div></div> <div></div> </div>	<div> <div>ОТКАЗ</div> <div>Неисправность</div> <div></div> </div>
M	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>1500</div><div>БПРУ</div><div>ОРК</div> </div>		<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>РД1</div><div>РД2</div><div></div> </div>		<div> <div></div><div></div> </div> <div> <div></div><div></div> </div>	<div> <div></div><div></div> </div> <div> <div></div><div></div> </div>	<div> <div>F ОБ/МИН</div> <div>N МВТ</div> <div>Р КГ/СМ²</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>5</div><div>10</div><div>15</div> </div>		
N	<div> <div></div> </div> <div> <div>●</div> </div> <div> <div>ДЕБЛОКИРОВКА</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>НДМ</div><div></div><div>Конт</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>СТН</div><div>БлОр</div><div>ОтПА</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>—</div><div>N Ø P Ø</div><div>+</div> </div>	<div> <div></div> </div> <div> <div>○</div> </div> <div> <div>N оп</div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>F</div><div>N</div><div>P</div> </div>		<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>20</div><div></div><div></div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>ПРЛЭ</div><div>КВЭ</div><div></div> </div>	<div> <div></div><div></div><div></div> </div> <div> <div>○</div><div>○</div><div>○</div> </div> <div> <div>ПРЛИ</div><div>КВИ</div><div></div> </div>

Рисунок 7.1.1 – Панель управления и индикации ЭГСР В210. Блоки 1, 2

ЭГСР (071)

Главное

Сигнализация

Фрагменты

Диаграммы

Список параметров

Масштаб

Печать

Помощь

ЭГСР

ЭГСР

РЕЖИМ:

PM

УРБ

БГ:

ВКЛ

ОТКЛ

N ПР

1027

МВт

N ЗД

1027

МВт

* N Г+

1028

МВт

* N РК

1024

МВт

N РРВ+

0

МВт

N ДОП+

1815

МВт

N ДОП-

303

МВт

N ТСПП

1227

МВт

N ТЗ

0

МВт

N ОП

1071

МВт

N ПА

0

МВт

S ПР

1500

ОБ/МИН

* S

1500

ОБ/МИН

ИСХ

0

600

1500

T ФЛ ЦВД

203

°C

T ФЛ НАР

209

°C

T ФЛ ВН

215

°C

Δ T ФЛ

5

°C

T ПАР ВП

212

°C

T СПП

238

°C

I A

-3

МА

I B

-4

МА

СМ1РК

271

ММ

СМ2РК

270

ММ

ОЗ1РК

19.6

ММ

ОЗ2РК

19.1

ММ

P ПР

-0.6

КГС/СМ2

* P ГПК

60.1

КГС/СМ2

P РД2

58.0

КГС/СМ2

P ГСР А

10.7

КГС/СМ2

P ГСР Б

10.6

КГС/СМ2

МТР А

81.2

%

-

+

МТР Б

81.1

%

-

+

БЛОКИРОВКА МТР

A

B

по

ВРЕМЕНИ

РАССОГЛАСОВАНИЮ ТОКОВ

ПОТЕРЕ ПИТАНИЯ

АРМ

ОТКЛ

H

T

БРУ-К

ПЗ-1

ТЗ

УРБ 1

УРБ 2

УРБ 3

T ВЫД

0.0

МИН

I

A

B

ОГРАНИЧЕНИЕ по

ТЕПЛ. СОСТ.

К-ДЕ ОПЕР

ТЗ

ПА

ОПР +

РР ЗАВЕРШЕН

РК на УПОРЕ

РАССОГЛАСОВАНИЕ СМРК > 50 ММ

ПЕРЕЙТИ на РУ

НЕИСПРАВНОСТЬ

ДАТЧИКИ ЭГСР

ЭЧ ЭГСР

231

232

233

234

235

236

211

221

F1-ВУМ2

F2-ВУМ7

F3-РСС

F4-СППБ

F5-ОПД1

F6-ОПД2

F7-ОПД3

F8-ОПД4

ЭБ 1

R

09.10.2010

10:10

Рисунок 7.1.2 – Видеокадр ИВС «071 ЭГСР». Блоки 1, 2

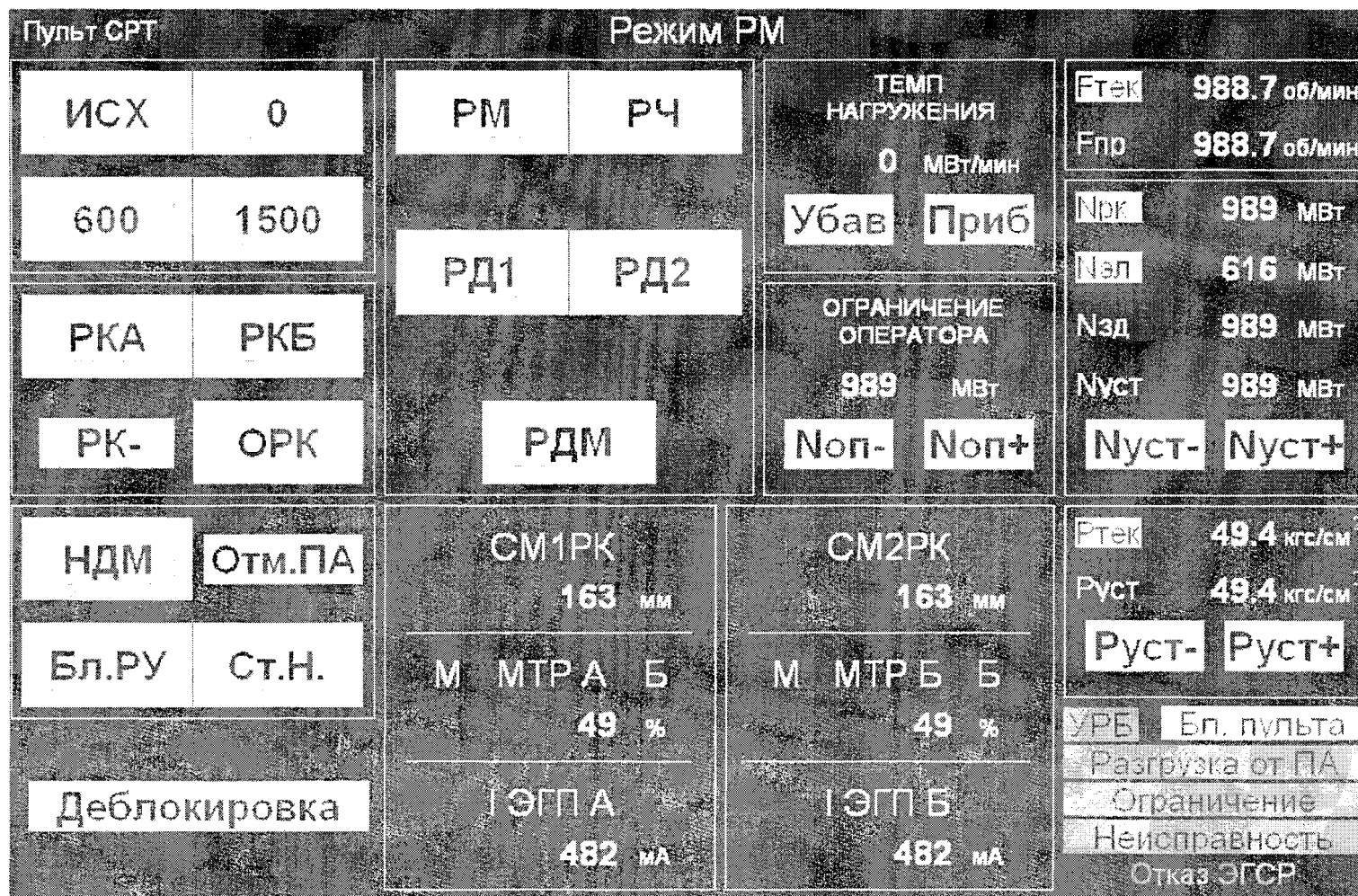


Рисунок 7.1.3 – Видеокадр АРМ БЦУ «Пульт СРТ». Блоки 3,4

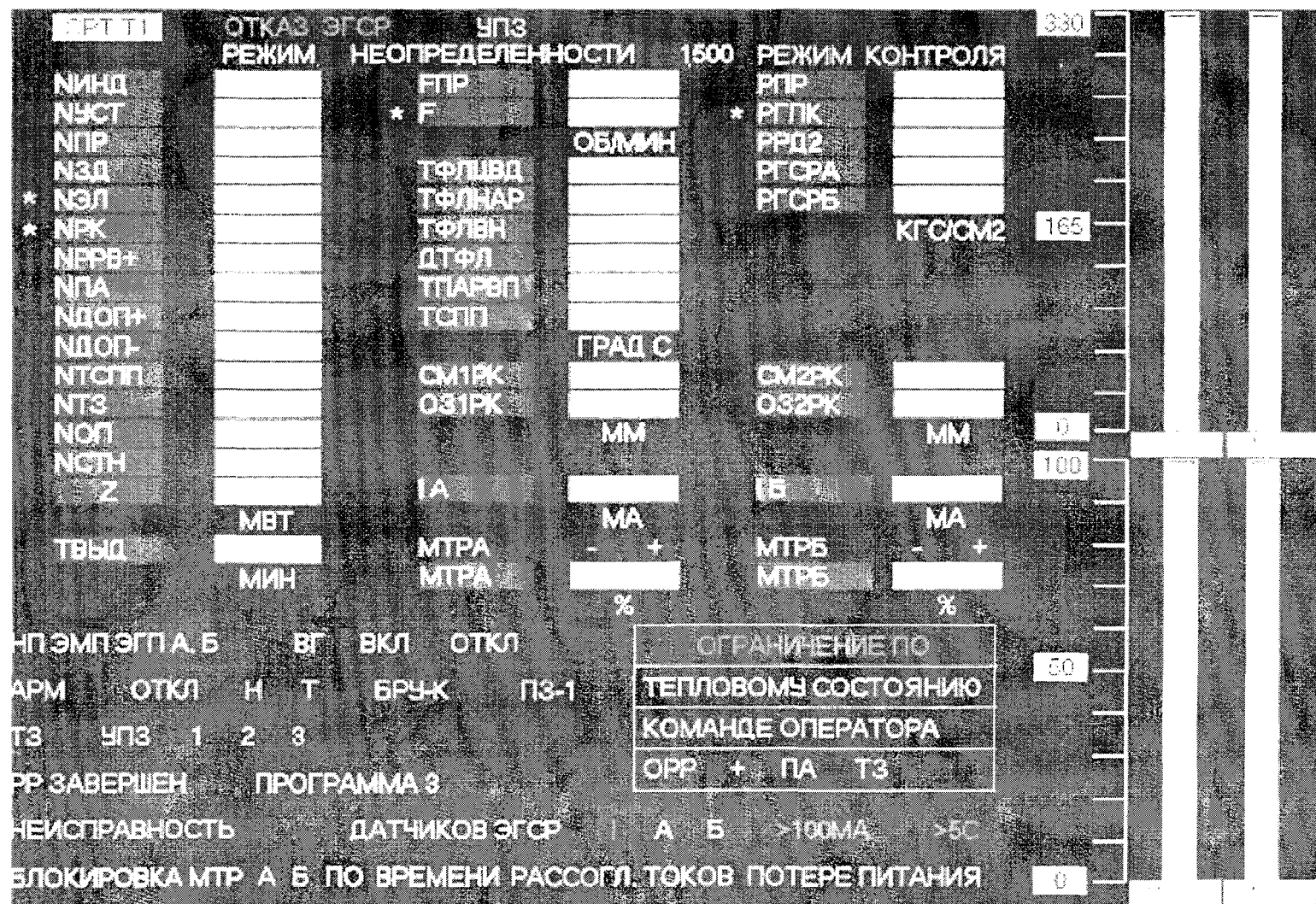


Рисунок 7.1.4 – Видеокадр АРМ БЩУ «СРТ Т1. Кадр технологический». Блоки 3, 4

7.3. Режим разворота «РР»

7.3.1. Все предпусковые, пусковые операции, собственно разворот турбины (ручной или полуавтоматический) и синхронизация турбогенератора с энергосетью, выполняемые посредством ЭГСР, объединяются общим названием «Режим разворота» («РР») и сопровождаются выдачей сообщения «РЕЖИМ РР» на кадр «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2 и на кадры «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

7.3.2. При переводе САРЗ в режим ЭГСР при отключенном ВГ из режима слежения ЭГСР включается в режим «РР» безударно, то есть формирует управляющий сигнал, который сохраняет состояние турбины, достигнутое при управлении с помощью МТР в ГСР.

7.3.3. Состояние турбогенератора до включения в сеть характеризуется в ЭГСР следующими состояниями:

- 1) полностью остановленная турбина (СК закрыты);
- 2) турбина остановлена ($F < 40$ об/мин при открытых СК);
- 3) состояние разворота ($40 \text{ об/мин} < F < 1395 \text{ об/мин}$);
- 4) состояние подсинхронных оборотов ($F > 1395 \text{ об/мин}$).

7.3.4. При переводе САРЗ в режим ЭГСР при полностью остановленной турбине ЭГСР определяет свое состояние как автоматический разворот с исходного состояния турбины и выдает сообщение «РЕЖИМ РР»: для блоков 1, 2 – на кадре «071 ЭГСР» ИВС и свечение лампочки над кнопкой «ИСХ» ячейки 1L панели В210; для блоков 3, 4 – на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ. На ЭГП-А,Б выдается максимальный сигнал (сообщение « I_A , I_B 350 мА» на кадре «071 ЭГСР» ИВС – для блоков 1, 2; показания « I_A », « I_B » равны 350 мА на кадрах «Пульт СРТ» «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ – для блоков 3, 4), удерживающий в закрытом состоянии РК и ЗР.

7.3.5. Для разворота турбины блоков 1, 2 необходимо выполнить следующие действия:

- 1) взвести СК;
- 2) с панели В210 нажатием кнопки «0» ячейки 1L (индикация включения – свечение лампочки над кнопкой «0») задать уставку ноль оборотов;

Примечание.

ЭГСР формирует постоянный управляющий сигнал на ЭГП-А,Б, повышающий давление в линии управления ЭГСР до 9,5-10,5 кгс/см², отсечные золотники сервомоторов А, Б (ОЗ СМ РК-А,Б) перемещаются в отсечное положение, что приводит к открытию ЗР, РК при этом закрыты, а ГСМ открываются на 8 мм. Данная последовательность будет реализована только в том случае, если настроенные параметры СРТ обеспечат открытие МТР, что необходимо для создания рабочего соотношения давлений в камерах ОЗ. В противном случае ОЗ «зависнет» в промежуточном положении, а для обеспечения перемещения его в положение отсечки должны быть предприняты необходимые меры по открытию МТР (критериями величины открытия МТР является перемещение ОЗ в положение отсечки и нулевые токи управления ЭГП). Команда «0» применяется также для останова турбины при частоте вращения турбины больше 40 об/мин. При выполнении команды «0» ЭГСР выбирает

«Программу разворота» в зависимости от температуры поверхности металла ЦВД в зоне паровпуска ((ТПАРВП – кадр «071 ЭГСР» ИВС), номер выбранной программы выдается на кадр «071 ЭГСР» ИВС: при $T_{\text{паровп}} < 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ – «ПРОГРАММА 1» (холодное состояние), при $80\text{ }^{\circ}\text{C} < T_{\text{паровп}} < 180\text{ }^{\circ}\text{C}$ – «ПРОГРАММА 2» (неостывшее состояние), при $T_{\text{паровп}} > 180\text{ }^{\circ}\text{C}$ – «ПРОГРАММА 3» (горячее состояние).

3) с панели В210 нажатием кнопки «600» ячейки 1L (индикация включения – свечение лампочки над кнопкой «600»), задать уставку 600 об/мин;

Примечание.

ЭГСР формирует сигналы на ЭП-А,Б и МТР-А,Б на перемещение РК, приводящее к развороту турбины до 600 об/мин с темпом разворота 2,4 об/мин за секунду в диапазоне 0-560 об/мин, 1,2 об/мин за секунду в диапазоне 560-600 об/мин. Нажатие кнопки «600» при частоте вращения больше 600 об/мин приводит к снижению частоты вращения ТА до 600 об/мин со скоростью выбега. После достижения частоты вращения турбины 600 об/мин ЭГСР осуществляет выдержку на 600 об/мин в течение времени 15 мин (ПРОГРАММА 1), 10 мин (ПРОГРАММА 2), 0 мин (ПРОГРАММА 3). Время, оставшееся до конца выдержки (ТВЫД), отображается на кадре «071 ЭГСР» ИВС.

4) с панели В210 нажатием кнопки «1500» ячейки 1М (индикация включения – свечение лампочки над кнопкой «1500») задать уставку 1500 об/мин;

Примечание.

ЭГСР формирует сигналы на ЭП-А,Б и МТР-А,Б на перемещение РК, приводящее к развороту турбины до 1500 об/мин с темпом разворота 2,4 об/мин за секунду в диапазоне 0-1420 об/мин, 1,2 об/мин за секунду в диапазоне 1420-1485 об/мин, 0,6 об/мин за секунду в диапазоне 1485-1500 об/мин. При нажатии кнопки «1500» при частоте вращения ТА меньше или равной 600 об/мин, ЭГСР осуществляет разворот ТА до 600 об/мин с реализацией выдержки в соответствии с выбранной программой разворота. По истечении времени выдержки ЭГСР автоматически продолжает разворот ТА до 1500 об/мин. При подаче команды «1500» при частоте вращения турбины больше 600 об/мин уставка 1500 об/мин вводится без этапа выдержки. После достижения частоты вращения турбины 1500 об/мин осуществляется выдержка на 1500 об/мин в течение времени 5 минут (ПРОГРАММА 1), 3 минуты (ПРОГРАММА 2), 0 минут (ПРОГРАММА 3). Время, оставшееся до конца выдержки, отображается на кадре «071 ЭГСР» ИВС (ТВЫД), после выдержки на 1500 об/мин гаснет лампа над кнопкой «1500» ячейки 1М панели В210, на кадре «071 ЭГСР» ИВС гаснет сообщение «РР» и появляется сообщение «РР завершен», что свидетельствует о готовности ЭГСР к синхронизации и включению ТА в сеть в один из эксплуатационных режимов.

5) синхронизацию турбогенератора с сетью произвести путем изменения в ЭГСР уставки частоты вращения турбины в диапазоне 1395-1560 об/мин по командам «Прибавить» («Убавить») от автосинхронизатора или вручную от ключа синхронизации с панели НУ32 БЦУ, один импульс («Прибавить» или «Убавить») приводит к изменению уставки ЭГСР по частоте на 1,5 об/мин.

7.3.6. Для разворота ТА блоков 3, 4 необходимо выполнить следующие действия:

- 1) взвести СК;
- 2) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ нажатием кнопки «0» задать уставку ноль оборотов;

Примечание.

ЭГСР формирует постоянный управляющий сигнал на ЭГП-А,Б, повышающий давление в линии управления ЭГСР до 9,5-10,5 кгс/см², отсечные золотники сервомоторов А, Б (ОЗ СМ РК-А,Б) перемещаются в отсечное положение, что приводит к открытию ЗР, РК при этом закрыты, а ГСМ открываются на 8 мм. Данная последовательность будет реализована, только в том случае, если настроечные параметры СРТ обеспечат открытие МТР, что необходимо для создания рабочего соотношения давлений в камерах ОЗ. В противном случае ОЗ «зависнет» в промежуточном положении, а для обеспечения перемещения его в положение отсечки должны быть предприняты необходимые меры по открытию МТР (критериями величины открытия МТР является перемещение ОЗ в положение отсечки и «нулевые» токи управления ЭГП). Команда «0» применяется также для останова турбины при частоте вращения турбины больше 40 об/мин. При выполнении команды «0» ЭГСР выбирает «Программу разворота» в зависимости от температуры поверхности металла ЦВД в зоне паровпуска (ТПАРВП – кадр «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ). Номер выбранной программы выдается на кадр «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ: при $T_{\text{паровп}} < 80^\circ\text{C}$ – «ПРОГРАММА 1» (холодное состояние), при $80^\circ\text{C} < T_{\text{паровп}} < 180^\circ\text{C}$ – «ПРОГРАММА 2» (неостывшее состояние), при $T_{\text{паровп}} > 180^\circ\text{C}$ – «ПРОГРАММА 3» (горячее состояние).

- 3) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ нажатием кнопки «600» задать уставку 600 об/мин;

Примечание.

ЭГСР формирует сигналы на ЭГП-А,Б и МТР-А,Б на перемещение РК, приводящее к развороту турбины до 600 об/мин с темпом разворота 2,4 об/мин за секунду в диапазоне 0-560 об/мин, 1,2 об/мин за секунду в диапазоне 560-600 об/мин. Нажатие кнопки «600» при частоте вращения больше 600 об/мин приводит к снижению частоты вращения ТА до 600 об/мин со скоростью выбега. После достижения частоты вращения турбины 600 об/мин ЭГСР осуществляет выдержку на 600 об/мин в течении времени 15 мин (ПРОГРАММА 1), 10 мин (ПРОГРАММА 2), 0 мин (ПРОГРАММА 3). Время, оставшееся до конца выдержки (ТВЫД), отображается на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

- 4) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ нажатием кнопки «1500» задать уставку 1500 об/мин;

Примечание.

ЭГСР формирует сигналы на ЭГП-А,Б и МТР-А,Б на перемещение РК, приводящее к развороту турбины до 1500 об/мин с темпом разворота 2,4 об/мин за секунду в диапазоне 0-1420 об/мин, 1,2 об/мин за секунду в диапазоне 1420-1485 об/мин, 0,6 об/мин за секунду в диапазоне 1485-1500 об/мин. При нажатии кнопки «1500» при частоте вращения ТА меньше или равной 600 об/мин ЭГСР осуществляет разворот ТА до 600 об/мин с реализацией выдержки в соответствии с выбранной

программой разворота. По истечении времени выдержки ЭГСР автоматически продолжает разворот ТА до 1500 об/мин. При подаче команды «1500» при частоте вращения турбины больше 600 об/мин уставка 1500 об/мин вводится без этапа выдержки. После достижения частоты вращения турбины 1500 об/мин осуществляется выдержка на 1500 об/мин в течение времени 5 минут (ПРОГРАММА 1), 3 минуты (ПРОГРАММА 2), 0 минут (ПРОГРАММА 3). Время, оставшееся до конца выдержки (ТВЫД), отображается на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ. После выдержки на 1500 об/мин на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ гаснет сообщение «РР» и появляется сообщение «РР завершен», что свидетельствует о готовности ЭГСР к синхронизации и включению ТА в сеть в один из эксплуатационных режимов.

5) синхронизацию турбогенератора с сетью произвести путем изменения в ЭГСР уставки частоты вращения турбины в диапазоне 1395-1540 об/мин по командам «Прибавить» («Убавить») от автосинхронизатора или вручную от ключа синхронизации с панели НУ32 БЩУ (один импульс «Прибавить» или «Убавить» приводит к изменению уставки ЭГСР по частоте на 1,5 об/мин).

7.3.7. При переводе САРЗ в режим ЭГСР при взведенных СК и частоте вращения ротора турбины меньше 40 об/мин ЭГСР определяет свое состояние как «Опробование регулирующих клапанов турбины» («Опробование РК»).

7.3.8. Включение режима «Опробование РК» индицируется:

1) для блоков 1, 2 на панели В210 свечением лампы «ОРК» ячейки 1М и лампы «ИСХ» или «0» (ячейка 1L) в зависимости от закрытого или открытого состояния ЗР; для блоков 3, 4 на кадре «Пульт СРТ» подсвечением кнопок «ОРК» и «ИСХ» или «0» в зависимости от закрытого или открытого состояния ЗР;

2) световой и звуковой сигнализацией «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» на панели НУ26.

7.3.9. Режим опробования регулирующих клапанов предназначен для проверки работоспособности электрогидравлического следящего привода на остановленной турбине с возможностью открытия РК от ЭГСР на полный ход, а также для проверки работы защит по перекосу РК, реализованных в ЭГСР.

7.3.10. Режим опробования регулирующих клапанов может быть включен для блоков 1, 2 с панели В210 нажатием кнопки «ОРК» в ячейке 1М и для блоков 3, 4 с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ нажатием кнопки «ОРК». При этом ЭГСР должна работать в режиме «РР», СК должны быть взведены, обороты ротора турбины должны быть меньше 40 об/мин.

7.3.11. Перемещение регулирующих клапанов осуществляется воздействием на ключ ручного управления ЭГСР (НУ67). Воздействие в сторону «ПРИБАВИТЬ» приводит к открытию регулирующих клапанов, воздействие в сторону «УБАВИТЬ» – к закрытию с темпом 6 мм/с.

7.3.12. Отключение режима «Опробование РК» производится нажатием кнопки «БЛ РУ» (блокировка ручного управления) ячейки 1М панели В210 для блоков 1, 2 и на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ для блоков 3, 4, при этом исчезает информация о включении режима, и ЭГСР переходит в режим разворота с уставкой «ИСХ» (при закрытых ЗР) или «0» (при открытых ЗР).

7.3.13. При переводе САРЗ в режим ЭГСР при взведенных СК и частоте вращения ротора турбины $40 \text{ об/мин} < F < 1395 \text{ об/мин}$ ЭГСР определяет свое состояние как «Ручной разворот» и поддерживает текущие обороты.

7.3.14. Включение режима индицируется:

1) на панели В210 свечением лампы «БЛ РУ» ячейки 1М и лампы «600» ячейки 1L (при $40 \text{ об/мин} < F \leq 600 \text{ об/мин}$) или лампы «1500» ячейки 1М (при $600 \text{ об/мин} < F < 1395 \text{ об/мин}$) – на блоках 1, 2; на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ подсвечением кнопок «Бл. РУ» и «600» (при $40 \text{ об/мин} < F \leq 600 \text{ об/мин}$) или «1500» (при $600 \text{ об/мин} < F < 1395 \text{ об/мин}$) – на блоках 3, 4;

2) световой и звуковой сигнализацией «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» на панели НУ26.

7.3.15. Отключение режима «Ручное управление» производится нажатием кнопки «БЛ РУ» (блокировка ручного управления) ячейки 1М панели В210 – на блоках 1,2; кнопки «Бл. РУ» (блокировка ручного управления) кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ – на блоках 3,4, при этом ЭГСР переходит в режим полуавтоматического разворота с соответствующей уставкой «600» или «1500». Гаснет табло «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» на панели НУ26.

7.3.16. При переводе САРЗ в режим ЭГСР при взведенных СК и частоте вращения ротора турбины $1395 \text{ об/мин} < F < 1560 \text{ об/мин}$ ЭГСР определяет свое состояние как «Подсинхронные обороты». Гаснет сообщение «РР» и появляется сообщение «РР завершен» на кадре «071 ЭГСР» ИВС – на блоках 1, 2; гаснет сообщение «РР» и появляется сообщение «РР завершен» на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ, что свидетельствует о готовности ЭГСР к синхронизации и включению ТА в сеть в один из эксплуатационных режимов.

7.3.17. На любом этапе полуавтоматического разворота турбины в диапазоне $0 \text{ об/мин} < F < 1560 \text{ об/мин}$ можно остановить ТА на любом уровне частоты. Для этого достаточно воздействием на ключ ручного управления ЭГСР (НУ67) в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» перевести турбину в режим «Ручного разворота». При этом высвечивается табло «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» на панели НУ26. Дальнейшее воздействие на ключ управления в сторону «ПРИБАВИТЬ» приводит к открытию регулирующих клапанов, воздействие в сторону «УБАВИТЬ» – к закрытию, с темпом 6 мм/с. Отключение режима «Ручное управление» производится нажатием кнопки «БЛ РУ» (блокировка ручного управления) ячейки 1М панели В210 – на блоках 1, 2; нажатием кнопки «Бл. РУ» (блокировка ручного управления) на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ – на блоках 3, 4, при этом ЭГСР переходит в режим полуавтоматического разворота на этап, на который указывает индикация ламп «ИСХ», «0», «600», «1500», а при отсутствии их свечения – на этап подсинхронных оборотов.

7.4. Режим регулирования мощности «РМ»

7.4.1. Режим регулирования мощности («РМ») предназначен для:

- 1) поддержания совместно с АРМ-3Р величины электрической мощности энергоблока на уровне, задаваемом оператором;
- 2) первоначального нагружения турбины до уровня собственных нужд 70 МВт при включении генератора в сеть за время от 2 до 5 с;
- 3) планового изменения мощности блока со скоростью 5, 10, 15, 20 МВт/мин (темп выбирает оператор в ячейках 8М, 8N панели В210) и поддержания на заданном уровне в диапазоне 70–1100 МВт.

7.4.2. Режим «РМ» включается автоматически при:

- 1) электрической мощности энергоблока меньшей 70 МВт;
- 2) работе АРМ-3Р в режиме «Т»;
- 3) запрете включения режимов «РД-1(РД-2)», «РДМ».

При этом САРЗ находится в режиме ЭГSR, СК ТА взведены, выключатель генератора включен, отсутствуют условия на включение режима с более высоким уровнем иерархии.

7.4.3. Ручное включение режима возможно только при отсутствии информации о режиме работы АРМ-3Р и осуществляется нажатием кнопки «РМ» ячейки 3L панели В210 – для блоков 1, 2; нажатием кнопки «РМ» на кадре «Пульт СРТ» – для блоков 3, 4.

7.4.4. Включение режима «РМ» индицируется:

- 1) мигающим светом индикаторной лампочки «РМ» ячейки 3L панели В210 (снятие мигания производится нажатием кнопки «РМ» ячейки 3L панели В210) и на кадре «071 ЭГSR» ИВС – для блоков 1, 2;
- 2) на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ – для блоков 3, 4.

7.4.5. Сообщение о включении обратной связи по N_{pk} (обратная связь по положению РК турбины) или $N_{эл}$ выдается на кадр «071 ЭГSR» ИВС (блоки 1, 2); на кадр «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ (блоки 3, 4) подсветкой значка «*» слева от идентификатора N_{pk} или $N_{эл}$. Сообщения о включении обратной связи по N_{pk} дополнительно выдаются свечением индикаторной лампочки «НДМ» (неисправность датчиков мощности) ячейки 2N панели В210 (блоки 1, 2); на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ (блоки 3, 4) и табло «НДМ» на панели НУ36. После выяснения и устранения причин перехода ЭГSR на условную мощность нажатием кнопки «НДМ» ячейки 2N панели В210 (блоки 1, 2), кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ (блоки 3, 4) производится безударное включение ЭГSR на текущую электрическую мощность ТА.

7.4.6. На блоках 1, 2 величина уставки и текущей мощности индицируется на кадре «071 ЭГSR» ИВС и на индикаторах ячеек 5,6L и 5,6M панели В210 с подсветкой транспарантов « N_{\emptyset} МВт» и « N МВт». На блоках 3, 4 величина уставки «НУСТ» и «НЭЛ» и текущей мощности индицируется на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

7.4.7. Изменение мощности энергоблока в режиме «РМ» осуществляется для блоков 1, 2:

1) с панели В210; для изменения величины уставки необходимо нажатием кнопки «N» ячейки 6N панели В210 вызвать на цифровые индикаторы ячеек 5,6L панели В210 величину уставки по мощности, на индикаторы ячеек 5,6M панели В210 величину текущей электрической мощности ТА (в ячейках 7L, 7M подсвечиваются соответствующие транспаранты «N \emptyset МВТ» и «N МВТ»); воздействием на кнопку «+» или «-» ячейки 4N изменить уставку мощности в нужном направлении; темп изменения уставки 5 МВт/с; скорость приведения электрической нагрузки к уставке зависит от выбранного темпа в ячейках 8M, 8N панели В210;

2) от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67); воздействие на ключ в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» приводит к изменению электрической мощности от ЭГСР со скоростью 20 МВт/с, при этом на панель НУ26 выдается световая и звуковая сигнализация «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ».

7.4.8. Изменение мощности энергоблока в режиме «РМ» осуществляется для блоков 3, 4:

1) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ; для изменения величины уставки необходимо нажатием кнопок «Нуст-», «Нуст+» изменить уставку мощности в нужном направлении; темп изменения уставки 5 МВт/с; скорость приведения электрической нагрузки к уставке соответствует параметру «ТЕМП НАГРУЖЕНИЯ»;

2) от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67); воздействие на ключ в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» приводит к изменению электрической мощности от ЭГСР со скоростью 20 МВт/с, при этом на панель НУ26 выдается световая и звуковая сигнализация «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ».

7.4.9. В режиме «РМ» действуют все ограничения мощности, изложенные в подразделах 7.12-7.17. При этом ограничивается программное значение мощности Nпр (кадр «071 ЭГСР» ИВС – блоки 1, 2; кадр «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ – блоки 3, 4, а значение уставки по мощности остается неизменным.

7.5. Режим регулирования давления пара перед турбиной «РД-1»

7.5.1. Режим регулирования давления пара перед турбиной («РД-1») предназначен для поддержания заданного давления пара и, таким образом, для приведения нагрузки турбины в соответствие с тепловой мощностью реактора.

7.5.2. Режим «РД-1» включается автоматически при:

- 1) работе АРМ-ЗР в режиме «Н»;
- 2) наличии сигнала «АРМ отключен»;
- 3) поступлении сигнала «ПЗ-1»;
- 4) поступлении сигнала «УРБ».

7.5.3. Работа ЭГСР в режиме «РД-1» запрещается при:

- 1) автоматическом включении режима с более высоким уровнем иерархии;
- 2) включении регуляторов БРУ-К на регулирование давления;
- 3) достижении электрической мощности ТА уровня ниже собственных

нужд;

- 4) отказе датчиков давления пара в ГПК.

7.5.4. В этих случаях автоматически включается режим «РМ» или режим с более высоким уровнем иерархии.

7.5.5. Включение режима «РД-1» индицируется на блоках 1, 2:

- 1) мигающим светом индикаторной лампочки «РД-1» ячейки 3М панели В210; снятие мигания производится нажатием кнопки «РД1» ячейки 3М панели В210;

- 2) на кадре «071 ЭГСР» ИВС.

7.5.6. Включение режима «РД-1» на блоках 3, 4 индицируется сообщением «Режим РД1» на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

7.5.7. Уставка поддержания давления пара формируется в ЭГСР равной величине давления пара в ГПК в момент включения режима, величина уставки и текущего давления индицируется на кадре «071 ЭГСР» ИВС (РПР и РГПК соответственно) и на индикаторах ячеек 5,6L и 5,6М панели В210 с подсветкой транспарантов «Р \varnothing кгс/см²», «Р кгс/см²» на блоках 1, 2 и на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ на блоках 3, 4. Максимальное значение уставки ограничивается величиной 65 кгс/см².

7.5.8. При работе ЭГСР в режиме «РД-1» осуществляется изменение параметров настройки режима в зависимости от величины отклонения текущего давления от заданной уставки:

- 1) с панели В210;

Примечание.

Для изменения величины уставки необходимо нажатием кнопки «Р» ячейки 6N панели В210 вызвать на цифровые индикаторы ячеек 5,6L панели В210 величину уставки по давлению, на индикаторы ячеек 5,6М панели В210 величину текущего давления в ГПК (в ячейках 7L, 7М подсвечиваются соответствующие транспаранты «Р \varnothing кгс/см²» и «Р кгс/см²»). Воздействием на кнопку «+» или «-» ячейки 4N изменить уставку давления в ГПК в нужном направлении. Темп изменения уставки 0,1 кгс/см² за секунду.

- 2) воздействием на ключ ручного управления ЭГСР (НУ67).

Примечание.

При воздействии в сторону «ПРИБАВИТЬ» (снижение давления в ГПК) или «УБАВИТЬ» (увеличение давления в ГПК) ЭГСР с сохранением индикации «РД-1» приводит мощность ТА со скоростью 20 МВт/с к заданной оператором, через 10 секунд после снятия воздействия на ключ ручного управления ЭГСР происходит перезапись уставки поддержания давления на текущее давление пара в ГПК. Управление от ключа в сторону «ПРИБАВИТЬ» блокируется при ограничении Нэл от ПА и ТЗ.

7.5.9. Изменение уставки давления ГПК в режиме «РД1» осуществляется на блоках 3, 4:

- 1) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ;

Примечание.

Для изменения величины уставки необходимо нажатием кнопки «Руст-» или «Руст+» изменить уставку давления в ГПК в нужном направлении. Темп изменения уставки $0,1 \text{ кгс/см}^2$ за секунду.

- 2) воздействием на ключ ручного управления ЭГСР (НУ67).

Примечание.

При воздействии в сторону «ПРИБАВИТЬ» (снижение давления в ГПК) или «УБАВИТЬ» (увеличение давления в ГПК) ЭГСР с сохранением индикации «РД-1» приводит мощность ТА со скоростью 20 МВт/с к заданной оператором, через 10 секунд после снятия воздействия на ключ ручного управления ЭГСР происходит перезапись уставки поддержания давления на текущее давление пара в ГПК. Управление от ключа в сторону «ПРИБАВИТЬ» блокируется при ограничении Нэл от ПА и ТЗ.

7.5.10. Ускоренная разгрузка энергоблока (УРБ). Сигнал «УРБ» формируется в аппаратуре формирования аварийных команд (АФАК).

7.5.11. При поступлении признака «УРБ» ЭГСР включается в режим «РД-1» и осуществляет разгрузку ТА за счет изменения уставки поддержания давления пара в ГПК по следующему алгоритму:

- 1) выдержка времени в течение 4 с текущей уставки давления;
- 2) увеличение уставки до $63,2 \text{ кгс/см}^2$ от текущей со скоростью $0,3 \text{ кгс/см}^2$ в секунду (увеличение уставки блокируется на достигнутом уровне, если текущее значение давления пара в ГПК превысило 65 кгс/см^2);
- 3) выдержка уставки $63,2 \text{ кгс/см}^2$ (или на достигнутом уровне) в течение 1 с;
- 4) снижение уставки до 61 кгс/см^2 со скоростью $0,063 \text{ кгс/см}^2$ в секунду.

7.5.12. Поступление в ЭГСР сигнала УРБ индицируется:

- 1) свечением табло «УРБ» на панели НУ36 со звуковой сигнализацией;
- 2) на кадре «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2; на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4.

7.5.13. Если во время работы программы УРБ в ЭГСР поступили сигналы «АРМ в режиме Н», «ПЗ-1», «АРМ ОТКЛЮЧЕН», или оператор сквитировал автоматическое включение режима РД-1 (нажатием кнопки «РД1» ячейки 3М пульта В210 для блоков 1, 2; нажатием кнопки «РД1» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ для блоков 3, 4, то после окончания работы алгоритма УРБ ЭГСР в режиме «РД-1» включится на регулирование давления пара в ГПК с уставкой 61 кгс/см^2 . В противном случае режим «РД-1» отключится и включится «РМ» на текущую мощность ТА.

7.5.14. При работе УРБ и прохождении в ЭГСР сигнала «РАЗГРУЗКА ОТ ТЗ» (отключение ЦН) ЭГСР реализует алгоритм УРБ в полном объеме с последующим изменением Нэл турбогенератора с темпом 5 МВт/с по сигналу «ТЗ» до снятия этого сигнала.

7.5.15. В режиме «РД-1» действуют все ограничения мощности, изложенные в подразделах 7.12-7.17, за исключением ограничения мощности турбины по тепловому состоянию. При этом ЭГСР с сохранением индикации о режиме «РД-1» ограничивает нагрузку ТА на заданном уровне. После снятия ограничения ЭГСР переходит на регулирование давления с уставкой, записанной в «РД-1» до начала ограничения нагрузки.

7.6. Режим поддержания давления пара с пониженной уставкой «РД-2»

7.6.1. Режим поддержания давления пара с пониженной уставкой («РД-2») является односторонним и предназначен для предотвращения падения давления пара в ГПК ниже заданного предела. Для выхода из режима «РД-2» необходимо поднять мощность РУ или снизить электрическую мощность ТА от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67).

7.6.2. Режим «РД-2» включается только автоматически при снижении давления пара в ГПК до уставки включения режима (58 кгс/см^2). Включение режима «РД-2» возможно при работе ЭГСР в режиме «РМ» или «РДМ». При работе ЭГСР в «РД-1» включение «РД-2» заблокировано.

7.6.3. Включение режима «РД-2» индицируется:

- 1) свечением табло «Режим РД-2» на панели НУ36 со звуковой сигнализацией;
- 2) загоранием мигающим светом индикаторной лампы «РД-2» ячейки 3М панели В210 для блоков 1, 2; сообщением «Режим РД2» на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЦУ для блоков 3, 4.

7.6.4. Режим «РД-2» автоматически отключается при:

- 1) повышении давления в ГПК до 61 кгс/см^2 ;
- 2) включении регуляторов БРУ-К на регулирование давления;
- 3) отказе датчиков давления пара в ГПК;
- 4) достижении электрической мощности уровня собственных нужд;
- 5) автоматическом включении режима с более высоким уровнем иерархии.

В этом случае автоматически включается режим «РМ» или режим с большей иерархией.

7.6.5. Изменение уставки давления ГПК с панели В210 в режиме «РД2» заблокировано.

7.6.6. При воздействии на ключ ручного управления ЭГСР (НУ67) в сторону «УБАВИТЬ» ЭГСР с сохранением индикации «РД-2» приводит мощность ТА со скоростью 20 МВт/с к заданной оператором, через 10 с после снятия воздействия на ключ ручного управления ЭГСР при давлении пара в ГПК меньше 61 кгс/см^2 включается на поддержание давления с уставкой 58 кгс/см^2 , при давлении пара в ГПК больше 61 кгс/см^2 включается режим «РМ» или режим с более высоким уровнем иерархии. Воздействие на ключ управления турбиной в сторону «ПРИБАВИТЬ» заблокировано.

7.6.7. При работе ЭГСР в режиме «РД-2» осуществляется изменение параметров настройки режима (коэффициент пропорциональности K и постоянная времени интегрирования T) в зависимости от величины отклонения текущего давления от заданной уставки аналогично режиму «РД-1».

7.6.8. В режиме «РД-2» действуют ограничения мощности, изложенные в подразделах 7.12-7.17, за исключением ограничения мощности турбины по тепловому состоянию. При этом ЭГСР с сохранением индикации о режиме «РД-2» ограничивает нагрузку ТА на заданном уровне. После снятия ограничения ЭГСР переходит на регулирование давления.

7.7. Режим регулирования давления и мощности «РДМ»

7.7.1. В режиме «РДМ» ЭГСР осуществляет регулирование электрической мощности турбогенератора по компромиссной программе на уровне уставки, заданной оператором и скорректированной по давлению пара в ГПК согласно статической характеристике «мощность – давление пара в ГПК».

7.7.2. Несинхронное изменение тепловой мощности АРМ-ЗР и электрической со стороны ЭГСР приводится в соответствие в режиме «РДМ» с точностью, определяемой статизмом по давлению в ГПК. Базовое значение статизма установлено 80 % (изменение давления в ГПК на 48 кгс/см^2 , что соответствует 80 % от номинального значения, воспринимается ЭГСР как изменение Нэл на 100 %).

7.7.3. Включение режима «РДМ» производится вручную при отсутствии сигналов о состоянии АРМ или работе АРМ в режиме «Т» нажатием кнопки «РДМ» ячейки 3L панели В210 для блоков 1, 2; нажатием кнопки «РДМ» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ для блоков 3, 4.

7.7.4. Работа ЭГСР в режиме «РДМ» запрещается при:

- 1) включении регуляторов БРУ-К на регулирование давления;
- 2) отказе или потере питания датчиков давления пара в ГПК;
- 3) достижении электрической мощности ТА уровня собственных нужд;
- 4) автоматическом включении режима с более высоким уровнем иерархии.

7.7.5. В этом случае автоматически включается режим «РМ» или режим с более высоким уровнем иерархии.

7.7.6. Включение режима «РДМ» на блоках 1, 2 индицируется:

- 1) ровным светом индикаторной лампочки «РДМ» ячейки 3L панели В210;
- 2) на кадре «071 ЭГСР» ИВС.

7.7.7. Включение режима «РДМ» на блоках 3, 4 индицируется на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

7.7.8. Уставки поддержания давления пара и мощности формируются в ЭГСР равными соответственно величине давления пара в ГПК и текущей электрической нагрузке ТА (а при отказе датчиков мощности – по положению регулирующих клапанов $N_{рк}$) в момент включения режима.

7.7.9. На блоках 1, 2 величина уставки и текущего давления индицируется на кадре «071 ЭГСР» ИВС (РГПК и РПР соответственно) и на индикаторах ячеек 5,6L и 5,6М панели В210 с подсветкой транспарантов «Р Ø кгс/см²» и «N MBT». На блоках 3, 4 величина уставки и текущего давления индицируется на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЦУ (РГПК и РПР соответственно). Максимальное значение уставки ограничивается величиной 65 кгс/см².

7.7.10. Величина уставки и текущей мощности на блоках 1, 2 индицируется на кадре «071 ЭГСР» ИВС (НПР и НГ+ и соответственно) и на индикаторах ячеек 5,6L и 5,6М панели В210 с подсветкой транспарантов «N Ø MBT» и «N MBT».

7.7.11. Величина уставки и текущей мощности на блоках 3, 4 индицируется на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЦУ (НПР и НЭЛ и соответственно).

7.7.12. Изменение мощности блоков 1, 2 в режиме «РДМ» осуществляется:

1) с панели В210;

Примечание.

Для изменения величины уставки необходимо нажатием кнопки «N» ячейки 6N панели В210 вызвать на цифровые индикаторы ячеек 5,6L панели В210 величину уставки по мощности, на индикаторы ячеек 5,6М панели В210 величину текущей электрической мощности ТА (в ячейках 7L, 7М подсвечиваются соответствующие транспаранты «Р Ø кгс/см²» и «Р кгс/см²»). Воздействием на кнопки «+» или «-» ячейки 4N изменить уставку мощности в нужном направлении. Темп изменения уставки 5 МВт/с. Скорость приведения электрической нагрузки к уставке зависит от выбранного темпа в ячейках 8М, 8N панели В210.

2) от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67).

Примечание.

Воздействие на ключ в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» приводит к изменению программного значения электрической мощности со скоростью 20 МВт/с, при этом на панель НУ26 выдается световая и звуковая сигнализация «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ». Нагружение ТА от ключа блокируется при ограничении мощности от ПА и ТЗ.

7.7.13. Изменение мощности блоков 3, 4 в режиме «РДМ» осуществляется:

1) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЦУ;

Примечание.

Для изменения величины уставки необходимо воздействием на кнопки «Нуст-» или «Нуст+» изменить уставку мощности в нужном направлении. Темп изменения уставки 5 МВт/с. Скорость приведения электрической нагрузки к уставке зависит от значения параметра «ТЕМП НАГРУЖЕНИЯ»;

2) от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67).

Примечание.

Воздействие на ключ в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» приводит к изменению программного значения электрической мощности со скоростью 20 МВт/с, при этом на панель НУ26 выдается световая и звуковая сигнализация «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ». Нагружение ТА от ключа блокируется при ограничении мощности от ПА и ТЗ.

7.7.14. Независимо от того, как изменяется уставка по мощности (от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67) или с панели В210 (блоки 1, 2), с АРМ БЩУ (блоки 3, 4)), уставка по давлению остается неизменной – равной величине давления в ГПК в момент включения РДМ.

7.7.15. В режиме «РДМ» действуют все ограничения мощности изложенные в подразделах 7.12-7.17. При этом ограничивается программное значение мощности ННР, а значение уставки по мощности НУСТ остается неизменным.

7.8. Режим поддержания частоты «РЧ»

7.8.1. Режим регулирования частоты («РЧ») предназначен для участия энергоблока в поддержании частоты энергосистемы путем изменения мощности турбины в соответствии со статической характеристикой «частота-мощность» и дополнительного изменения мощности в соответствии с заданием оператора или энергосистемы, действием автоматики энергоблока на ограничение мощности турбины, а также для регулирования мощности турбины при синхронных качаниях в сети. Соотношение между изменением частоты и изменением мощности определяется коэффициентом статизма режима «РЧ», который установлен 5 % (уменьшение (увеличение) частоты вращения ТА на 5 % от номинальной эквивалентно увеличению (уменьшению) электрической нагрузки на 100 %).

7.8.2. Условия включения режима «РЧ»:

1) автоматически при отклонении частоты сети за пределы зоны нечувствительности по верху $F(+)=+0,5$ Гц от номинальной 50 Гц; отключается режим «РЧ» автоматически при снижении частоты ниже уставки автоматического включения на 3 об/мин (0,1 Гц) и электрической нагрузке больше 70 МВт или при наличии условий включения режима с более высоким уровнем иерархии;

2) автоматически при отклонении частоты сети за пределы зоны нечувствительности по низу $F(-)=-1,2$ Гц от номинальной 50 Гц; отключается режим «РЧ» при повышении частоты выше уставки автоматического включения на 3 об/мин (0,1 Гц) или при наличии условий включения режима с более высоким уровнем иерархии;

3) автоматически, при установке нулевых зон $F(+)$ и $F(-)$ (блокируется включение других режимов, кроме «РЧ»);

4) автоматически, при изменениях нагрузки ТА со скоростью, превышающей 300 МВт/с (режим синхронных качаний);

Примечание.

Режим «РЧ» включается с обратной связью по условной мощности (по усредненному положению сервомоторов). Выход из режима «РЧ» после исчезновения синхронных качаний осуществляется с задержкой времени 15 с в один из режимов по иерархии.

5) ручное включение нажатием кнопки «РЧ» с панели В210 ячейки 3L – для блоков 1, 2; нажатием кнопки «РЧ» с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ – для блоков 3, 4.

Примечание.

В этом случае опорной частотой, при отклонении от которой происходит изменение мощности, является частота сети в момент включения режима. Отключение режима «РЧ» происходит при ручном включении режимов «РМ», «РДМ», «РД1» или автоматически при наличии условий включения режима с более высоким уровнем иерархии.

7.8.3. При включении режима «РЧ» на блоках 1, 2 индицируется:

- 1) свечением табло «Режим РЧ» на панели НУ36 со звуковой сигнализацией;
- 2) мигающим светом индикаторной лампочки «РЧ» ячейки 3L панели В210 при автоматическом включении режима, ровным светом – при ручном включении;
- 3) сообщение «РЧ» на кадре «071 ЭГСР» ИВС.

7.8.4. При включении режима «РЧ» на блоках 3, 4:

- 1) индицируется свечение табло «Режим РЧ» на панели НУ36 со звуковой сигнализацией;
- 2) на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ при автоматическом включении режима «РЧ» индицируется сообщение «Режим РЧ автомат.», при ручном – сообщение «Режим РЧ ручн.».

7.8.5. Изменение электрической мощности энергоблока в режиме «РЧ» на блоках 1, 2 осуществляется:

- 1) с панели В210;

Примечание.

Для изменения величины уставки по мощности необходимо нажатием кнопки «N» ячейки 6N панели В210 вызвать на цифровые индикаторы ячеек 5,6L панели В210 величину уставки по мощности, на индикаторы ячеек 5,6M панели В210 величину текущей электрической мощности ТА (в ячейках 7L, 7M подсвечиваются соответствующие транспаранты « $N \varnothing$ кгс/см²» и « N кгс/см²»), воздействием на кнопки «+» или «-» ячейки 4N изменить уставку мощности в нужном направлении, темп изменения уставки 5 МВт/с, скорость приведения электрической нагрузки к уставке зависит от выбранного темпа в ячейках 8M, 8N панели В210.

- 2) от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67).

Примечание.

Воздействие на ключ в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» приводит к изменению программного значения электрической мощности со скоростью 20 МВт/с, при этом на панель НУ26 выдается световая и звуковая сигнализация «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ», нагрузка ТА от ключа блокируется при ограничении мощности от ПА и ТЗ.

7.8.6. Изменение электрической мощности энергоблока в режиме «РЧ» на блоках 3, 4 осуществляется:

- 1) с кадра «Пульт СРТ» АРМ БЩУ;

Примечание.

Для изменения величины уставки по мощности необходимо воздействием на кнопки «Нуст-» или «Нуст+» изменить уставку мощности в нужном направлении. Темп изменения уставки 5 МВт/с. Скорость приведения электрической нагрузки к уставке зависит от параметра «Темп нагружения».

- 2) от ключа ручного управления ЭГСР (НУ67).

Примечание.

Воздействие на ключ в сторону «ПРИБАВИТЬ» или «УБАВИТЬ» приводит к изменению программного значения электрической мощности со скоростью 20 МВт/с, при этом на панель НУ26 выдается световая и звуковая сигнализация «РУЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ». Нагрузка ТА от ключа блокируется при ограничении мощности от ПА и ТЗ.

7.8.7. Независимо от того, как изменяется уставка по мощности (от ключа ручного управления ЭГSR, или с панели В210 на блоках 1, 2, или с АРМ БЩУ на блоках 3, 4), уставка по частоте остается неизменной – равной величине частоты вращения ТА в момент включения «РЧ».

7.8.8. Уставки поддержания частоты вращения и мощности формируются в ЭГSR в момент включения режима равными соответственно величине текущей частоты вращения ТА и текущей электрической нагрузки ТА (а при отказе датчиков мощности – мощности по положению регулирующих клапанов Нрк).

7.8.9. Величины текущей частоты вращения ТА и уставки на блоках 1, 2 индицируются на кадре «071 ЭГSR» ИВС (F и FПР соответственно) и на индикаторах ячеек 5,6М и 5,6L панели В210 с подсветкой транспарантов «F Ø об/мин» и «F об/мин».

7.8.10. На блоках 3, 4 величины текущей частоты вращения ТА и уставки индицируются на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ (F и FПР соответственно)

7.8.11. Величины текущей мощности и уставки на блоках 1, 2 индицируются на индикаторах ячеек 5,6М и 5,6L с подсветкой транспаранта «N Ø кгс/см²» и «N кгс/см²». Величина текущей мощности «NГ+» индицируется на кадре «071 ЭГSR» ИВС.

7.8.12. На блоках 3, 4 величина текущей мощности «N_{эл}» индицируется на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ.

7.8.13. В режиме «РЧ» действуют ограничения мощности, изложенные в подразделах 7.12-7.17.

7.9. Режим сброса нагрузки «РСН»

7.9.1. Режим сброса нагрузки («РСН») предназначен для защиты турбины от заброса оборотов при отключении генератора от сети.

7.9.2. Режим сброса нагрузки включается автоматически при отключении КАГ-24 или воздушного выключателя. Перевод турбины на холостой ход или в отключенное состояние (закрытие СК) определяется положением накладки защиты, переводящей турбогенератор на холостой ход (только в ЭГSR) или отключение. При переводе турбины на холостой ход и отключении воздушного выключателя происходит сброс электрической нагрузки до уровня собственных нужд, при отключении выключателя КАГ-24 происходит сброс электрической нагрузки до нуля.

7.9.3. Алгоритм работы ЭГСР в режиме сброса нагрузки для блоков 1, 2:

1) формируется форсирующий сигнал величиной 1 А длительностью 1,5 с, обеспечивающий максимально быстрое закрытие регулирующих клапанов и заслонок промперегрева; после снятия форсирующего сигнала на ЭГП сохраняется сигнал 350 мА, удерживающий РК и заслонки промперегрева в закрытом состоянии в течение 3,5 с;

2) если после истечения времени частота вращения ротора турбины выше или равна 1560 об/мин, ЭГСР продолжает удерживать РК и заслонки в закрытом положении;

3) при снижении частоты вращения ротора турбины ниже 1560 об/мин ЭГСР снимает сигнал, удерживающий заслонки промперегрева в закрытом состоянии, и переключается на поддержание номинальной частоты вращения ротора турбины.

7.9.4. Алгоритм работы ЭГСР в режиме сброса нагрузки для блоков 3,4:

1) формируется форсирующий сигнал величиной 1А длительностью 1,5 с, обеспечивающий максимально быстрое закрытие регулирующих клапанов и заслонок промперегрева (после снятия форсирующего сигнала на ЭГП сохраняется сигнал 350 мА, удерживающий РК и заслонки промперегрева в закрытом состоянии в течение 3,5 с);

2) если после истечения времени частота вращения ротора ТГ выше или равна 1540 об/мин, ЭГСР продолжает удерживать РК и заслонки в закрытом положении;

3) при снижении частоты вращения ротора турбины ниже 1540 об/мин ЭГСР снимает сигнал, удерживающий заслонки промперегрева в закрытом состоянии, и переключается на поддержание номинальной частоты вращения ротора ТГ.

7.9.5. Включение режима «РСН» на блоках 1, 2 индицируется на кадре «071 ЭГСР» ИВС. На блоках 3, 4 включение режима «РСН» индицируется на кадрах «Пульт СРТ», «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЦУ.

7.10. Режим расхаживания клапанов

7.10.1. Режим расхаживания клапанов предназначен для:

1) выполнения расхаживания регулирующих клапанов сторон А, Б ТА на мощности при работе ЭГСР в одном из режимов: «РЧ», «РД1», «РД2», «РДМ», «РМ»;

2) проверки на остановленной турбине работоспособности защиты SAF19 и блокировки по переводу СРТ в режим ГСР по сигналу «Перекас РК более 20 %».

7.10.2. Расхаживание РК-А,Б на мощности на блоках 1, 2 осуществляется в следующей последовательности:

1) в ячейке 2L панели В210 нажатием кнопки «РКА» («РКБ») включают расхаживание клапанов РК-А (РК-Б); индикация на панели – свечение лампочки «РКА» («РКБ») ячейки 2L; режим работы ЭГСР («РЧ», «РД1» и т.д.) не изменяется;

2) удерживая нажатой кнопку «-» ячейки 2L, по кадру «071 ЭГСР» ИВС контролируют синхронное закрытие РК стороны «А» («Б») и открытие РК стороны «Б» («А») с темпом 6 мм/с;

3) после отжатия кнопки «-» ячейки 2L, закрытие (открытие) РК прекращается, положение регулирующих клапанов стабилизируется на достигнутом уровне на время 7 с; после чего происходит автоматическое сведение РК с темпом 6 мм/с до исходного положения;

4) нажатием кнопки «РКА» («РКБ») ячейки 2L отключают режим расхаживания РК.

7.10.3. Расхаживание РК-А,Б на мощности на блоках 3, 4 осуществляется в следующей последовательности:

1) на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ нажатием кнопки «РКА» («РКБ») включают расхаживание клапанов РК-А (РК-Б) (режим работы ЭГСР «РЧ», «РД1» и т.д. не изменяется);

2) удерживая нажатой кнопку «РК-» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ, контролируют синхронное закрытие РК стороны «А» («Б») и открытие РК стороны «Б» («А») с темпом 6 мм/с;

3) после отжатия кнопки «РК-» закрытие (открытие) РК прекращается, положение регулирующих клапанов стабилизируется на достигнутом уровне на время 7 с (после чего происходит автоматическое сведение РК с темпом 6 мм/с до исходного положения);

4) нажатием кнопки «РКА» («РКБ») отключают режим расхаживания РК.

7.10.4. Для предотвращения срабатывания защиты SAF19 при проведении расхаживания РК на мощности величина перемещения РК на открытие (закрытие) программно ограничена значением 33 мм от исходного положения РК.

7.10.5. Действие блокировки ЭГСР «Перекося РК более 20 %» при проведении расхаживания РК на мощности программно заблокировано.

7.11. Иерархия сигналов (режимов) ЭГСР

7.11.1. Включение режимов ЭГСР при включенном выключателе генератора осуществляется согласно следующей иерархии сигналов и команд в порядке убывания:

1) сигналы об отключении выключателя генератора, воздушного выключателя, объединенные в один сигнал «ВГ отключен», инициируют включение режима сброса нагрузки («РСН»);

2) сигналы от устройств противоаварийной автоматики (ИПА), требующие импульсной разгрузки турбины; действуют только при включенном ВГ независимо от режима работы ЭГСР;

3) выдача форсирующего сигнала на закрытие РК по $F > 1545$ об/мин, $dF/dt > 96$ об/мин в секунду и $N_{эл} < 200$ МВт;

4) при наличии условий $dN/dt > 300$ МВт/с автоматически включается режим частоты с обратной связью по $N_{усл}$ (режим синхронных качаний);

5) при задании нулевых зон нечувствительности по частоте $F(+)=F(-)=0$ относительно уставки частоты сети 50 Гц (F_c) автоматически включается режим поддержания частоты «РЧ»;

6) при $F > 1515$ об/мин ($F_{ном}+0,5$ Гц) автоматически включается режим «РЧ», а отключается при $F < 1512$ об/мин и $N_{тг} > 70$ МВт;

7) условие $N_{тг} < 70$ МВт автоматически включает «РМ», блокирует автоматическое включение режимов «РД1», «РД2» и ручное включение «РДМ», «РЧ» с панели В210;

8) отказ датчиков давления пара в ГПК, сигнал «Регуляторы БРУ-К в работе» запрещают включение режимов «РД1», «РД2», «РДМ», а признак включения «РД2» блокирует включение режима «РД1»;

9) при поступлении сигналов «ПЗ», «УРБ», «АРМ в режиме Н», «АРМ отключен» автоматически включается режим «РД1»;

10) условие $R_{гпк} < 58$ кгс/см² автоматически включает режим «РД2», если ЭГСР не работает в «РД1»;

11) ручное включение режима «РДМ» с панели В210 для блоков 1, 2; с АРМ БЩУ для блоков 3, 4; отключают режим «РДМ» включением режимов «РМ», «РД1», «РЧ» с панели В210 для блоков 1, 2; с АРМ БЩУ – для блоков 3, 4;

12) при $F < 1464$ об/мин ($F_{ном}=1,2$ Гц) автоматически включается режим «РЧ»; отключается режим «РЧ» при условии $F > 1467$ об/мин;

13) ручное включение режимов «РЧ», «РМ» с панели В210 для блоков 1, 2; с АРМ БЩУ для блоков 3, 4;

14) автоматическое включение режима «РМ» по сигналу «АРМ-ЗР» в режиме «Т»;

15) ручное включение режима «РД1» с панели В210 для блоков 1, 2; с АРМ БЩУ для блоков 3, 4;

16) автоматическое включение режима «РМ».

7.12. Ограничение мощности турбины по тепловому состоянию

7.12.1. При достижении текущей мощности турбины предельно допустимой величины $N_{доп+}$ ($N_{доп-}$), вычисленной в зависимости от теплового состояния металла турбины, ЭГСР формирует запрет на увеличение (уменьшение) мощности, при этом формируются следующие сообщения:

1) табло «Турбина на ограничении» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 для блоков 1, 2; свечение сигнала «ОГРАНИЧЕНИЕ» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ для блоков 3, 4;

3) сигнал «ОГРАН ПО ТЕПЛ СОСТ» на кадре «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2; сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ТЕПЛОВому СОСТОЯНИЮ» на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4.

7.12.2. При отказе, потере питания датчиков вычисление $N_{доп+}$ ($N_{доп-}$) не производится и выдается сообщение «Перейти на ручное управление» на кадре «071 ЭГСР» ИВС на блоках 1, 2; выдается сообщение «ПЕРЕЙТИ НА РУ» на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ на блоках 3, 4.

7.12.3. При достижении разности температур по ширине фланца наружного корпуса ЦВД предельной величины, которая равна 80°C при нагружении и минус 40°C при разгрузке, ЭГСР формирует запрет соответственно на увеличение и уменьшение мощности турбины, при этом выдаются следующие сообщения:

1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 для блоков 1, 2; свечение сигнала «ОГРАНИЧЕНИЕ» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ для блоков 3, 4;

3) сигнал «ОГРАН ПО ТЕПЛ СОСТ» на кадре «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2; сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ТЕПЛОВОМУ СОСТОЯНИЮ» на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4.

7.12.4. Разность температуры по ширине фланца наружного корпуса ЦВД вычисляется по формуле:

$$Дтфл = Тфлвн - Тфлнар \quad (12)$$

где $Дтфл$ – разность температуры по ширине фланца наружного корпуса ЦВД (значение индицируется на кадре «071 ЭГСР» ИВС ($ДТФЛ$)), $^{\circ}\text{C}$;

$Тфлвн$ – рабочее значение температуры фланца горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД (вблизи внутренней поверхности) по показаниям датчика SA10T03B1, $^{\circ}\text{C}$;

$Тфлнар$ – рабочее значение температуры фланца горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД по показаниям датчика SA10T01B1, $^{\circ}\text{C}$.

7.12.5. При потере питания датчика температуры SA10T03B1 вычисление $Дтфл$ не производится.

7.13. Ограничение мощности турбины по механическому состоянию

7.13.1. При поступлении в ЭГСР дискретных сигналов из УКТС «ОТНОСИТЕЛЬНОЕ РАСШИРЕНИЕ РОТОРА ЦВД ВЕЛИКО» (ОРРВД+) ЭГСР формирует ограничение увеличения заданной мощности турбины на уровне, при котором поступила команда ограничения, о чем выдаются следующие сообщения:

1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 для блоков 1, 2; свечение сигнала «ОГРАНИЧЕНИЕ» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ для блоков 3, 4;

3) сигнал «ОГРАН ПО ОРР+» на кадре «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2; сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ОРР+» на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4.

7.14. Ограничение мощности турбины по температуре пара за СПП

7.14.1. САРЗ автоматически рассчитывает допустимую мощность $N_{тспп}$, вычисленную по условиям ограничения влажности пара в последних ступенях турбины.

7.14.2. Допустимая мощность по влажности пара $N_{тспп}$ вычисляется по формуле:

$$N_{тспп} = 17,5 \times T_{спп} - 2940 \quad (13)$$

где $N_{тспп}$ – допустимая мощность по $T_{спп}$ (значение индицируется на кадре «071 ЭГСР» ИВС на блоке 1,2; на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ на блоке 3,4), МВт;

$T_{спп}$ – рабочее значение температуры пара за СПП, которое определяется по показаниям датчиков RB51T01B1, RB51T02B1, RB52T01B2, RB52T02B1, °С.

7.14.3. Величина $N_{тспп}$ ограничивается снизу значениями « $N_{доп}$ » и « $N_{нгрд}$ » (установкой нижней границы регулировочного диапазона, равной 300 МВт).

7.14.4. При отказе датчиков температуры пара за СПП вычисление $N_{тспп}$ не производится, а снижение мощности ТА по величине влажности пара в последних ступенях турбины блокируется.

7.14.5. Режим автоматической разгрузки ТА по условиям ограничения влажности пара в последних ступенях турбины выведен из работы при сохранении отображения допустимой нагрузки $N_{тспп}$ на кадре «071 ЭГСР» ИВС на блоке 1,2; на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ на блоке 3,4. Решение о разгрузке ТА по температуре пара за СПП принимает оперативный персонал.

7.15. Ограничение мощности турбины по командам оператора

7.15.1. Ограничение типа «Стоп» вводится при нажатии кнопки «СТН» ячейки 3N панели В210 на блоках 1, 2 или при нажатии кнопки «Ст.Н.» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ на блоках 3, 4 и позволяет в любом эксплуатационном режиме предотвратить изменение мощности ТА в сторону ее увеличения на уровне, который запоминается на момент ввода ограничения по команде оператора, при этом выдаются сообщения:

1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение лампочки «СТН» ячейки 3N панели В210 на блоках 1, 2.

3) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 на блоках 1, 2; сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО КОМАНДЕ ОПЕРАТОРА» на кадре «071 ЭГСР» ИВС на блоках 1, 2; сообщение «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО КОМАНДЕ ОПЕРАТОРА» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ на блоках 3, 4.

7.15.2. Повторное нажатие кнопки «СТН» ячейки 3L для блоков 1, 2 (для блоков 3, 4 повторное нажатие кнопки «Ст.Н.» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЩУ) снимает введенное ограничение.

7.15.3. Ограничение типа «Уровень максимальной мощности» (Ноп) на блоках 1, 2 автоматически вводится равным 1100 МВт после 1-го включения стойки УВК В211 ЭГСР в работу и может быть скорректирована с панели В210. Для этого необходимо:

- 1) нажатием кнопки Ноп в ячейке 5N вызвать на индикаторы ячеек 5,6L текущее значение «Ноп»;
- 2) воздействием на кнопки «+», «-» ячейки 4N изменить уставку в нужном направлении; темп изменения уставки 5 МВт/с.

7.15.4. Величина Ноп на блоках 3, 4 автоматически вводится равной 1100 МВт после 1-го включения ШУ СРТ в работу и может быть скорректирована с АРМ БЩУ. Для этого необходимо воздействием на кнопки «Ноп-», «Ноп+» изменить уставку в нужном направлении. Темп изменения уставки 5 МВт/с.

7.15.5. При превышении заданной мощностью (NЗД, кадр «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2, кадр «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4 уставки ограничения Ноп (НОП, кадр «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2, кадр «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4 ЭГСР с темпом 5 МВт/с разгружает турбину до уровня ограничения, при этом выдаются следующие сообщения:

- 1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;
- 2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 для блоков 1, 2;
- 3) сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО КОМАНДЕ ОПЕРАТОРА» на кадре «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2 (на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЩУ для блоков 3, 4).

7.15.6. При необходимости дальнейшего нагружения ТА необходимо увеличить уставку ограничения мощности турбины Ноп.

7.15.7. Значение Ноп ограничивается снизу величиной 300 МВт (нижняя граница регулировочного диапазона «Nргд»), а сверху величиной 1100 МВт.

7.16. Ограничение мощности турбины по командам противоаварийной автоматики

7.16.1. В ЭГСР программно заложена возможность реализации двух видов ограничения мощности по командам противоаварийной автоматики:

- 1) импульсная противоаварийная автоматика (ИПА);
- 2) длительная противоаварийная автоматика (ПА).

Примечание.

В настоящее время ограничения от ИПА выведены из работы путем отключения внешних связей по причине отсутствия сигналов от энергосистемной автоматики.

7.16.2. ЭГСР реализует ПА по следующим входным сигналам:

- 1) пять дискретных сигналов, по которым Nпр уменьшается на 10, 20, 30, 40 и 50 % Nном. соответственно;

2) аналоговый сигнал и дискретный сигнал, подтверждающий аварию в энергосистеме, аналоговый сигнал определяет величину $N_{\text{зад}}$, на уровне которой необходимо ограничить электрическую мощность ТА;

3) троированный дискретный сигнал с программным мажоритированием, по которому $N_{\text{зад}}$ ограничивается на фиксированном уровне.

В настоящее время из перечисленных вариантов только на блоке 1 реализован и введен в работу 3-ий вариант.

7.16.3. При поступлении троированного дискретного сигнала об отключении АТ220/500 кВ ЭГСР автоматически ограничивает нагрузку ТА на уровне 700 МВт со скоростью изменения $N_{\text{пр}}$ 100 МВт/с. При этом выдаются сообщения:

1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210;

3) сигнал «ОГРАН ПО ПА» на кадре «071 ЭГСР» ИВС.

7.16.4. При динамических испытаниях производится сброс нагрузки энергоблока на 100 (200, 300, 400, 500) МВт путем имитации дискретных команд ПА 10 (20, 30, 40, 50) %. Разгрузка энергоблока при этом осуществляется со скоростью 100 МВт/с. При этом выдаются сообщения:

1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 на блоках 1, 2;

3) сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ПА» на кадре «071 ЭГСР» ИВС для блоков 1, 2, на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЦУ для блоков 3, 4.

7.16.5. Сигнал «ПА длительная» не приводит к изменению режима работы ЭГСР. Сигнал «ПА длительная» запоминается в аппаратуре ЭГСР. Для снятия сигнала «ПА длительная» необходимо нажать кнопку «ОтПА» в ячейке 3N панели В210 для блоков 1, 2; для блоков 3, 4 нажать кнопку «Отм.ПА» на кадре «Пульт СРТ» АРМ БЦУ. При этом происходит автоматическое нагружение турбины до величины уставки мощности с выбранным оператором темпом.

7.17. Ограничение мощности турбины по командам технологических защит

7.17.1. При поступлении сигнала от ТЗ на ограничение мощности турбины ЭГСР с темпом 5 МВт/с разгружает турбину до момента снятия сигнала по ТЗ. При этом выдаются сообщения:

1) табло «ТУРБИНА НА ОГРАНИЧЕНИИ» на панели НУ26 со звуковой и световой сигнализацией;

2) свечение транспаранта «ОГРАНИЧЕНИЕ» в ячейке 4L панели В210 на блоках 1, 2;

3) сигнал «ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ТЗ» на кадре «071 ЭГСР» ИВС на блоках 1, 2; на кадре «СРТ Т1. Кадр технологический» АРМ БЦУ на блоках 3, 4.

7.17.2. После снятия сигнала от ТЗ ЭГСР стабилизирует мощность на достигнутом уровне.

7.17.3. Снижение нагрузки технологическими защитами производится при отключении одного из трех циркулирующих насосов (VC10D01, VC10D02, VC10D03) по факту отключения электродвигателя ЦН. Автоматическая разгрузка турбины происходит до 60 % $N_{ном}$ (по датчику давления пара за СРК SE13P02B1 до 35 кгс/см²). Ввод данной защиты осуществляется автоматически по давлению пара за СРК (SE13P02B1).

7.17.4. Разгрузка турбины по команде ТЗ не приводит к изменению режима работы ЭГСР.

7.18. Иерархия изменения задания по мощности

7.18.1. ЭГСР формирует изменение задания по мощности с учетом ограничений согласно следующей иерархии команд в порядке убывания:

- 1) команды от ключа ручного управления (управление в сторону увеличения нагрузки блокируется при работе ЭГСР в режиме «РД2» или ограничении нагрузки ТА от ПА, ТЗ);
- 2) команды на ограничение мощности типа «Стоп» («ОППВ+», кнопка «СТН» в ячейке 3N);
- 3) команды от «ПА длительная»;
- 4) команды от технологических защит ($N_{оп}$, $N_{тз}$).

8. Функциональное опробование и техническое обслуживание

8.1. Функциональное опробование САРЗ

8.1.1. Для обеспечения способности оборудования САРЗ соответствовать проектным требованиям проводятся периодические испытания и проверки, а также испытания и проверки до и после ремонта.

8.1.2. Результаты испытаний и проверок САРЗ записываются в оперативные журналы сменного персонала и в специальный журнал инженера по регулированию, а также в формуляры (карты измерений) узлов САРЗ. Выявленные отклонения настройки должны устраняться немедленно или при первой возможности в зависимости от серьезности недостатка. При невозможности устранения дефекта решается вопрос о дальнейшей эксплуатации турбины, а о выявленном отказе сообщается заводу-изготовителю.

8.1.3. При выводе энергоблока в ППР в соответствии с Б-5ИМ и Б-5ИМ ДОП Б проводятся следующие испытания САРЗ:

- 1) снятие характеристик САРЗ при разгрузке ТА до холостого хода;
- 2) испытания АБ наливом масла в кольца;
- 3) проверка плотности РК и СК;
- 4) снятие статической характеристики регулирования частоты на х.х.;
- 5) проверка и определение временных характеристик САРЗ перед КПП на остановленном ТА.

8.1.4. Наладка и испытания САРЗ после ремонта выполняются по алгоритмам, приведенным в Б-5ИМ и Б-5ИМ ДОП Б и включают:

- 1) наладку, настройку, испытания САРЗ на неработающей турбине:
 - а) настройку механических параметров командных органов САРЗ при неработающей маслосистеме SE;
 - б) испытания системы маслоснабжения САРЗ;
 - в) настройку, испытания системы защиты от разгона ротора ТА;
 - г) наладку, испытания САРЗ при работе в режиме ГСР;
 - д) статические и динамические испытания САРЗ в составе контура управления, замкнутого на электронный имитатор ЭЧСР Т-311-5;
 - е) наладку, испытания САРЗ при работе в режиме ЭГСР;
 - ж) наладку режимов переключения «ЭГСР ↔ ГСР»;
- 2) наладку, настройку, испытания САРЗ при работе ТА на х.х. и под нагрузкой:
 - а) определение характеристик САРЗ при развороте ТА до х.х.;
 - б) проверку плотности РК и СК;
 - в) испытания АБ наливом масла в кольца;
 - г) испытания АБ повышением частоты вращения ротора ТА (эти испытания выполняются при работе САРЗ в режиме ЭГСР; разгонное устройство РС переводится в положение «разгон» на время проведения испытаний АБ);
 - д) снятие статической характеристики регулирования частоты на х.х.;

е) определение характеристик САРЗ в процессе нагружения ТА до номинальной нагрузки.

8.2. Техническое обслуживание САРЗ

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

8.2.4. Работы по техническому обслуживанию и ремонту турбины должны производиться аттестованными специалистами, изучившими НТД по ТОиР, знающими конструкцию оборудования.

8.2.5. Ремонт оборудования САРЗ в утверждённом для конкретного ППР объёме включает в себя:

- 1) разборку механизмов САРЗ, дефектацию деталей на основании проектных критериев завода-изготовителя;
- 2) замену, восстановление повреждённых и изношенных деталей; очистку, смазку, регулировку механических параметров деталей и сборочных единиц САРЗ;
- 3) сборку механизмов и системы в целом с соблюдением требований формуляров Б-5ФО, сборочных чертежей завода-изготовителя.

8.2.6. Промывка маслосистемы и механизмов САРЗ после ремонта выполняется по алгоритмам, приведенным в Б-5ИМ и Б-5ИМ ДОП Б, и рабочим программам, разработанным ТЦ-1,2.

8.2.7. Гидравлические испытания маслосистемы и механизмов САРЗ после ремонта выполняются по алгоритмам, приведенным в Б-5ИМ и Б-5ИМ ДОП Б, и рабочим программам, разработанным ТЦ-1,2.

8.3. Оперативное обслуживание САРЗ

8.3.1. Контроль исправности оборудования блоков 1, 2 в режиме нормальной эксплуатации приведен в табл. 8.3.1.

Таблица 8.3.1

Наименование операции	Объект обслуживания	Место выполнения	Исполнитель (должность)	Периодичность	Примечания
1. Контролировать и фиксировать в специальном журнале контроля параметры регулирования	1. Давление масла в силовых линиях регулирования 1(2)SE91P01, 1(2)SE92P01. 2. Давление масла в линиях защиты 1(2)SE01P16, 1(2)SE02P08. 3. Давление масла в импульсной линии защитных устройств 1(2)SE91P08. 4. Давление масла на всасе насоса-импеллера 1(2)SE64P05. 5. Положение главных сервомоторов. 6. Токи ЭГП при работе турбины в режиме ЭГСП	БЩУ, машзал, отметка 15,0 м, ось 4, правый стенд манометров	ВИУТ, МОТО	Еженедельно в смену с 15 ³⁰	
2. Контролировать и фиксировать в специальном журнале контроля параметры регулирования	1. Давление масла в линиях управления РК 1(2)SE01P09, 1(2)SE02P06, 1(2)SE02P03, 1(2)SE01P03, давление масла в линиях управления регулирующих заслонок 1(2)SE02P81, 1(2)SE20P01. 2. Давление масла в рабочих полостях сервомоторов СК, РК 1(2)SE01P01; 1(2)SE02P01; 1(2)SE01P02; 1(2)SE02P02; 1(2)SE01P07,08; 1(2)SE02P04,05. 3. Перепад давления масла на фильтрах регулирования 1(2)SE80P01, 1(2)SE91P01, 1(2)SE90P01, 1(2)SE92P01	Машзал, отметка 15,0 м, ось 4, правый стенд манометров	МОТО, ВИУТ	Еженедельно в смену с 15 ³⁰	
<p style="text-align: center;">ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ</p> <p>Проверку давления азота производить поочередно по одному ПГА</p>					

Наименование операции	Объект обслуживания	Место выполнения	Исполнитель (должность)	Периодичность	Примечания
3. Контролировать и фиксировать в специальном журнале контроля величину давления азота в полости ПГА	1. Закрыть вентиль подвода масла к ПГА НД 1(2)SE71S01(1(2)SE71S02,03); ПГА ВД 1(2)SE71(2)S01(1(2)SE71(2)S02-09). 2. Открыть вентиль 1(2)SE70S02 в сливной маслопровод системы смазки. 3. Открыть вентили дренажа масла из ПГА НД 1(2)SE71S04,05(1(2)SE71S06-09); ПГА ВД 1(2)SE71(2)S10,11 (1(2)SE71(2)S12-27). 4. Кратковременно открыть вентили на корпусе ПГА НД 1(2)UG61S02;(1(2)UG62,63S02), ПГА ВД 1(2)UG51S02; (1(2)UG52-59S02). 5. Зарегистрировать показания манометров: 1) ПГА НД 1(2)UG71P01,03,05B1 – не менее 13 кгс/см ² ; 2) ПГА ВД 1(2)UG72P10,11,12,13,14,15,16,17,18B1 – не менее 28 кгс/см ²)	Машзал, помещение ПГА, отметка -3,0 м, ряд А-Б, ось 4	МОТО	Ежемесячно 1-го числа в смену с 15 ³⁰	
4. Обход и осмотр оборудования системы регулирования	Оборудование, трубопроводы согласно маршрутов обходов оборудования МОТО	Машзал, отметка -3,0-16,0 м, ряд А-Б, ось 4-10	МОТО	Согласно регламенту работы обходчика машзала	
5. Расхаживание СК, ЗР на часть хода	1. Установить рычаг расхаживающего устройства в положение «расхаживание». 2. Убедиться, что планка концевого выключателя сместилась с концевого выключателя «открыто» на величину 10-30 мм. 3. Воздействовать на кнопку возврата расхаживающего устройства. 4. Убедиться, что планка концевого выключателя заняла свое первоначальное положение	Машзал, отметка 15,0-16,0 м, ось 4-8, ряд А-Б	МОТО, СМТО	Ежедневно в смену с 7 ³⁰ до 15 ³⁰	

8.3.2. Контроль исправности оборудования блоков 3, 4 в режиме нормальной эксплуатации приведен в табл. 8.3.2.

Таблица 8.3.2

Наименование операции	Объект обслуживания	Место выполнения	Исполнитель (должность)	Периодичность	Примечания
1. Контролировать и фиксировать в специальном журнале контроля параметры регулирования	1. Давление масла в силовых линиях регулирования 3(4)SE91P01, 3(4)SE92P01. 2. Давление масла в линиях защиты 3(4)SE01P16, 3(4)SE02P08. 3. Давление масла в импульсной линии защитных устройств 3(4)SE91P08. 4. Давление масла на всасе насоса-импеллера 3(4)SE64P06. 5. Положение главных сервомоторов. 6. Токи ЭГП при работе турбины в режиме ЭГСП	БЦУ, машзал, отметка 15,0 м, ось 4, правый стенд манометров	ВИУТ-3, МОТО	Еженедельно в смену с 15 ³⁰	
2. Контролировать и фиксировать в специальном журнале контроля параметры регулирования	1. Давление масла в линиях управления РК 3(4)SE01P09, 3(4)SE02P06, 3(4)SE02P03, 3(4)SE01P03, давление масла в линиях управления регулирующих заслонок 3(4)SE02P81, 3(4)SE20P01. 2. Давление масла в рабочих полостях сервомоторов СК, РК 3(4)SE01P01; 3(4)SE02P01; 3(4)SE01P02; 3(4)SE02P02; 3(4)SE01P07,08; 3(4)SE02P04,05. 3. Перепад давления масла на фильтрах регулирования 3(4)SE80P01, 3(4)SE91P01, 3(4)SE90P01, 3(4)SE92P01	Машзал, отметка 15,0 м, ось 4, правый стенд манометров	МОТО, ВИУТ-3	Еженедельно в смену с 15 ³⁰	

Наименование операции	Объект обслуживания	Место выполнения	Исполнитель (должность)	Периодичность	Примечания
3. Контролировать и фиксировать в специальном журнале контроля величину давления азота в полости ПГА	1. Закрыть вентиль подвода масла к ПГА НД 3(4)SE61S01(3(4)SE62,63S01); ПГА ВД 3(4)SE51S01 (3(4)SE52-59S01). 2. Открыть вентили 3(4)SE50S90,91 в сливной коллектор бака протечек. 3. Открыть вентили дренажа масла из ПГА НД 3(4)SE61S90,91(3(4)SE62,63S90,91); ПГА ВД 3(4)SE51S90,91 (3(4)SE52-59S90,91) 4. Кратковременно открыть вентили на корпусе ПГА НД 3(4)UG61S02;(3UG62,63S02), ПГА ВД 3(4)UG51S02; (3(4)UG52,53,54,55,56,57,58,59S02) 5. Зарегистрировать показания манометров: 1) ПГА НД 3(4)UG71P01,03,05B1 – не менее 13 кгс/см ² ; 2) ПГА ВД 3(4)UG72P10,11,12,13,14,15,16,17,18B1 – не менее 28 кгс/см ²	Машзал, помещение ПГА, отметка -3,0 м, ряд А-Б, ось 4	МОТО	Ежемесячно 1-го числа в смену с 15 ³⁰	
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ					
Проверку давления азота производить поочередно по одному ПГА					
4. Обход и осмотр оборудования системы регулирования	Оборудование, трубопроводы согласно маршрутов обходов оборудования МОТО-7, МОТО-6	Машзал, отметка -3,0-16,0 м, ряд А-Б, ось 4-10.	МОТО	Согласно регламенту работы обходчика машзала	

Наименование операции	Объект обслуживания	Место выполнения	Исполнитель (должность)	Периодичность	Примечания
5. Расхаживание СК, ЗР, ЗС (для бока 4) на часть хода	1. Установить рычаг расхаживающего устройства в положение «расхаживание». 2. Убедиться, что планка концевого выключателя сместилась с концевого выключателя «открыто» на величину 10-30 мм. 3. Воздействовать на кнопку возврата расхаживающего устройства. 4. Убедиться, что планка концевого выключателя заняла свое первоначальное положение	Машзал, отметка 15,0-16,0 м, ось 4-8, ряд А-Б	МОТО, СМТО	Ежедневно в смену с 7 ³⁰ до 15 ³⁰	

8.3.3. При простое ТА в течение длительного времени без разборки механизмов и маслосистемы САРЗ необходимо выполнять периодическую прокачку (один раз в трое суток) трубопроводов и механизмов маслом включением в работу одного МНР SE80D01(02,03) и подачей масла в маслосистему при «выбитых» ЗУ SE63S01,02 на время не менее 30 минут.

9. Технические данные

9.1. Технические данные МНР САРЗ МВ 60-490 SE80D01,02,03

Показатель	При работе насоса без промежуточного отбора	При работе насоса с промежуточным отбором	
		в основном напорном патрубке	в промежуточном отборе
Номинальная подача, м ³ /ч	60	38	22
Напор, м	450	490	230
Потребляемая мощность, кВт	135	122	
Допускаемый кавитационный запас, м	6,5		
Частота вращения, об/мин	2970		
КПД, %	48		
Электродвигатель: напряжение, В мощность, кВт	380 160		
Масса, кг: насоса агрегата	1510 2336		

9.2. Технические данные оборудования САРЗ

Наименование	Размещение	Характеристика оборудования
1. Фильтры с приводом SE91D01,11; SE92D01,11,21	Машзал, ось 8-9, отметка 7 м, ряд А-Б	Роторного типа $\Delta P_{\text{доп.}} = 2,0 \text{ кгс/см}^2$
2. Маслосбрасывающие устройства SE62S01,02	Машзал, ось 8-9, отметка 7 м, ряд А-Б	Мембранного типа
3. Пневмогидроаккумуля- тор SE71B11,21,31; SE72B11,21,31,41,51,61, 71,81,91	Машзал, оси 3-4, отметка 3 м, ряд А-Б	Рабочий газ в верхней камере – азот, аккумулированная жидкость в нижней ка- мере – турбинное масло. Объем аккумулятора 168 л $P_{\text{азота ВД}} = 30,0 \text{ кгс/см}^2$ $P_{\text{азота НД}} = 15,0 \text{ кгс/см}^2$
4. Регулирующие, стопор- ные заслонки и их гидро- привода SE10,20,30,40S01,02	Машзал, оси 4-7, отметка 16 м, ряд А-Б	Гидропривод – двухпозиционный без обратной связи, удерживает заслонку в нор- мальных режимах в полностью закрытом или полностью открытом положениях $P_{\text{раб.}} = 20,0 \text{ кгс/см}^2$
5. Выключатели стопорных клапанов и заслонок SE10S01,02; SE11,12,13,14S01	Машзал, оси 3-4, отметка 15-16 м, ряд А-Б	Мембранного типа
6. Расхаивающие устрой- ства на регулирующих за- слонках, стопорных клапа- нах, устройствах переключе- ния скорости	Машзал, оси 3-7, отметка 15-16 м, ряд А-Б	Количество: на регулирующих заслонках – 6 штук; на стопорных клапанах, заслонках – 6 штук; на устройствах переключения скорости – 2 штуки
7. Сервомоторы стопорных клапанов SE11,12,13,14S01	Машзал, оси 3-4, отметка 15 м, ряд А-Б	Сервомоторы СК – односторонние, пружинные
8. Гидропривод регули- рующих клапанов	Машзал, оси 3-4, отметка 15 м, ряд А-Б	Двухсторонний, без пружин. Количество – 2 штуки
9. Импульсный насос- импеллер	Передний стул тур- бины К-1000-60/1500-2	Центробежный, двухступенчатый, масляный. $P_m = 7,2 \text{ кгс/см}^2$, при $n_{\text{ном}} = 1500 \text{ об/мин}$
10. Регулятор скорости SE61S01	Передний стул тур- бины К-1000-60/1500-2	Всережимный, поршневого типа. Вступление в работу ЗРС – 400 об/мин. Степень неравномерности $\delta = 5 \%$ при $n = 1462-1538 \text{ об/мин}$. МЭО РС – МУТ
11. Автомат безопасности SE50D01	Передний стул тур- бины К-1000-60/1500-2	Кольцевого типа, рассчитан на срабаты- вание защиты при достижении ротором тур- боагрегата частоты вращения на 11-12 % выше номинальной
12. Защитные устройства SE63S01,02	Передний стул тур- бины К-1000-60/1500-2	Мембранного типа
13. Электрогидравлические преобразователи SE01S02; SE02S02	Машзал, оси 3-4, отметка 15 м, ряд А-Б	Однозолотниковый. $J_{\text{упр.}} = \pm 350 \text{ мА}$

Наименование	Размещение	Характеристика оборудования
14. Арматура системы: SE81,83,85S01; SE82,84,86S01; SE81,83,85S02; SE82,84,86S02; SE91S01,02,03,04; SE92S01,02,03,04,05,06	Машзал, оси 8-10, отметки 2-7 м, ряд А-Б	Тип арматуры: Клапан обратный 19с38нж Ру/Ду 64/80 Клапан обратный Т-1186 Ру/Ду 100/100 Вентиль 1с-7-1 Ру/Ду 64/80 Вентиль Т-1096 Ру/Ду 100/100 Вентиль Т-1096 Ру/Ду 100/100 Вентиль Т-1096 Ру/Ду 100/100

9.3. Технические данные ЭГСП

Наименование параметра	Значение параметра
1. Точность стабилизации частоты на уровне 600-1395 об/мин, об/мин	± 25
2. Точность стабилизации частоты на уровне 1395-1560 об/мин, об/мин	± 6
3. Время набора минимального значения мощности (70 МВт) после автоматического переключения на режим поддержания мощности (после включения ТА в сеть), с	2-5
4. Точность обеспечения стабилизации мощности на уровне, установленном оператором, при нагружении от ключа ручного управления ЭГСП, МВт	20
5. Диапазон изменения заданных значений мощности, МВт.	0-2000
6. Диапазон изменения уставки предельного значения мощности $N_{оп}$, задаваемой оператором, МВт.	300-1100
7. Точность поддержания мощности в установившемся режиме, МВт	± 20
8. Рабочий диапазон поддержания давления на заданном уровне, кгс/см ²	50-65
9. Точность поддержания давления пара перед регулирующими клапанами в установившемся режиме РД-1, РД-2, кгс/см ²	$\pm 1,2$
10. Нечувствительность системы регулирования по частоте в диапазоне 93-104 % $f_{ном}$, Гц, не более	0,03
11. Нелинейность статической характеристики в диапазоне 49,3-50,5 Гц, % от номинального коэффициента статизма	± 4
12. Нелинейность статической характеристики в диапазонах 47-49,3 Гц и 50,5-53 Гц, % от номинального коэффициента статизма, не более	± 20
13. Погрешность обработки сигнала при регулировании по статической характеристике в эксплуатационных режимах при номинальном статизме, МВт, не более	20
14. Нечувствительность системы регулирования по давлению пара перед турбиной, кгс/см ² , не более	0,3
15. Погрешность формирования аналогового сигнала, пропорционального текущему значению мощности, в диапазоне 0-1247 МВт, МВт, не более	20

Наименование параметра	Значение параметра
16. Погрешность формирования аналогового сигнала, пропорционального значению частоты вращения ротора турбины, Гц, не более	0,5

Перечень принятых сокращений

АБ	автомат безопасности
АВР	автоматическое включение резерва
АРМ	автоматизированное рабочее место оператора
АРМ-ЗР	автоматический регулятор мощности
АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбиной
АФАК	аппаратура формирования аварийных команд
АЭС	атомная электрическая станция
БРУ-К	быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в конденсатор
БЩУ	блочный щит управления
ВГ	выключатель генератора
ВД	высокое давление
ВИУТ	ведущий инженер управления турбиной
ВСУ	выходное согласующее устройство
ГМБ	главный маслобак турбины
ГП	гидропривод
ГПК	главный паровой коллектор
ГСМ	главный сервомотор
ГСР	гидравлическая система регулирования
ДБТ	демпферный маслобак турбины
ДП	датчик положения
ДУС	датчик угловой скорости
ЗАБ	золотники автомата безопасности
ЗР	заслонка регулирующая
ЗРБ	золотник регулятора автомата безопасности
ЗРС	золотник регулятора скорости
ЗС	заслонка стопорная
ЗУ	защитные устройства
ИВС	информационно-вычислительная система
ИПА	импульсная противоаварийная автоматика
ИРКС	информационно-распределительная и контролирующая система
КАГ	комплексный агрегат генераторный
КВ	концевой выключатель
КЗРП	ключ защиты от развития пожара
КИП	контрольно-измерительные приборы
КПД	коэффициент полезного действия
КУ	ключ управления
МНР	маслонасос регулирования
МОС	механизм обратной связи
МОТО	машинист-обходчик турбинного оборудования
МСУ	маслосбрасывающее устройство
МТР	механизм токовой разгрузки

МУ	механизм управления
МУТ	механизм управления турбиной
МФ	механический фильтр
МЭО	механизм электрический однобортный
НД	низкое давление
НДМ	неисправность датчика мощности
НТД	нормативно-техническая документация
ОЗ	отсечной золотник
ОРК	опробование регулирующих клапанов
ОРР	осевое расширение ротора
ПА	противоаварийная автоматика
ПАМ	преобразователь активной мощности
ПГА	пневмогидроаккумулятор
ПЗ	предупредительная защита
ПОАТ ХТЗ	производственное объединение атомного турбостроения «Харьковский турбинный завод»
ППР	планово-предупредительный ремонт
ПЧК	преобразователь частота-код
РД	режим регулирования давления
РДМ	режим регулирования давления и мощности
РК	регулирующий клапан
РМ	режим регулирования мощности
РР	режим разворота
РС	регулятор скорости
РТР	регулятор токовой разгрузки
РУ	расхаживающее устройство
РЧ	режим регулирования частоты
САР	система автоматического регулирования
САРЗ	система автоматического регулирования и защиты
СК	стопорный клапан
СМ	сервомотор
СМТО	старший машинист турбинного оборудования
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СРК	стопорно-регулирующий клапан
СРТ	система регулирования турбины
СУ	согласующие устройства
СУЗ	система управления и защиты
ТА	турбоагрегат
ТГ	турбогенератор
ТЗ	технологические защиты
ТО	турбинное отделение
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТСА	технические средства автоматизации
УВК	управляющий вычислительный комплекс
УКТС	унифицированный комплекс технических средств
УМ	управляющий модуль

УП	устройство переключающее
УПС	устройство переключения скорости расхаживания
УР	устройство расхаживающее
УРБ	ускоренная разгрузка блока
ФУТ	формирователь управляющего тока
х.х.	холостой ход
ХТЗ	Харьковский турбинный завод
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЦН	циркуляционный насос
ЦНД	цилиндр низкого давления
ШУ	шкаф управления
ЭГП	электрогидравлический преобразователь
ЭГСП	электрогидравлический следящий привод
ЭГСР	электрогидравлическая система регулирования
ЭДС	электродвижущая сила
ЭМП	электромеханический преобразователь
ЭЧ	электронная часть
ЭЧСР	электрическая часть системы регулирования

Лист регистрации изменений

[illegible]