

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Высшая школа электроники и компьютерных наук
Кафедра «Системы автоматического управления»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ В.И. Ширяев

« ____ » _____ 2017 г.

Обеспечение надежности системы автоматизации общего коллектора
газовых турбогенераторов ЧГРЭС

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 09.03.01.2017.382.00 ПЗ ВКР

Руководитель работы

_____/ Сериков В.М.

« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы

студент группы КЭ-444

_____/ Дунюшкин П.А.

« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер

_____/ Алешин Е.А.

« ____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
ГЛАВА 1 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ	
1.1 Сведения о автоматизированных объектов ЧГРЭС	9
1.2 Основные решения по автоматизации объекта управления с применением автоматизированной системы управления технологическими процессами	11
1.2.1 Цели создания АСУ ТП ЧГРЭС	11
1.2.2 АСУ ТП как многоуровневая система.....	11
1.2.3 Организация управления технологическими процессами	13
1.2.4 Функциональная структура АСУ ТП.....	17
1.3 Организация управления.....	19
1.3.1 Подсистема сбора, обработки и представления информации.....	20
1.3.2 Подсистема дистанционного управления оборудованием.....	22
1.3.3 Подсистема дискретного программно-логического управления.....	23
1.3.4 Подсистема автоматического регулирования.....	24
1.3.5 Подсистема технологической сигнализации	24
1.3.6 Подсистема Технологических защит и защитных блокировок	27
1.3.7 Пост управления	28
1.3.8 Решение по математическому обеспечению.....	29
1.4 Технические средства и обеспечение АСУ ТП.....	30
1.5 Выводы по главе.....	31
ГЛАВА 2 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИ- ЗАЦИИ ОБЩЕГО КОЛЛЕКТОРА	
2.1 Обзор существующей системы управления	32
2.2 Техническое решение ЧГРЭС. Нерезервированная система.....	33
2.3 Разработка автоматизированной системы управления общего коллектора	35

2.3.1	Описание основных элементов системы.....	36
2.3.1.1	Датчик давления «Элемер-АИР-30» – интеллектуальный датчик давления.....	36
2.3.1.2	Модульный программируемый контроллер SIMATIC S7-400h.	38
2.3.2	Структура системы управления	41
2.3.3	Разработка функциональной схемы управления общим коллектором	41
2.3.4	Структурная схема комплекса технических средств.....	43
2.3.5	Разработка схемы автоматизации общего коллектора	43
2.4	Обеспечение надежности системы автоматизации общего коллектора газовых турбогенераторов ЧГРЭС	46
2.4.1	Расчет показателей надежности	47
2.4.2	Расчет надежности контроллера SIMATIC S7-400h.....	48
2.4.3	Расчет надежности датчиков давления «Элемер-АИР-30»	51
2.4.4	Вывод по показателям надежности	55
2.5	Выводы по главе.....	58
ГЛАВА 3 АЛГОРИТМ РАБОТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОБЩИМ КОЛЛЕКТОРОМ ЧГРЭС		
3.1	Описание алгоритма	59
3.1.1	Запуск системы ДКС №1 — ГТУ №1 поблочно	59
3.1.2	Переход на схему работы с общим коллектором.....	60
3.1.3	Запуск системы через общий коллектор	60
3.1.4	Запуск ДКС и ГТУ при уже имеющихся в работе ДКС и ГТУ	61
3.1.5	Пуск ДКС из «горячего» резерва.....	61
3.2	Блок-схема алгоритма.....	62
3.2.1	Основная блок-схема.....	62
3.2.2	Выбор режима работы ДКС	66
3.2.3	Выбор режима работы ГТУ.....	68
3.2.4	Запуск ДКС Главная.....	70
3.2.5	Запуск ДКС Подглавная.....	72

3.2.6	Запуск ДКС Резервная.....	74
3.2.7	Сравнение давления	76
3.2.8	Давление максимум.....	78
3.2.9	Давление минимум	80
3.2.10	Проверка работы всех ДКС	82
3.2.11	Проверка работы всех ТГУ	83
3.3	Выводы по главе	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		84
СОКРАЩЕНИЯ		85
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК		86

ВВЕДЕНИЕ

АСУ ТП создается как единая распределенная многоуровневая система управления на базе современной микропроцессорной техники. Она является неотъемлемой частью теплотехнического и электротехнического оборудования ЧГРЭС, без которой его функционирование не предусматривается.

АСУ ТП ЧГРЭС предназначена для автоматизированного контроля и управления технологическими процессами, защитных блокировок паровых и газовых турбин электростанции с необходимой технологической информацией, получения расчетных параметров, создания и ведения архивов, подготовки и вывода на печать протоколов и другой оперативной документации, мониторинга и управления тепломеханическим оборудованием блока.

АСУ ТП ЧГРЭС создается на основе серийно выпускаемой полномасштабной распределенной системе управления.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности работы системы автоматизации общего коллектора для обеспечения бесперебойной работы газовых турбогенераторов.

Повышение надежности системы автоматизации общего коллектора достигается резервированием основных элементов системы. Вследствие чего задачами выпускной квалификационной работы является разработка функциональной схемы управления общим коллектором, структурная схема комплекса технических средств и схема автоматизации с учетом резервирования основных элементов, расчет показателей надежности до и после резервирования и разработка алгоритма работы системы управления общим коллектором.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 1 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

1.1 Сведения об автоматизированных объектах ЧГРЭС

На ЧГРЭС существуют сооружения из двух энергоблоков парогазовых установок (ПГУ) электрической мощностью – 247,5 МВт каждый [1].

Энергоблок включает в себя следующее технологическое оборудование:

- Газотурбинная установка Alstom GT13E2 комплектно с генератором 50WY21Z-095 электрической мощностью 184,5 МВт;
- Паровой котел утилизатор Alstom OCC Modular HRS6, с дожигом, двух-барабанный, с естественной циркуляцией в испарительных поверхностях высокого и низкого давления;
- Паротурбинная установка Alstom DKZE1-1N33 комплектно с генератором TA30-105L электрической мощностью 63 МВт, конденсационного типа с теплофикационными отборами пара тепловой мощностью 180 Гкал/ч.
- Общеблочное и общестанционное оборудование;
- Дожимная компрессорная станция.

Газотурбинная установка (ГТУ) соединенная с паровым котлом-утилизатором (КУ), совместно с паровой турбинной установкой (ПТУ) и вспомогательными системами образуют парогазовую установку (ПГУ) [1].

Основным и резервным топливом для газотурбинных установок служит природный газ, аварийное топливо не предусматривается.

Газотурбинная установка укомплектована системой автоматического управления САУ – CONTROGAS на базе программно-технического комплекса (ПТК) «ALSPA», которая осуществляет все функции управления газовой турбиной и генератором:

- 1) автоматическую проверку готовности ГТУ к пуску;
- 2) автоматический пуск с выходом на режим заданной нагрузки;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- 3) стабилизацию заданного режима;
- 4) автоматическое регулирование частоты вращения;
- 5) синхронизацию генератора;
- 6) ограничение по температуре продуктов сгорания и по мощности;
- 7) контроль параметров ГТУ;
- 8) защиту ГТУ на всех режимах и другие.

Газотурбинная установка укомплектована системой автоматического управления САУ – CONTROSTEAM на базе программно-технического комплекса (ПТК) «ALSPA», панелями управления и защитами турбогенератора, которые осуществляют все функции управления паровой турбиной и генератором:

- 1) автоматическую проверку готовности ПТ к пуску;
- 2) автоматический пуск с выходом на режим заданной нагрузки;
- 3) стабилизацию заданного режима;
- 4) автоматическое регулирование частоты вращения;
- 5) синхронизацию генератора;
- 6) контроль параметров ПТ;
- 7) защиту и регулирование ПТ на всех режимах и другие.

Котел утилизатор (КУ) Modular HRS6 с дожигом фирмы Alstom укомплектован локальной системой розжига (канальной горелкой на базе ПТК HIQuadh41Q компании НІМА). Алгоритмы управления КУ и его вспомогательным оборудованием реализуются в ПТК System 800xA компании АВВ, который выполняет все функции управления [1]:

- 1) автоматическую проверку готовности КУ к пуску;
- 2) стабилизацию заданного режима;
- 3) контроль параметров КУ;
- 4) защиту КУ на всех режимах и другие.

1.2 Основные решения по автоматизации объекта управления с применением автоматизированной системы управления технологическими процессами

1.2.1 Цели создания АСУ ТП ЧГРЭС

Целью создания АСУ ТП ЧГРЭС является:

- Обеспечение эффективного управления процессами выработки электрической и тепловой энергии и обеспечения отпуска энергии заданного качества и количества;
- Повышение безопасности работы автоматизируемого оборудования энергоблока;
- Обеспечение эффективного управления параметрами и экономичностью работы оборудования энергоблока во всех эксплуатационных режимах работы;
- Повышение надежности работы основного теплотехнического и электротехнического оборудования, снижение риска тяжелых аварий, защита персонала при угрозе аварии;
- Мониторинг параметров экологического контроля работы ЧГРЭС;
- Улучшение условий труда оперативного и обслуживающего персонала;
- Обеспечение эксплуатационного персонала достоверной, достаточной и своевременной информацией о протекании технологических процессов, состояния тепломеханического и электротехнического оборудования и технических средств управления, представленной в наиболее удобной для восприятия форме во всех эксплуатационных режимах.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1.2.2 АСУ ТП как многоуровневая система

Функции блочного управления в АСУ ТП реализуют всю логику взаимосвязанного управления газовыми турбинами, котлами-утилизаторами, паровой турбиной и вспомогательным оборудованием.

АСУ ТП строится как единая распределенная многоуровневая система на базе программно-технического комплекса (ПТК) System 800xA, объединенная шинной системой с горизонтально-вертикальной структурой, и комплекта необходимых датчиков и исполнительных устройств, обеспечивающих взаимодействие ПТК с технологическими процессами и технологическим тепломеханическим и электротехническим оборудованием [1].

АСУ ТП ЧГРЭС имеет иерархическую структуру, включающую в себя три уровня:

- 1) нижний уровень – датчики технологических параметров и исполнительные механизмы;
- 2) средний уровень – функционально-распределенная микропроцессорная система управления (микропроцессорные программируемые контроллеры), обеспечивающая выполнение функций сбора, первичной обработки входных сигналов, автоматического управления, регулирования, последовательного управления, технологических защит и блокировок, системы агрегатной автоматики (ЛСУ), в том числе модуле РЗА электротехнического оборудования в АСУ ТП ЭТО;
- 3) верхний уровень – обеспечивающий реализацию функций отображения информации, дистанционного управления технологическим процессом, дистанционной настройки системы (за исключением дистанционной настройки подсистем агрегатного уровня), протоколирование, архивирование, расчеты и т.п.

Нижний уровень базируется на датчиках и исполнительных механизмах, обеспечивающих возможность дистанционной диагностики и обслуживания до устройства.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Средний уровень АСУ ТП ЧГРЭС строится по агрегатно-блочному принципу и состоит из отдельных ЛСУ, в состав которых входит:

- 1) система управления общестанционным технологическим оборудованием, включая оборудование блока подготовки топливного газа (ППГ), ВПУ, оснащенных агрегатными системами управления;
- 2) подсистема управления энергоблоком объединяющая САУ ГТУ, САУ ПТУ, САУ КУ и другие.

В локальных САУ должна обеспечиваться возможность передачи диагностической информации о состоянии измерительных каналов, контроллеров, полевых шин и т.п. в общестанционную АСУ ТП ЧГРЭС.

Верхний уровень для каждого энергоблока включает в себя два АРМа оператора-технолога каждый с двумя мониторами, АРМ начальника смены (дежурного инженера станции) с одним монитором, АРМ оператора-электрика с двумя мониторами, (располагаются в оперативном контуре ОЩУ), станцию архивирования, инженерную станцию (АРМ инженера АСУ). Также для наладки предусмотрены два персональных АРМа (ноутбук) с программным обеспечением инженера АСУ (располагаются в инженерной комнате). АСУ ТП ТТО взаимодействует с АСУ ТП ЭТО.

Технические средства АСУ ТП ЧГРЭС имеют возможность изменения архитектуры (путем подключения новых структур) и обладают высокой помехозащищенностью и надежностью.

1.2.3 Организация управления технологическими процессами

Иерархическая структура АСУ ТП предусматривает интеграцию всех систем автоматического управления (САУ) и локальных систем управления (ЛСУ), поставляемых комплектно с технологическим оборудованием, в программно-технический комплекс (ПТК) верхнего уровня. Обмен информации между САУ (ЛСУ) и ПТК осуществляются по каналам цифровой связи с требуемой руководящими документами скоростью обмена.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Иерархический подход к функциональному построению АСУ ТП станции предусматривает выделение следующих уровней управления:

- 1) общестанционный уровень;
- 2) блочный уровень;
- 3) агрегатный уровень;
- 4) уровень функционально-группового управления;
- 5) индивидуальный уровень.

В основу системы управления положена территориально-распределенная структура. Распределенная структура функций управления позволяет подразделить их на технологически объединенные своими функциями группы, включающие в себя все функции автоматизации определенной части установки, такие как автоматическое регулирование, дискретное управление, обработку информации, формирование сообщений и т.п.

Система АСУ ТП ЧГРЭС обеспечивает выполнение следующих функций:

- Автоматическое и дистанционное оперативное (ручное) управление энергоблоком в различных режимах;
- Пуск энергоблока из различных тепловых состояний, включая автоматизированный пуск из холодного состояния;
- Работу энергоблока при постоянной и изменяемых нагрузках с автоматическим поддержанием заданных значений технологических параметров в регулируемом диапазоне нагрузок;
- Регулирование частоты и мощности на энергоблоке производится автоматически или дистанционно по команде диспетчера системы при работе энергоблока в сети, автономная работа энергоблока на собственные нужды станции;
- Плановая остановка энергоблока;
- Аварийную разгрузку или аварийную остановку энергоблока и т.д.;
- Автоматическое дистанционное и оперативное (ручное) управление всеми общестанционными системами ЧГРЭС (точное количество сигналов определяется на этапе рабочего проектирования);

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

- Безопасность работы при эксплуатации как технологической, так и электрической составляющих станции по нормам и правилам, действующим в Российской Федерации;

- Работоспособность в климатических условиях региона строительства;
- Сбора, первичной обработки и распределения информации, получаемой от датчиков теплотехнических и электротехнических параметров в виде аналоговых, дискретных и цифровых сигналов, включая прием-передачу информации от САУ, односторонней цифровой связи с ССПТИ, а также формирования массивов текущей информации для дальнейшего использования другими системами;

- Представления информации и взаимодействия пользователей со станций оператора-технолога, обслуживающего персонала;

- Дистанционного управления приводом исполнительных механизмов (устройств) задвижек, регулирующих органов, электродвигателей, высоковольтных выключателей, разъединителей и т.п. Выдачу команд управления на исполнительные механизмы (в том числе отключения электроэнергии для перевода в безаварийное состояние и обеспечение выполнения данной команды исполнительными механизмами);

- Синхронизацию агрегата выключателями с энергосистемой методом точной синхронизации при полном взаимодействии с АСУ ТП ЭТО;

- Непрерывный контроль дозрывных концентраций горючих газов, паров и их смесей в воздухе;

- Непрерывный контроль за противопожарным состоянием объекта (рекомендуется использовать серийно выпускаемые микропроцессорные технические средства, рекомендованных к применению органами Госпожнадзора РФ);

- Непрерывный контроль вибрации и осевого сдвига силовых агрегатов в соответствии с требованиями нормативно-технической и заводской документации;

- Представление информации в систему ТМиС и АИИСКУЭ;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

- Замену неисправных модулей без остановки системы и обесточивания или отдельных ее компонентов;
- Архивирование параметров и событий теплотехнического и электротехнического оборудования в едином архиве, регистрация включения и отключения коммутационных аппаратов и основных коммутационных аппаратов ЧГРЭС, выключателей, разъединителей, заземляющих ножей;
- Регистрацию работы защит и противоаварийной автоматики, защит трансформаторов и других защит КРУЭ 6кВ, связанных с работой ПГУ ЧГРЭС, выполняется в АСУ ТП ЭТО;
- Вывод информации от цифрового осциллографа переходных процессов на АРМ инженера-релейщика и счетчиков электрической энергии на верхний уровень, выполняется в АСУ ТП ЭТО;
- Формирование архивов процессов в электрических сетях (токи, напряжения, мощности, частота и т.д.) при возникновении аварийных ситуаций, срабатываний защит. Дискретность и глубина архива согласовываются на стадии проектирования, выполняется в АСУ ТП ЭТО;
- Нормирование первичное регулирование частоты и мощности;
- Предварительной и аварийной сигнализации;
- Автоматического регулирования, автоматического логического и программного управления и технологических блокировок, защит и защитных блокировок, реализующие соответствующие алгоритмы управления;
- Информационно-вычислительная, реализующая алгоритмы расчетных функций, накопления, усреднения, архивации информации, расчет ТЭП и т.п.;
- Представление информацией заинтересованным организациям – РДУ (ТМиС), АСУ П, АИИСКУЭ и т.д.;
- Самоконтроль и самодиагностики ПТК, подстройки прикладных программ и заполнения информационной базы, сбора и обработки информации по технической диагностике ПТК (инструментальная подсистема);
- Реализации алгоритмов сервисных функций;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

- Синхронизация службы времени ПТК всех САУ и ЛСУ.

Все основные операции по управлению технологическим оборудованием выполняется автоматически. Оператору представлена полная информация о ходе технологического процесса и состоянии оборудования в наиболее удобной форме, в том числе, по состоянию систем контроля и управления.

Обязанностями оператора являются [1]:

- 1) общее наблюдение за ходом технологического процесса и за состоянием оборудования;
- 2) включение в работу и выбор режима работы оборудования;
- 3) выполнение неавтоматизированных операций, связанных с подготовкой оборудования к пуску;
- 4) проверка состояния оборудования после аварийных отключений;
- 5) выбор оборудования, находящегося в работе (резерве, ремонте);
- 6) корректировка графиков пуска, остановка и других режимов работы оборудования;
- 7) ввод/вывод технологических защит ремонтными накладками с АРМ оператора в соответствии с ПТЭ для всех технологических узлов блока.

1.2.4 Функциональная структура АСУ ТП

АСУ ТП предназначена для выполнения:

- 1) информационных функций;
- 2) управляющих функций;
- 3) вспомогательных функций.

В ПТК АСУ ТП автоматически выполняются следующие информационные функции [10]:

- Прием (сбор) и первичную обработку цифровой, аналоговой и дискретной информации от ЛСУ, традиционных датчиков аналоговых и дискретных сигналов;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Прием (обмен) и первичную обработку значений аналоговых параметров, дискретной информации и команд по цифровым линиям связи от интеллектуальных датчиков и исполнительных механизмов, а также от других САУ и ЛСУ, входящих в состав АСУ ТП ЧГРЭС;
- Формирование и представление оперативной, архивной и отчетной информации по цифровым линиям связи (АСУ ТП, ССПТИ, АИИСКУЭ и т.д.);
- Прием (обмен) и первичную обработку информации и команд от ЛСУ МП РЗА;
- Регистрация аварийных ситуаций с разрешающей способностью не хуже 100 мс для тепловых параметров;
- Проверка достоверности входной информации с выдачей соответствующих сигналов предупредительной сигнализации и сообщений, а также возможность автоматического вывода из работы сигналов от неисправных датчиков, используемых в контурах управления (технологическая защита, автоматическое регулирование, логическое управление и т.д.). При отказах модулей УСО (и после их устранения), выявленных алгоритмами самодиагностики, должны формироваться соответствующие признаки недостоверности (достоверности) входной информации;
- Представление информации на средствах отображения и печатных документах в виде видеокладов, графиков, гистограмм, таблиц, цветных жестких копий видеокладов, списков сигнализаций и событий, журналов действий оператора и переключение оборудования, отчетов (сменных, суточных, наработки силового оборудования на отказ);
 - Информационно-вычислительные расчетные;
 - Оперативный контроль состояний устройств АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП ЛСУ и САУ;
 - Диагностика основного и вспомогательного оборудования тепломеханической и электрической части ЧГРЭС в соответствии с рекомендациями (алго-

ритмами) заводов-изготовителей для организации ремонтов оборудования по фактическому состоянию;

- Архивация информации и т.п.

Вспомогательные функции направлены на обеспечение нормального функционирования программно-технических и аппаратных средств АСУ ТП ТТО и включает в себя:

- Контроль и самодиагностика программных и технических средств ПТК;
- Регистрацию отказов программно-технических и аппаратных средств и действий при их устранении;
- Контроль работы функций ПТК и АСУ ТП;
- Хранение нормативно-справочной информации базы;
- Хранение результатов метрологического контроля и аттестации информационных каналов АСУ ТП;
- Другие функции, обеспечиваемые, в том числе ПО инструментальных средств разработки, диагностирования, сопровождения и документирования проекта всех частей системы.

1.3 Организация управления

Управление состоит из нескольких подсистем и решений:

- 1) подсистема сбора, обработки и представления информации;
- 2) подсистема дистанционного управления оборудованием;
- 3) подсистема дискретного программно-логического управления;
- 4) подсистема автоматического регулирования;
- 5) подсистема технологической сигнализации;
- 6) подсистема технологических защит и защитных блокировок;
- 7) пост управления;
- 8) решения по математическому обеспечению;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.3.1 Подсистема сбора, обработки и представления информации

Эта подсистема участвует в реализации управляющих и информационных функций АСУ ТП ТТО и включает в себя:

- Источники аналоговой и дискретной информации о параметрах технологического процесса, включая датчики, преобразователи и размножители сигналов;
- Источники аналоговой и дискретной информации о состоянии (положении) запорно-регулирующей арматура, механизмов собственных нужд и других контролируемых элементов оборудования, включая устройства размножения и нормирования сигналов;
- Источники информации о состоянии аппаратуры управления АСУ ТП;
- Модули приема и обработки информации.

Оператор получает достоверную информацию во всех режимах работы энергоблока, а также при проведении пусков, плановых и аварийных остановов оборудования. Представление информации ведется непрерывно, также предусматривается периодическое информирование оператора о состоянии оборудования, информации по вызову оператора, по инициативе систем контроля, управления и диагностики.

Основным средством представления информации оператору являются цветные дисплеи, на которые выводятся:

- Фрагменты схем технологических участков с отображением на них технологического оборудования, трубопроводов, положения (состояния) арматуры и механизмов собственных нужд, значения технологических параметров и их отклонения от нормы;
- Аналоговые значения параметров в цифровой форме, а также в виде таблиц, графиков, кривых, гистограмм.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Значения измеряемых, вычисляемых и отклонившихся от нормы параметров осуществляется в цифровой форме с меткой времени, заносится в архив и может быть выведена на экран АРМ или распечатана с помощью печатающих устройств.

Средства вычислительной техники в составе подсистемы обеспечивают выполнение широкого набора функций, предусматривающих логическую и вычислительную обработку входной информации [1]:

- Формирование на основе информации из других подсистем фрагментов мнемосхем для дисплеев, на которых отображается информация о значениях параметров энергоблока, состояний арматуры, двигателей, выключателей;
- Формирование для отображения на дисплеях и вывода на печать таблиц и текстов сообщений, гистограмм и графиков, отображающих изменения во времени значений технологических параметров;
- Обработка информации для предупредительной сигнализации и регистрации при отклонениях технологических параметров;
- Контроль и регистрация последовательности событий во всех режимах работы энергоблока;
- Расчет технико-экономических показателей работы энергоблока с расчетом фактических и нормативных параметров;
- Регистрацию аварийных ситуаций с возможностью анализа тенденции развития ситуации по архивным данным;
- Автоматическое ведение оперативной документации;
- Контроль и диагностику состояния технических и программных средств, исправность измерительных и исполнительных каналов;
- Вспомогательные сервисные задачи, обеспечивающие удобство эксплуатации и корректировку программных средств.

На случай полного отказа средств вычислительной техники предусмотрен пульт аварийного останова энергоблока, который позволяет выполнить безопас-

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

ный останов энергоблока независимыми от состояния ПТК электрическими цепями.

1.3.2 Подсистема дистанционного управления оборудованием

Подсистема реализует дискретное автоматическое управление энергоблоком в целом или отдельными технологическими узлами и агрегатами при пусках и остановах и обеспечивает [1]:

- Формирование управляющих сигналов, в том числе на пуск/останов через САУ (ГТУ, ПТ);
- Прием и обработку аналоговых и дискретных сигналов для управления запорно-регулирующей арматурой и механизмами собственных нужд;
- Дистанционное управление запорно-регулирующей арматурой и механизмами собственных нужд, входящими в функциональные группы;
- Возможность выполнения, как всей заданной программы, так и ее части;
- Контроль и отображение хода выполнения программы и соблюдение условий выполнения.

Дистанционное управление всеми электроприводами запорно-регулирующей арматуры и механизмами собственных нужд энергоблока реализуется в виде избирательного управления (по вызову с клавиатуры дисплеев или с помощью «мыши»).

Предусматривается сигнализация положения управляемых объектов на дисплеях и у аппаратов индивидуального управления.

Силовая часть системы управления размещается в специальных шкафах – распределительных устройствах (сборках). Силовая часть системы управления САУ ГТУ поставляется комплектно с ГТУ и размещается в помещениях главного корпуса.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1.3.3 Подсистема дискретного программно-логического управления

Подсистема предназначена для автоматического или автоматизированного управления оборудованием и автоматическими устройствами оборудования ПГУ по заранее заданным алгоритмам.

Функционально групповое управление (ФГУ) осуществляется координированное пошаговое логическое управление отдельными технологически связанными функциональными группами оборудования, агрегатами и энергоблоками в целом.

Система ФГУ строится по иерархическому принципу и включает [1]:

- 1) верхний уровень – блочное координирующее устройство (БКУ), общее для подсистем АР и ЛУ;
- 2) уровень управления отдельными функциональными группами;
- 3) уровень управления подгруппами;
- 4) уровень управления исполнительными устройствами, а также автоматическими регуляторами и программаторами.

Алгоритмы ФГУ включают в себя программы действия, зависящие от исходного состояния оборудования, как самой группы, так и энергоблока в целом.

Функционально-групповое управления является средством задания (изменения) режима работы технологического оборудования посредством единого органа управления – виртуального блока управления ФГ. Обобщенное задание оператора-технолога развертывается в последовательность дискретных команд управления, которые переводят оборудования в заданный режим.

Программы ФШУ строятся по шаговому принципу таким образом, чтобы невыполнение условий любой команды внутри шага не приводило к аварийной ситуации на энергоблоке и, у оператора имелся бы резерв времени для принятия решения.

Алгоритмы ФГУ представляет собой последовательность элементарных операций, которые необходимо выполнить для решения какой-либо технологической задачи (например, заполнение котла утилизатора, пуск турбины и т.п.).

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Предусматривается возможность выполнения, как всей операцией (шаговой программой), так и ее части, заданной оператором.

На экранах АРМ оператора отображается ход выполнения программы, а также факты приостановки программы с расшифровкой причин [1].

1.3.4 Подсистема автоматического регулирования

Подсистема обеспечивает поддержание на заданном уровне и изменение по заданному закону значений технологических параметров в регулировочном диапазоне нагрузок.

Основные контуры авторегулирования агрегатов энергоблока:

- 1) регулирования тепловой и электрической нагрузки энергоблока;
- 2) регулирование параметров газовой турбины;
- 3) регулирование параметров котла-утилизатора;
- 4) регулирование параметров паровой турбины.

Программно-технические средства подсистемы обеспечиваются:

- 1) реализацию заданных законов регулирования;
- 2) математические преобразования;
- 3) изменение величины задания контурам регулирования;
- 4) возможность безударного переключения с автоматического режима на дистанционное управление и наоборот;
- 5) контроль положения регулирующих органов.

1.3.5 Подсистема технологической сигнализации

Сигналы подсистемы по степени ответственности разделены на 4 группы:

- 1) аварийная сигнализация;
- 2) предупредительная сигнализация;
- 3) информационная сигнализация;
- 4) сообщения.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

В группу аварийной сигнализации собраны сигналы об аварийном отключении выключателей, о срабатывании технологических защит оборудования энергоблока, включая срабатывание электрических защит и отказы в ответственных электроустановках [1,2].

К группе предупредительной сигнализации относятся:

- 1) сигналы об отклонениях параметров, используемых в схемах защит, до уставок предупредительной сигнализации;
- 2) сигналы об отклонениях параметров до уставок сигнализации, не используемых в схемах защит, но определяющих надежность оборудования;
- 3) сигналы о превышении контролируемых экологических показателей;
- 4) сигналы об аварийном отключении ответственных механизмов, при котором в случае не включения резервных механизмов возникает аварийная ситуация;
- 5) сигналы при недостоверности отдельных измерений;
- 6) сигналы при отказах программно-технических средств АСУ ТП ТТО.

К группе информационной сигнализации относятся отклонения параметров за нормальный диапазон их изменений в текущем режиме работы оборудования, появления которых в ближайшее время (несколько минут или десятков минут) не приведет к непосредственной опасности изменения режима работы оборудования.

К сигналам четвертой группы относятся сообщения. Для оповещения оператора при появлении сигнала предусмотрены:

- 1) текстовые сообщения, появляющиеся либо на специально выделенном мониторе, либо в специальном окне, которое может принудительно «всплывать» на всех или выделенных для этой цели мониторах;
- 2) «обзорная зона», присутствующая или «всплывающая» на экранах всех включенных видеомониторов;
- 3) принтер документирования всех событий на блоке;
- 4) система акустического оповещения.

Вновь появившийся сигнал вызывает:

- 1) мигание обобщенного сигнала в обзорной зоне всех экранов;
- 2) появления сообщения на экране «сигнального» дисплея или в сигнальном окне с мигающей рамкой и цветом текста, определенного для данной категории сигнала;
- 3) мигание соответствующем цветом на видеокадре объекта контроля, где произошло событие (отклонения параметра, изменение состояния механизма);
- 4) срабатывание системы звукового оповещения, сопровождающей, появившийся предупредительный или аварийный сигнал различными по характеру звуковыми сигналами.

Мигание обобщающего сигнала в обзорной зоне экранов, мигание уведомления на текстовом дисплее и мигание объекта контроля на видеокадре переходит в ровное свечение после квитирования сигнала.

После устранения причины появления сигнала обобщенный сигнал в обзорной зоне экранов пропадает, а цвет текстового сообщения и цвет объекта контроля на видеокадре изменяется на первоначальный.

Каждое сообщение содержит:

- 1) время возникновения;
- 2) идентификатор;
- 3) текстовое сообщение;
- 4) код видеокадра, который требуется оператору для определения ситуации;
- 5) символ квитирования сигнала.

После заполнения экрана и поступления в буфер очередного сигнала первое из поступивших ранее квитированных сообщений уходит в память, освобождая место для вновь поступившего сигнала.

Одновременно с поступлением сообщений на экран оператора эта же информация передается на экран дисплея начальника смены блока. При этом сигнала

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

лы транслируются на экране в хронологической последовательности, не требуя квитирования. При заполнении экрана более старые сообщения стираются.

На вызванном видеокадре причина появления сигнала (отклонения параметра либо изменения состояния механизма) привлекает внимание оператора миганием и соответствующим изменением цвета объекта.

Вся информация, появляющаяся на экране «сигнального» дисплея, автоматически документируется на принтере информации в темпе появления сигнала [10].

1.3.6 Подсистема технологических защит и защитных блокировок

Подсистема технологических защит, блокировок и АВР выполняется на основании РД 153-34.1-34.137-00 и предусматривается для предотвращения возникновения и развития аварийных ситуаций с помощью автоматического выполнения необходимых операций по останову оборудования или снижения его нагрузки по заранее обусловленной программе. Подсистема технологических защит и блокировок является наиболее ответственной в АУС ТП ТТО и предназначена для защиты оперативного персонала и оборудования при возникновении аварийной или предаварийной ситуации путем экстренного автоматического перевода защищаемого оборудования в безопасное состояние.

Защиты имеют наивысший приоритет по отношению к другим дискретным воздействиям.

В зависимости от характера аварии технологическими защитами выполняются следующие операции [1,2]:

- 1) останов энергоблока;
- 2) останов газовой турбины с последующим остановом энергоблока;
- 3) останов котла-утилизатора с последующим остановом энергоблока;
- 4) останов паровой турбины с последующим остановом энергоблока или снижением нагрузки энергоблока;
- 5) снижение нагрузки энергоблока;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

б) локальные операции.

Подсистема защит и блокировок реализуется с использованием единых датчиков для всех задач АСУ ТП ТТО.

Ввод и вывод основных защит осуществляется автоматически. Для технологических защит, отключающих оборудование, применяются предпочтительно три датчика одного параметра (схема «два из трех»).

Оператору предоставляется вся информация о состоянии защит – введена, выведена, сработала.

Срабатывание защиты сопровождается аварийной звуковой сигнализацией.

1.3.7 Пост управления

Управление энергоблоком, общестанционным оборудованием главного корпуса осуществляется с главного щита управления (ОЩУ), в котором находится постоянный оперативный персонал.

Управление технологическим оборудованием осуществляется с помощью операторских станции через клавиатуру, дисплеев или с помощью манипулятора «мышь». В помещении ОЩУ установлены пульта управления, на которых размещены дисплеи с клавиатурами, оперативные средства управления и колонка синхронизации.

Рядом с помещением ОЩУ располагается помещение для шкафов аппаратуры ПТК АСУ ТП, там же располагается инженерная станция, являющаяся рабочим местом оператора АСУ ТП ТТО. Инженерная станция оборудована необходимыми техническими средствами для подготовки, коррекции и загрузки прикладного, и технологического программного обеспечения и контроля за работой технических средств АСУ ТП ТТО [1,3].

1.3.8 Решение по математическому обеспечению

Проектирование ПТК АСУ ТП ТТО строится на базовом программном обеспечении входящем в комплектную поста КУ с оборудованием ПТК. Основу всех алгоритмов составляют библиотеки базовых математических функций, предназначенных для решений трех типов задач [1,3]:

- 1) контроллерного уровня (задачи управления и обработки информации);
- 2) операторского интерфейса (для разработки видеogramм технологического процесса, алгоритмов управления динамических графиков, таблиц, характеристических графиков, гистограмм, барограмм и т.д.);
- 3) расчетных задач.

Библиотека контроллерного уровня включает в себя следующие группы алгоритмов:

- 1) функции логического управления нижнего уровня (задвижкой, двигателем, соленоидным клапаном, регулирующим клапаном, двухскоростным или реверсивным двигателем);
- 2) функции логического управления верхних уровней (АВР, отключаемые блокировки разных типов, шаговая программа, групповое управление);
- 3) функции автоматического регулирования (ПИД-регуляторы с импульсным и аналоговым выходами, задатчики разных типов, позиционеры, интегратор, дифференциатор, апериодическое звено первого порядка, зона нечувствительности, ограничитель темпа задания и т.д.);
- 4) функции стандартных аналоговых преобразований (арифметические действия, включая возведение в степень, вычисление полинома, извлечение корня и натуральный логарифм, выделение максимальных сигналов, выбор среднего значения и т.д.);
- 5) функции стандартных логических преобразований («И», «ИЛИ», «НЕ», триггеры, генераторы, счетчики, генерация импульсов и т.д.);

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

б) функции ввода, вывода обработки и преобразования аналоговых и дискретных сигналов (включая сравнение аналоговых сигналов с уставкой, счетчики и т.д.);

7) функции расчета теплотехнических параметров (расходов воды, пара, газа, уровня давления и температуры насыщенного пара, энтальпии, удельного объема, энтропии, температуры как функции давления и энтальпии (или энтропии)).

1.4 Технические средства и обеспечение АСУ ТП

Технические средства и программное обеспечение (ПО), используемые в составе АСУ ТП ТТО ЧГРЭС, имеют открытую архитектуру и соответствуют отечественным и международным стандартам. К данным средствам относятся все входящие в АСУ ТП ТТО ЛСУ и САУ, именуемые далее ПТК [1,3].

Все цифровые устройства и ПО ПТК выполняют свои функции самодиагностики. Диагностика должна выявлять возникновения отказа с точностью до заменяемого модуля, измерительного канала, датчика и исполнительного механизма. Диагностические функции выполняются автоматически, и являются встроенными в систему, не требуя дополнительного конфигурирования, а для привязки к тэгам системы должна использоваться конфигурационная база данных проекта.

В составе ПТК предусмотрены средства для обеспечения высокой живучести и надежного функционирования системы при возможных отказах оборудования, ошибках персонала и возникновения непредвиденных ситуаций. Обеспечивается возможность замены отказавших устройств ПТК в «горячем» режиме (без отключения электропитания).

Технические средства и ПО ПТК обеспечивают автоматическую синхронизацию всех процессов так, чтобы все технологические события, какими бы контроллерами или интеллектуальными УСО они не были зафиксированы, были бы привязаны к единой временной шкале. Для этого все ПТК, входящие в АСУ ТП ТТО общестанционного уровня управления ЧГРЭС (ЛСУ и САУ), должны быть

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

синхронизированы между собой и привязаны к единой временной шкале, например, путем привязки системного времени каждого из ПТК к астрономическому времени посредством ГЛОНАСС/GPS [1,3].

Метки времени (с минимальной задержкой от момента возникновения событий) должны присваиваться событиям как можно ближе к месту фиксации событий и использоваться после этого без какой-либо коррекции на всех уровнях и во всех ПТК АСУ ТП ТТО ЧГРЭС. Синхронизация по времени может производиться как по цифровым, так и по физическим каналам связи.

В комплексе технических средств используются унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 15 лет. Должна существовать возможность замены вышедших из строя или морально устаревших технических средств ПТК более современными однотипными устройствами. Эта замена не должна повлечь за собой внесения каких-либо изменений или перестройки других технических средств, входящих в ПТК, и, по возможности, обеспечиваться минимальными изменениями программного обеспечения [1,3].

1.5 Выводы по главе

В данном разделе был рассмотрен технический комплекс ЧГРЭС. Изучена цель создания автоматизированной системы ЧГРЭС. Также была рассмотрена организация управления технологическими процессами, функциональная структура производства, работа технологической и аварийной сигнализации, технологических защит и защитных блокировок. Изучены технические средства и обеспечение АСУ ТП ЧГРЭС.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

ГЛАВА 2 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБЩЕГО КОЛЛЕКТОРА

2.1 Обзор существующей системы управления

Существующая система управления процессом подачи газа от дожимной компрессорной станции (ДКС) к турбогенераторной установке (ТГУ) построена на блочной системе, которая представляет собой три контура регулирования работы ТГУ №1, ТГУ №2, ТГУ №3. Управление процессом ведется в автоматическом режиме.

Технологическая схема системы управления процессом состоит из следующих контуров:

А) ТГУ №1 и ДКС №1;

Б) ТГУ №2 и ДКС №2;

Д) ТГУ №3 и ДКС №3;

Структурная схема представлена на рисунке 2.1.

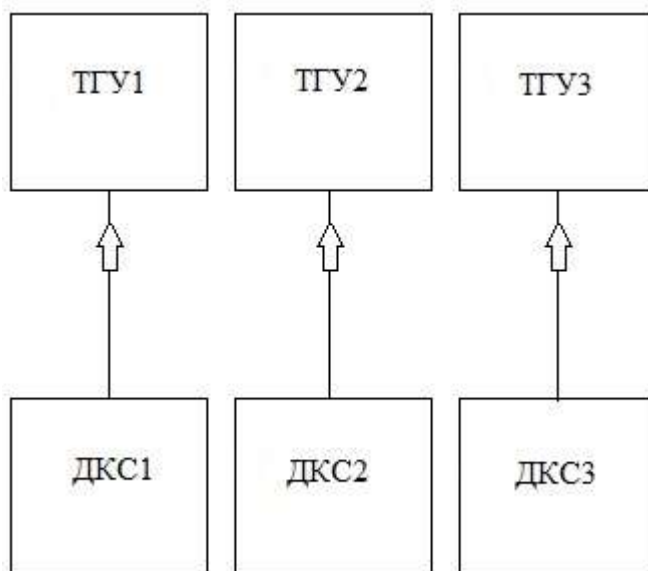


Рисунок 2.1 – Структурная схема подачи газа от ДКС к ТГУ

Для обеспечения нужной для потребителя мощности работы одного контура ТГУ недостаточно, поэтому в нормальном режиме работы задействованы два контура ДКС – ТГУ и один находится в горячем резерве. Управление мощностью

ТГУ №1 в пределах 60% ÷ 70% и ТГУ №2 35% ÷ 45%, что обеспечивает на выходе 100% производимой мощности.

Если произойдет аварийный останов ДКС, то связанная с ней ТГУ выходит из строя. При отказе одного из энергоблоков производят переключение на резервный контур. Запуск и вывод на рабочую мощность резервного контура в автоматическом режиме занимает ≈40 минут, что приводит к потере мощности на выходе системы на указанный период и аварийной ситуации в энергосистеме города.

2.2 Автоматизированная система управления общего коллектора, решение ЧГРЭС. Нерезервированная система

С целью сокращения потери мощности системы из-за запуска резервного контура, ЧГРЭС принято решение провести модернизацию системы управления подачи газа к газовым турбинам: добавление в систему общего коллектора емкостью 13,5 м³, который позволяет избежать аварийного останова ТГУ при отказе одной из ДКС, так как общий коллектор поддерживает заданное давление на входе ТГУ на время запуска резервной ДКС.

Чтобы автоматизировать систему управления общего коллектора, в систему добавили программируемый контроллер, который будет отвечать за переключение на резервный энергоблок.

Предложенная автоматизированная система управления общего коллектора включала в себя: Датчик давления (1 шт.), установленный на ресивере, два источника питания с переменным током, модульный программируемый контроллер Simatic s7-400, краны шаровые с электроприводом AUMA, шкаф распределительный и шкаф автоматики, установленные в помещении электротехнического оборудования. Структурная схема с общим коллектором представлена на рисунке 2.2. На схеме отображены датчик давления и программируемый контроллер без резервирования.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Структурная схема с общим коллектором представлена на рисунке 2.2.

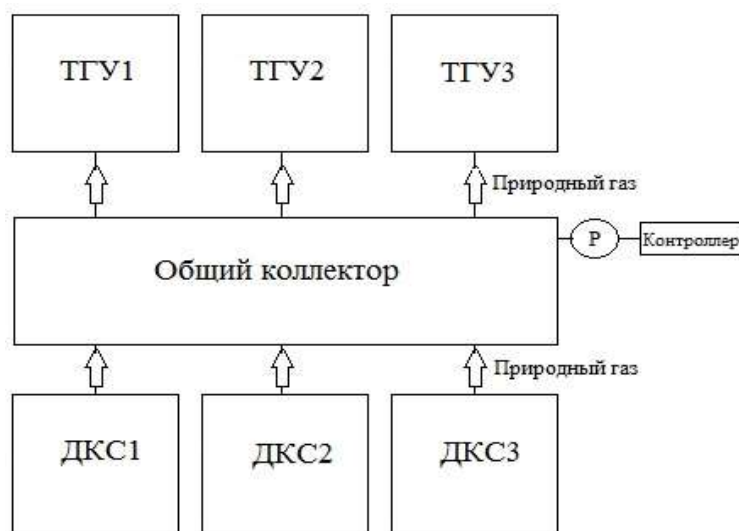


Рисунок 2.2 – Структурная схема подачи газа от ДКС к ТГУ через общий коллектор, решение ЧГРЭС

Недостатком предложенной системы, является ее низкая надежность. При отказе датчика давления теряется информация о давлении в общем коллекторе, что может привести к аварийному останову системы. Помимо датчика давления в общем коллекторе, может отказать контроллер, отвечающий за работу системы и переключение на резервный контур, что приводит к более серьезным последствиям – аварийному останову всей системы в целом.

Чтобы обеспечить бесперебойную и безаварийную работу системы, было принято решение зарезервировать основные элементы: датчики, программируемый контроллер и добавить дополнительный источник питания с постоянным током для питания шкафа автоматики.

Структурная схема общего коллектора с повышением надежности системы представлена на рисунке 2.3. На схеме отображена подсистема датчиков давления и подсистема программируемого контроллера.

Структурная схема представлена на рисунке 2.3.

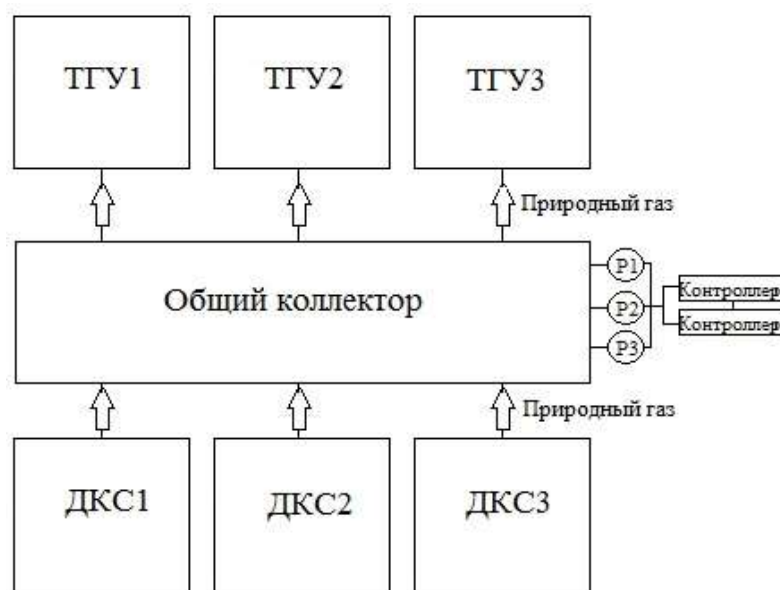


Рисунок 2.3 – Структурная схема подачи газа от ДКС к ТГУ через общий коллектор с резервированием основных элементов

2.3 Разработка автоматизированной системы управления общего коллектора

Автоматизированная система управления (АСУ) технологическим процессом подачи газа к газовым турбинам представляет собой совокупность технических средств, предназначенных для мониторинга и управления технологическим процессом [4-7]. Основным элементом данной системы управления является программируемый контроллер «SIMATIC s7 серии 400h», датчики давления «Элемер-АИР-30».

Автоматизированная система управления общим коллектором имеет единую систему операторского управления технологическим процессом в виде одного или нескольких пультов управления, средства обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовые элементы автоматики: датчики, устройства управления, исполнительные устройства. Для информационной связи всех подсистем используются промышленные сети [4-7].

2.3.1 Описание основных элементов системы

2.3.1.1 Датчик давления «Элемер-АИР-30» - интеллектуальный датчик давления

Один из лучших российских интеллектуальных датчиков давления с широкими функциональными возможностями. Датчики предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин [8].

Датчики оснащены современными тензорезистивными или емкостными сенсорами. Тензорезистивные сенсоры по технологии КНК имеют высокую перегрузочную способность до 500% от верхнего предела измерений. Емкостные сенсоры имеют высокую стабильность метрологических характеристик.

Прибор имеет не только очень широкие диапазоны измерений (например, для избыточного давления от 0,04 кПа до 60 МПа), но и возможность перенастройки диапазонов с коэффициентом до 1:60. Это позволяет производить высокоточные измерения со значениями основной погрешности от 0,1%. Выходной сигнал преобразователя — унифицированный токовый 4...20 мА или комбинированный 4...20/0...5 мА. В исполнении «HART» преобразователь формирует также соответствующий частотно-модулированный сигнал.

Датчики оснащены многофункциональным 4-разрядным ЖК-индикатором с подсветкой и графической шкалой. Датчики имеют модульную структуру: модуль сенсора и модуль электроники. Все модули одного вида взаимозаменяемы. Это обеспечивает высокую ремонтпригодность датчика. Все датчики защищены двухуровневым паролем от несанкционированного доступа. Настройка параметров датчика осуществляется с помощью наружной или внутренней клавиатуры, или по HART-протоколу.

В преобразователь встроены устройства сигнализации и регулирования (2 электромеханических или оптореле), что существенно упрощает использование прибора в системах АСУ ТП.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Внешний вид датчик представлен на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Внешний вид датчика давления «Элемер-АИР-30»

Таблица 2.1 Основные характеристики датчика

Наименование	Описание
Абсолютное давление (штуцерные ТА)	0,4 кПа...6МПа
Сенсор датчика S1	Тензометрические сенсоры
Сенсор датчика S2	Емкостные сенсоры
Сенсор датчика S3	тензометрические мультисенсоры с компенсацией влияния статического давления
Конфигурирование	клавиатура (внутренняя или наружная), HART-протокол
Выходной сигнал	4...20 мА; 0...5 мА; 4...20/0...5 мА (по выбору); HARD
Погрешность	от $\pm 0,1$ %;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

Лист

37

Продолжение таблицы 2.1

Климатические исполнения	С3 (–20...+70 °С), С2 (–40...+70 °С), Д3 (–50...+70 °С), ТВ4.1 (–50...+70 °С), УХЛ 3.1 (–50...+70 °С)
Пылевлагозащита	IP65
Варианты исполнения	общепромышленное, «Ех» (ЕхIаIIСТ6 Х), «Ехd» (IЕхdIIСТ6), кислородное, «Для АЭС»
Индикация	ЖК-индикатор с подсветкой и гра- фической шкалой
Вращение индикатора	90°, 180°, 270°
Вращение корпуса	±135°
Электромагнитная совместимость (ЭМС)	IV-А
Гарантия	5 лет (7 лет — для исполнения «Для АЭС»)

2.3.1.2 Модульный программируемый контроллер Siemens SIMATIC S7-400h

Программируемые контроллеры Simatic S7-400H – это контроллеры с резервированной структурой для построения систем автоматизации повышенной надежности. Система S7-400H состоит из двух идентичных подсистем, работающих по принципу ведущий-ведомый. В основу построения программируемых контроллеров Simatic S7-400H положен принцип горячего резервирования с поддержкой функций безударного автоматического переключения на ведомый резервный базовый блок в случае отказа ведущего базового блока. В соответствии с этим принципом при нормальной работе оба базовых блока находятся в активном состоянии и синхронно выполняют одну и ту же программу. При появлении отка-

за все функции управления принимает на себя исправный базовый блок контроллера. Таким образом, обеспечивается надежная автоматизация непрерывных процессов и процессов с высокими требованиями к надежности функционирования систем автоматизации [9].

Операционная система центральных процессоров S7-400N выполняет все необходимые функции резервирования и обеспечивает поддержку:

- 1) обмена данными между базовыми блоками;
- 2) идентификации отказов и ввода в работу резервного блока;
- 3) синхронизации работы базовых блоков;
- 4) тестирования системы.

Для гарантированного безударного включения резерва между базовыми блоками контроллера необходима надежная скоростная синхронизирующая связь. Эта связь поддерживается через оптические кабели, соединяющие два центральных процессора. Функции синхронизации поддерживаются операционной системой контроллера и не требуют программирования со стороны пользователя. В S7-400N используется событийная синхронизация, выполняемая в моменты [9]:

- 1) прямого доступа к входам-выходам системы;
- 2) обработки сигналов программных и аппаратных прерываний;
- 3) получения аварийных сообщений;
- 4) обновления времени пользователем;
- 5) модификации данных коммуникационными функциями.

В результате оба базовых блока контроллера работают:

- 1) с одной и той же программой пользователя;
- 2) с одними и теми же блоками данных;
- 3) с одним и тем же содержимым области отображения процесса;
- 4) с одними и теми же внутренними данными (битами памяти, таймерами, счетчиками и т.д.).

Это позволяет поддерживать оба базовых блока в одинаковых состояниях в полной готовности безударного приема на себя всех функций управления. Для

мониторинга своего состояния программируемые контроллеры S7-400H обеспечивают поддержку широкого спектра функций самодиагностики. О любой выявленной проблеме формируется отчет [9].

В качестве систем ввода-вывода могут использоваться локальные системы на основе сигнальных модулей контроллеров Simatic S7-400 и станции распределенной периферии Simatic ET200 на основе сетей PROFIBUS DP/PA и PROFINET IO / Industrial Ethernet. В системе ввода-вывода программируемых контроллеров S7-400H могут использоваться:

- 1) одноканальные односторонние конфигурации;
- 2) одноканальные переключаемые конфигурации;
- 3) двухканальные переключаемые конфигурации;
- 4) смешанные конфигурации с элементами всех перечисленных конфигураций.

Внешний вид контроллера представлен на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Модульный программируемый контроллер Siemens s7-400h

2.3.2 Структура системы управления

Автоматизированная система управления общим коллектором предназначена для выполнения следующих задач [4-7]:

- 1) автоматизированного контроля и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом подачи газа к газовым турбогенераторам;
- 2) переключение на резервный энергоблок в случае отказа основного;
- 3) обеспечение высокого уровня безопасности;
- 4) проведение безаварийного запуска, остановки компрессорных станций и газовых турбогенераторов;
- 5) повышение надежности работы системы.

Система управления общего коллектора обеспечивает непрерывный контроль за состояниями и режимами работы технологического оборудования: ДКС и ТГУ, аварийную и предупредительную сигнализацию при отклонении технологических параметров от заданных уставок, дистанционное управление исполнительными механизмами.

2.3.3 Разработка функциональной схемы управления общим коллектором

Функциональная схема автоматизации является одним из основных проектных документов, определяющих функциональную структуру и объем автоматизации технологических установок и отдельных агрегатов промышленного объекта. На данной схеме изображены органы управления и средства автоматизации, с указанием связей между технологическим оборудованием и элементами автоматики [10,11].

Функциональная схема управления общим коллектором показана на рисунке 2.6. Схемой предусматривается контроль давления в общем коллекторе, автоматическое регулирование задвижками. В функциональной схеме управления общим коллектором присутствуют следующие органы [10,11]:

- 1) усилительно преобразовательный элемент (УПЭ) – контроллер SIMATIC s7-400h;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

2) исполнительный механизм (ИМ) – однооборотный привод задвижки (поворот на 90%), предназначен для приведения в действие запорно-регулирующей арматуры в системах автоматического регулирования технологическими процессами, в соответствии с командными сигналами регулирующих и управляющих устройств

- 3) регулирующий орган (РО) – задвижка;
- 4) объект управления (ОУ) – общий коллектор;
- 5) элемент обратной связи (ЭОС) – датчик положения задвижки;
- 6) датчик давления (D_1, D_2, D_3) – «Элемер-АИР-30».

Оператор устанавливает значение уставки давления в общем коллекторе, а также задает режим работы газовых турбогенераторов. Данные с датчиков поступают на усилительно преобразовательный элемент в виде электрического сигнала 4-20 мА. Контроллер усредняет показания датчиков давления и сравнивает с заданной уставкой.

Если давление в общем коллекторе выходит за пределы уставки, контроллер выдает аварийный сигнал оператору, а также управляющий сигнал исполнительному механизму который относительно входного сигнала открывает или закрывает задвижку. В зависимости от положения задвижки, ЭОС выдает обратный сигнал на дискретный вход контроллера. Дискретный сигнал 1 – закрыто и 0 – открыто. Таким образом, мы контролируем давление в общем коллекторе.



Рисунок 2.6 – Функциональная схема управления общим коллектором

2.3.5 Разработка схемы автоматизации общего коллектора

Учитывая существующую структуру управления оборудованием, по аналогии создаем автоматизированную систему управления общего коллектора. Данная система осуществляет контроль за давлением в общем коллекторе и обеспечивает бесперебойную работу ТГУ1 и ТГУ2 [1,4-7].

Созданная автоматизированная система управления включает в себя: датчики давления Элемер-АИР-30 (3 шт.), установленные в ресивере; краны шаровые с электроприводом AUMA (9 шт.), манометр WIKA (1 шт.). В новой системе природный газ от ДКС поступает к газовым турбогенераторам через общий коллектор объемом $V = 13,5 \text{ м}^3$. При техническом обслуживании, модернизации или устранения неполадок в общем коллекторе, газ поступает к газовым турбогенераторам напрямую от ДКС. Схема автоматизации общего коллектора представлена на рисунке 2.8 [4-7].

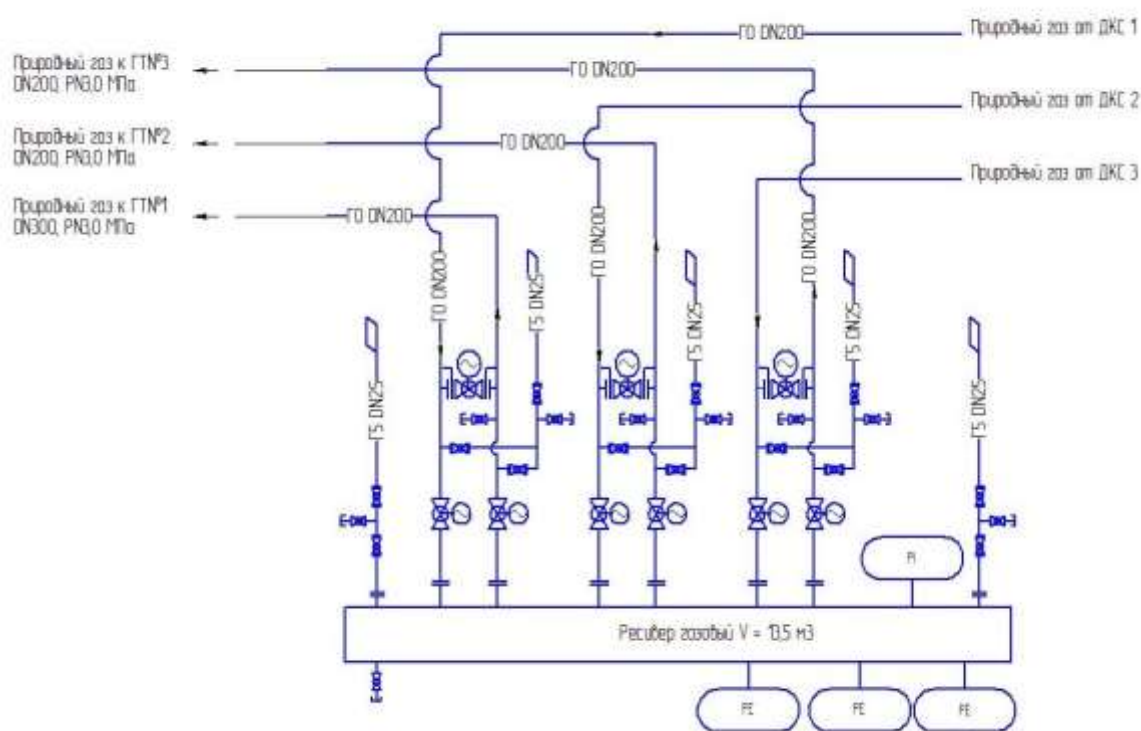


Рисунок 2.8 – Схема автоматизации общего коллектора

Технологическая схема представлена на рисунке 2.9 [4-7].

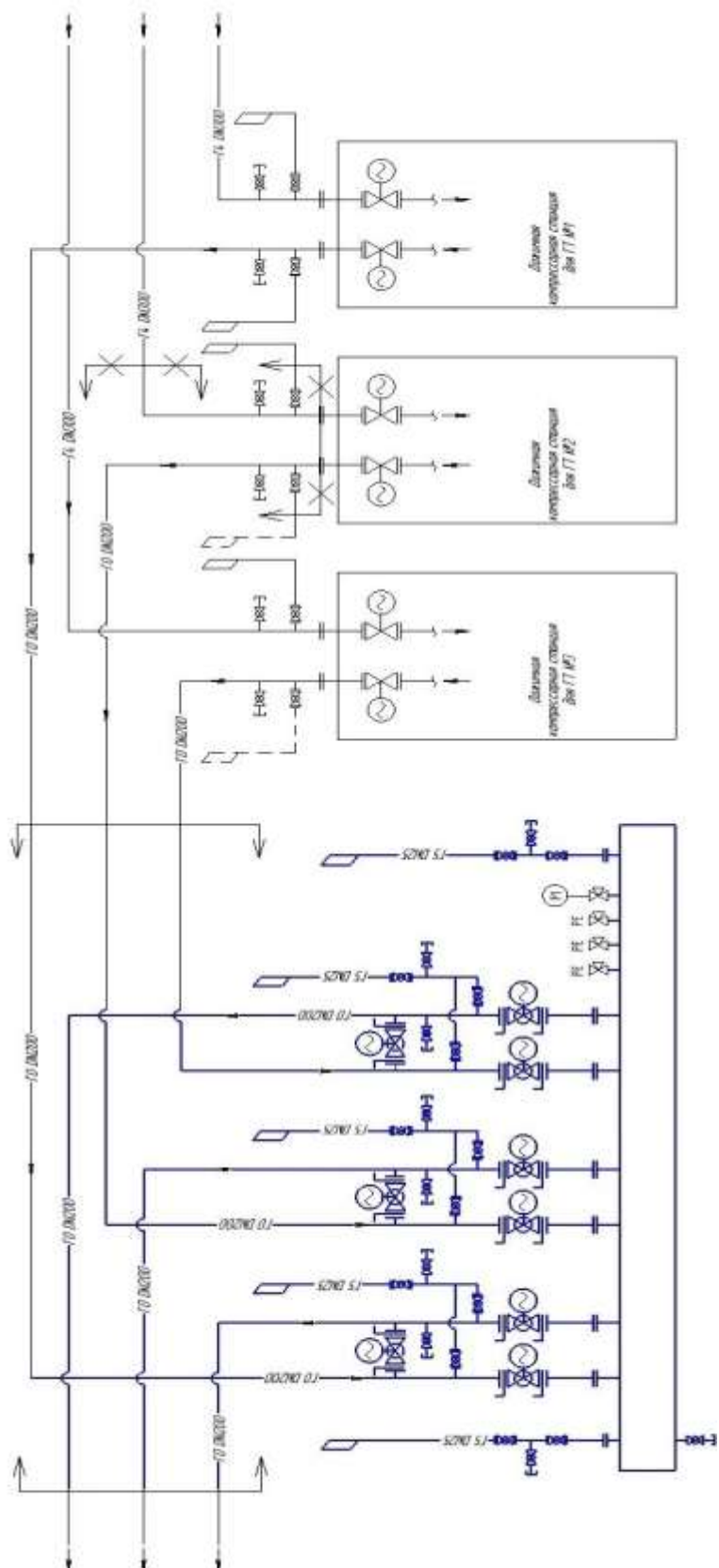


Рисунок 2.9 – Технологическая схема

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

2.4 Обеспечение надежности системы автоматизации общего коллектора газовых турбогенераторов ЧГРЭС

Под надежностью системы понимается ее способность безотказно выполнять свои функции в течение определенного времени в заданных режимах работы [16-18]. Управляющие алгоритмы реализованы с учетом противоаварийным защитам, исключением ложных срабатываний в программном обеспечении контроллера. Программное обеспечение устанавливается на оба ЦПУ.

Надежность автоматизированной системы управления общего коллектора обеспечивается [16-18]:

1. Горячим резервированием контроллера «Simtaic s7-400h».

Архитектурой построения контроллера SIMATIC s7-400h с горячим резервированием: 2 ЦПУ, 2 набора входных/выходных модулей, 2 блока питания.

Для обеспечения бесперебойной работы газовых турбогенераторов используются системы автоматизации SIMATIC s7-400h. S7-400h состоит из двух идентичных подсистем, работающих по принципу «ведущий – ведомый». Обе подсистемы связаны оптическими кабелями синхронизации и выполняют одну и ту же программу. Управление процессом осуществляет ведущая подсистема. В случае отказа функции управления безударно переводятся на ведомую подсистему и подается аварийный сигнал оператору, что обеспечивает высокую надежность бесперебойного функционирования системы управления [9].

2. Резервированием датчиков давления «Элемер-АИР-30».

При увеличении числа датчиков надежность системы повышается не только по количественным характеристикам, но и увеличивается надежность качественных характеристик. К отказу датчика может привести не только его старение, но и несвоевременное либо неквалифицированное техническое обслуживание [8]. В общий коллектор вместе с природным газом могут попасть различные примеси, вследствие чего отбор давления, состоящий из штуцера и клапанного блока, с установленным на нем датчиком, может засориться, что приводит к потере данных с датчика давления.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

3. Резервированием источников питания.

Надежность заключается в использовании трех независимых трех фазных источников питания. Два источника с переменным током и один с постоянным. В качестве основного источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики и сигнализации используется ввод постоянного тока. Источники питания переменного тока используется также для питания устройств управления и исполнительные механизмы системы [12-15].

4. Применением надежных приборов.

5. Оптимальными режимами работы.

2.4.1 Расчет показателей надежности

Для расчета количественных характеристик был принят экспоненциальный закон распределения, называемый также основным законом надежности, часто используют для прогнозирования надежности в период нормальной эксплуатации изделий, когда постепенные отказы еще не проявились и надежность характеризуется внезапными отказами. Эти отказы вызываются неблагоприятным стечением многих обстоятельств и поэтому имеют постоянную интенсивность [19-21].

Расчет был выполнен для следующих показателей надежности экспоненциального закона [19-21]:

- 1) $P(t)$ – вероятность безотказной работы в заданный период времени

$$P(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.1)$$

- 2) $\Lambda(t)$ – интенсивность отказов, ч^{-1}

$$\lambda(t) = \frac{1}{T_0} \quad (2.2)$$

- 3) $Q(t)$ – вероятность отказа в заданный период времени

$$Q(t) = 1 - P(t) \quad (2.3)$$

- 4) T_0 – среднее время безотказной работы, среднее время жизни, ч

$$T_0 = \frac{1}{\lambda} \quad (2.4)$$

- 5) $q(t)$ – плотность вероятности отказов, ч^{-1} :

$$q(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.5)$$

Показатели надежности системы [19-21]:

1) $Q_c(t)$ – вероятность отказа параллельной системы:

$$Q_c(t) = \prod_1^i Q_i \quad (2.6)$$

2) $P_c(t)$ – вероятность безотказной работы параллельной системы:

$$P_c(t) = 1 - Q_c \quad (2.7)$$

3) T_{0c} – среднее время безотказной работы параллельной системы, ч:

$$T_{0c} = T_0 \left(1 + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n} \right) \quad (2.8)$$

4) $\Lambda_c(t)$ – интенсивность отказов системы, ч⁻¹:

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} \quad (2.9)$$

5) $q_c(t)$ – плотность вероятности отказа, ч⁻¹:

$$q_c(t) = \frac{dQ_c(t)}{dt} \quad (2.10)$$

2.4.2 Расчет надежности контроллера SIMATIC s7-400h

Структура надежности контроллера представлена на рисунке 2.10:

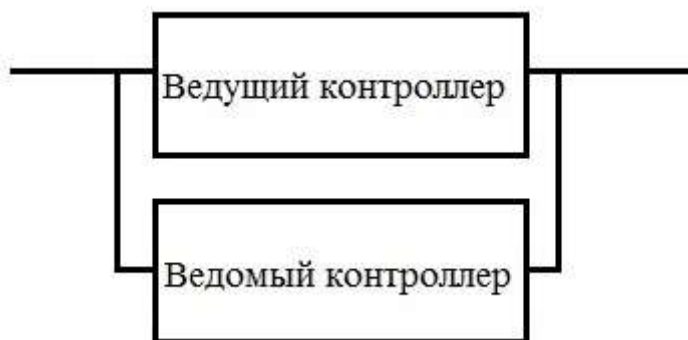


Рисунок 2.10 – Параллельная структура надежности контроллера

Проведем расчет надежности контроллера «Simatic s7-400h» за 8000 ч, 43800 ч и 87600 ч. Примем за норму вероятность безотказной работы $P(t)$ равной 0,9 за 5 лет.

Известно, что среднее время безотказной работы T_0 данного контроллера 127000 ч, тогда найдем интенсивность отказа по формуле (2.2):

$$\lambda = \frac{1}{127000} = 0,787 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и плотность вероятности отказа контроллера без резервирования при $t = 8000$ ч по формулам (2.1), (2.3), (2.5):

$$P(t) = e^{-0,787 * 10^{-5} t},$$

$$P(8000) = 0,939,$$

$$Q(t) = 1 - e^{-0,787 * 10^{-5} t},$$

$$Q(8000) = 0,061,$$

$$q(t) = 0,787 * 10^{-5} * e^{-0,787 * 10^{-5} t},$$

$$q(8000) = 0,739 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа, среднее время безотказной работы и интенсивность отказов контроллера с резервированием при $t = 8000$ ч по формулам (2.6), (2.7), (2.8), (2.9):

$$Q_c(t) = \prod_1^2 Q_i(t) = (1 - e^{-0,787 * 10^{-5} t})^2,$$

$$Q_c(8000) = 0,003727,$$

$$P_c(t) = 1 - Q_c(t) = 1 - (1 - e^{-0,787 * 10^{-5} t})^2,$$

$$P_c(8000) = 0,996,$$

$$T_{0c} = T_0 \left(1 + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n} \right),$$

$$T_{0c} = 127000 \left(1 + \frac{1}{2} \right) = 190500 \text{ ч},$$

$$q_c(t) = \frac{dQ_c}{dt} = 0,1575 * 10^{-4} (1 - e^{-0,787 * 10^{-5} t}) e^{-0,787 * 10^{-5} t},$$

$$q_c(8000) = 0,9028 * 10^{-6} \text{ ч}^{-1},$$

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} = \frac{0,1575 * 10^{-4} * e^{0,1575 * 10^{-10} t} * (1 + e^{-0,787 * 10^{-5} t})}{1 - (1 - e^{-0,787 * 10^{-5} t})^2},$$

$$\lambda_c(8000) = 0,9062 * 10^{-6} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и плотность вероятности отказа контроллера без резервирования при $t = 43800$ ч по формулам (2.1), (2.3), (2.5):

$$P(t) = e^{-0,787*10^{-5}t},$$

$$P(43800) = 0,708,$$

$$Q(t) = 1 - e^{-0,787*10^{-5}t},$$

$$Q(43800) = 0,292,$$

$$q(t) = 0,787 * 10^{-5} * e^{-0,787*10^{-5}t},$$

$$q(43800) = 0,5577 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и интенсивность отказов контроллера с резервированием при $t = 43800$ ч по формулам (2.6), (2.7), (2.9):

$$Q_c(t) = \prod_{i=1}^2 Q_i(t) = (1 - e^{-0,787*10^{-5}t})^2,$$

$$Q_c(43800) = 0,085,$$

$$P_c(t) = 1 - Q_c(t) = 1 - (1 - e^{-0,787*10^{-5}t})^2,$$

$$P_c(43800) = 0,915,$$

$$q_c(t) = \frac{dQ_c}{dt} = 0,1575 * 10^{-4} (1 - e^{-0,787*10^{-5}t}) e^{-0,787*10^{-5}t},$$

$$q_c(43800) = 0,3254 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} = \frac{0,1575*10^{-4} * e^{0,1575*10^{-10}t} * (1 + e^{-0,787*10^{-5}t})}{1 - (1 - e^{-0,787*10^{-5}t})^2},$$

$$\lambda_c(43800) = 0,3557 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и плотность вероятности отказа контроллера без резервирования при $t = 87600$ ч по формулам (2.1), (2.3), (2.5):

$$P(t) = e^{-0,787*10^{-5}t},$$

$$P(87600) = 0,502,$$

$$Q(t) = 1 - e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t},$$

$$Q(87600) = 0,498,$$

$$q(t) = 0,787 \cdot 10^{-5} \cdot e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t},$$

$$q(87600) = 0,395 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и интенсивность отказов контроллера с резервированием при $t = 87600$ ч по формулам (2.6), (2.7), (2.9):

$$Q_c(t) = \prod_1^2 Q_i(t) = (1 - e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t})^2,$$

$$Q_c(87600) = 0,248,$$

$$P_c(t) = 1 - Q_c(t) = 1 - (1 - e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t})^2,$$

$$P_c(87600) = 0,752,$$

$$q_c(t) = \frac{dQ_c}{dt} = 0,1575 \cdot 10^{-4} (1 - e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t}) e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t},$$

$$q_c(87600) = 0,3937 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} = \frac{0,1575 \cdot 10^{-4} \cdot e^{0,1575 \cdot 10^{-10} t} \cdot (1 + e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t})}{1 - (1 - e^{-0,787 \cdot 10^{-5} t})^2},$$

$$\lambda_c(87600) = 0,5238 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

2.4.3 Расчет надежности датчиков давления «Элемер-АИР-30»

Структура надежности датчиков представлена на рисунке 2.11.



Рисунок 2.11 – Параллельная структура надежности датчиков давления

Проведем расчет надежности датчиков «Элемер-АИР-30» за 8000 ч, 43800 ч и 87600 ч. Примем за норму вероятность безотказной работы $P(t)$ равной 0,9 за 5 лет.

Известно, что вероятность безотказной работы $P(t)$ данного датчика за 8000 часов 0,9, тогда выразим интенсивность отказов λ из формулы (2.1):

$$\begin{aligned} 0,95 &= e^{-\lambda 8000}, \\ \ln(0,95) &= \ln(e^{-\lambda 8000}), \\ -0,0513 &= -8000\lambda, \\ \lambda &= \frac{-0,0513}{-8000} = 0,641 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1}, \end{aligned}$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы по формуле (2.4):

$$T_0 = \frac{1}{0,641 * 10^{-5}} = 156006 \text{ ч},$$

Рассчитаем вероятность отказа и плотность вероятности отказа датчика без резервирования при $t = 8000$ ч по формулам (2.3), (2.5):

$$\begin{aligned} Q(t) &= 1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t}, \\ Q(8000) &= 0,05, \\ q(t) &= 0,641 * 10^{-5} * e^{-0,641 * 10^{-5} t}, \\ q(8000) &= 0,609 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1}, \end{aligned}$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа, среднее время безотказной работы и интенсивность отказов датчиков с резервированием при $t = 8000$ ч по формулам (2.6), (2.7), (2.8), (2.9):

$$\begin{aligned} Q_c(t) &= \prod_1^3 Q_i(t) = (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^3, \\ Q_c(8000) &= 0,1249 * 10^{-3}, \\ P_c(t) &= 1 - Q_c(t) = 1 - (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^3, \\ P_c(8000) &= 0,99, \\ T_{0c} &= T_0 \left(1 + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n} \right), \end{aligned}$$

$$T_{0c} = T_0 \left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3}\right) = 285959 \text{ ч},$$

$$q_c(t) = \frac{dQ_c}{dt} = 0,1923 * 10^{-4} (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^2 e^{-0,641 * 10^{-5} t},$$

$$q_c(8000) = 0,4565 * 10^{-7} \text{ ч}^{-1},$$

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} = \frac{0,1923 * 10^{-4} (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^2 e^{-0,641 * 10^{-5} t}}{1 - (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^3},$$

$$\lambda_c(8000) = 0,4565 * 10^{-7} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и плотность вероятности отказа датчиков без резервирования при $t = 43800$ ч по формулам (2.1), (2.3), (2.5):

$$P(t) = e^{-0,641 * 10^{-5} t},$$

$$P(43800) = 0,755,$$

$$Q(t) = 1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t},$$

$$Q(43800) = 0,245,$$

$$q(t) = 0,641 * 10^{-5} * e^{-0,641 * 10^{-5} t},$$

$$q(43800) = 0,4841 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и интенсивность отказов датчиков с резервированием при $t = 43800$ ч по формулам (2.6), (2.7), (2.9):

$$Q_c(t) = \prod_{i=1}^3 Q_i(t) = (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^3,$$

$$Q_c(43800) = 0,015,$$

$$P_c(t) = 1 - Q_c(t) = 1 - (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^3,$$

$$P_c(43800) = 0,985,$$

$$q_c(t) = \frac{dQ_c}{dt} = 0,1923 * 10^{-4} (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^2 e^{-0,641 * 10^{-5} t},$$

$$q_c(43800) = 0,8702 * 10^{-6} \text{ ч}^{-1},$$

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} = \frac{0,1923 * 10^{-4} (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^2 e^{-0,641 * 10^{-5} t}}{1 - (1 - e^{-0,641 * 10^{-5} t})^3},$$

$$\lambda_c(43800) = 0,8832 * 10^{-6} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и плотность вероятности отказа датчиков без резервирования при $t = 87600$ ч по формулам (2.1), (2.3), (2.5):

$$P(t) = e^{-0,641*10^{-5}t},$$

$$P(87600) = 0,57,$$

$$Q(t) = 1 - e^{-0,641*10^{-5}t},$$

$$Q(87600) = 0,43,$$

$$q(t) = 0,641 * 10^{-5} * e^{-0,641*10^{-5}t},$$

$$q(87600) = 0,3656 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы, вероятность отказа и интенсивность отказов датчиков с резервированием при $t = 43800$ ч по формулам (2.6), (2.7), (2.9):

$$Q_c(t) = \prod_{i=1}^3 Q_i(t) = (1 - e^{-0,641*10^{-5}t})^3,$$

$$Q_c(87600) = 0,079,$$

$$P_c(t) = 1 - Q_c(t) = 1 - (1 - e^{-0,641*10^{-5}t})^3,$$

$$P_c(87600) = 0,921,$$

$$q_c(t) = \frac{dQ_c}{dt} = 0,1923 * 10^{-4} (1 - e^{-0,641*10^{-5}t})^2 e^{-0,641*10^{-5}t},$$

$$q_c(87600) = 0,2025 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

$$\lambda_c(t) = \frac{q_c(t)}{P_c(t)} = \frac{0,1923*10^{-4} (1 - e^{-0,641*10^{-5}t})^2 e^{-0,641*10^{-5}t}}{1 - (1 - e^{-0,641*10^{-5}t})^3},$$

$$\lambda_c(87600) = 0,2199 * 10^{-5} \text{ ч}^{-1},$$

2.4.4 Вывод по показателям надежности

Таким образом, за счет резервирования мы увеличили надежность контроллера и датчиков на 30% и получили вероятность безотказной работы за 5 лет, не ниже 0,9. Сведем данные в таблицу и построим графики зависимости вероятности безотказной работы и вероятности отказа одного элемента от системы с параллельной структурой резервирования в программном пакете MathCad [22-24].

Таблица 2.2 Показатели надежности контроллера «Simatic s7-400h»

t	P(t)	P _s (t)	Q(t)	Q _s (t)	q(t)	q _s (t)	λ(t)	λ _s (t)
8000	0,939	0,996	0,061	0,003727	0,739*10 ⁻⁵	0,9028*10 ⁻⁶	0,787*10 ⁻⁵	0,9062*10 ⁻⁶
43800	0,708	0,915	0,292	0,085	0,5577*10 ⁻⁵	0,3254*10 ⁻⁵	0,787*10 ⁻⁵	0,3557*10 ⁻⁵
87600	0,502	0,752	0,498	0,248	0,395*10 ⁻⁵	0,3937*10 ⁻⁵	0,787*10 ⁻⁵	0,5238*10 ⁻⁵

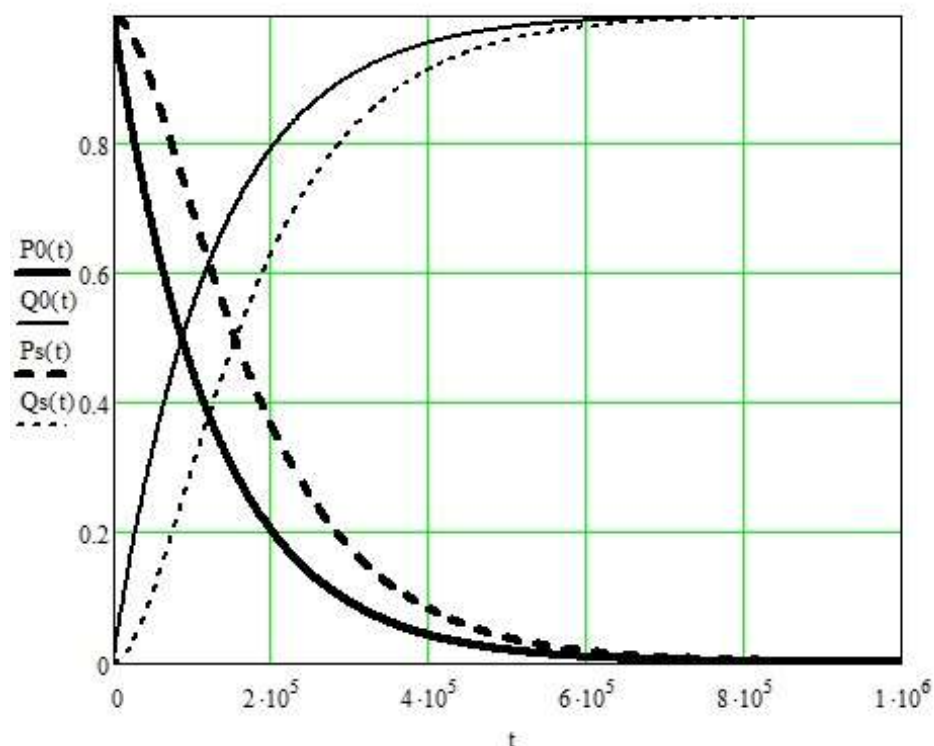


Рисунок 2.12 – График вероятности безотказной работы контроллера

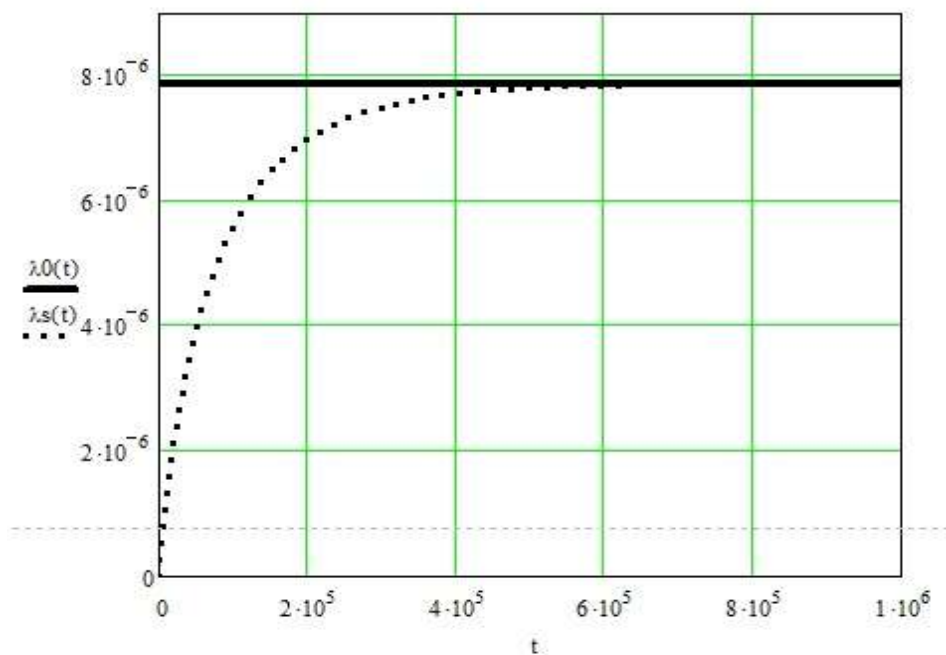


Рисунок 2.13 – График интенсивности вероятности отказа контроллера

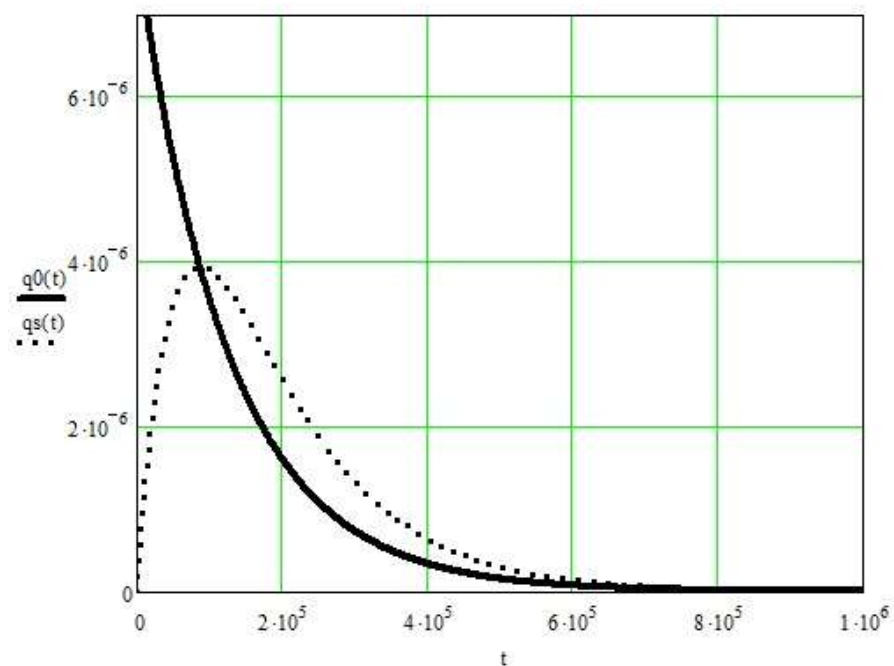


Рисунок 2.14 – График плотности вероятности отказа контроллера

Таблица 2.3 Показатели надежности датчиков «Элемер-АИР-30»

t	P(t)	P _s (t)	Q(t)	Q _s (t)	q(t)	q _s (t)	λ(t)	λ _s (t)
8000	0,95	0,99	0,05	0,12*10 ⁻³	0,609*10 ⁻⁵	0,4565*10 ⁻⁷	0,641*10 ⁻⁵	0,4565*10 ⁻⁷
43800	0,755	0,985	0,245	0,015	0,4841*10 ⁻⁵	0,8702*10 ⁻⁶	0,641*10 ⁻⁵	0,8832*10 ⁻⁶
87600	0,57	0,921	0,43	0,079	0,3656*10 ⁻⁵	0,2025*10 ⁻⁵	0,641*10 ⁻⁵	0,2199*10 ⁻⁵

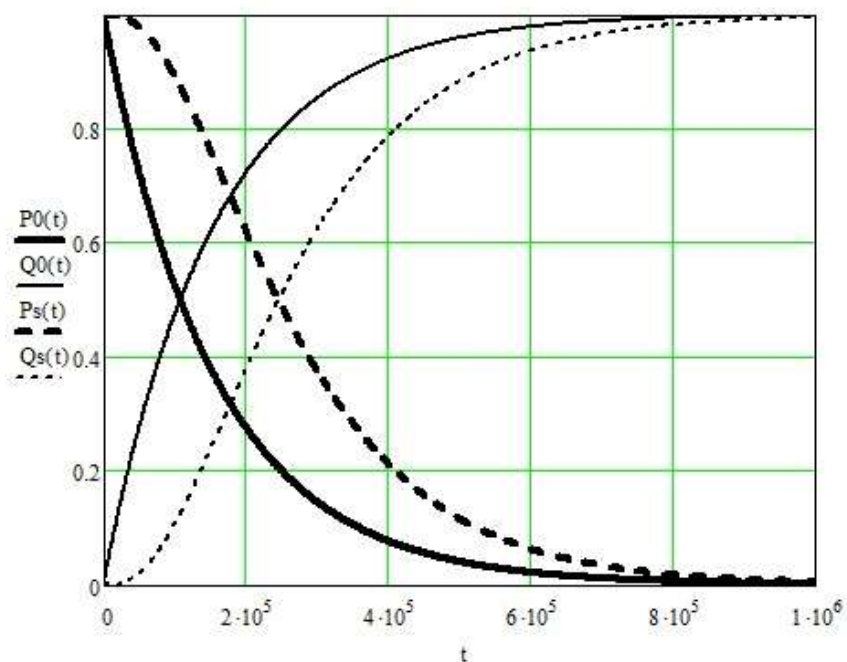


Рисунок 2.15 – График вероятности безотказной работы датчиков

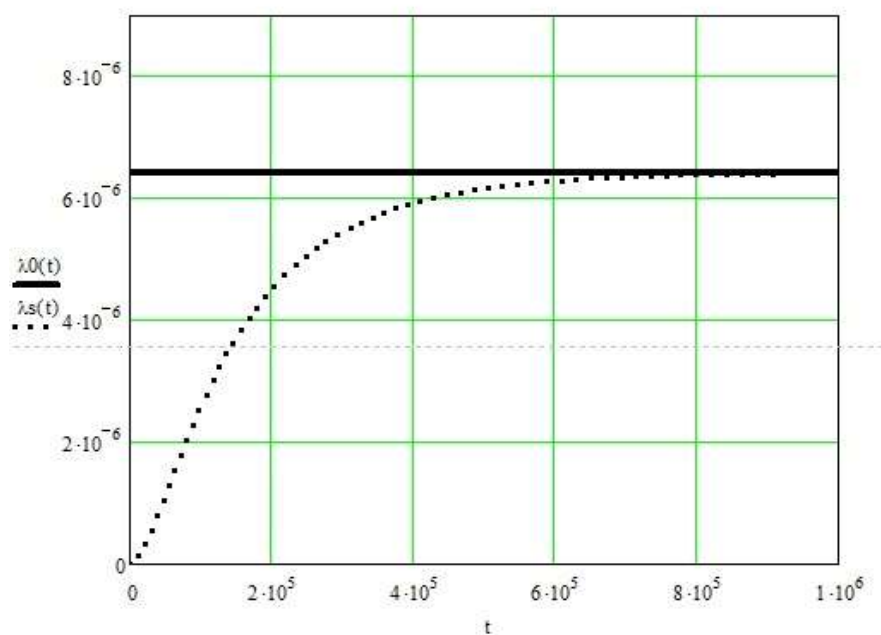


Рисунок 2.16 – График интенсивности отказа датчиков

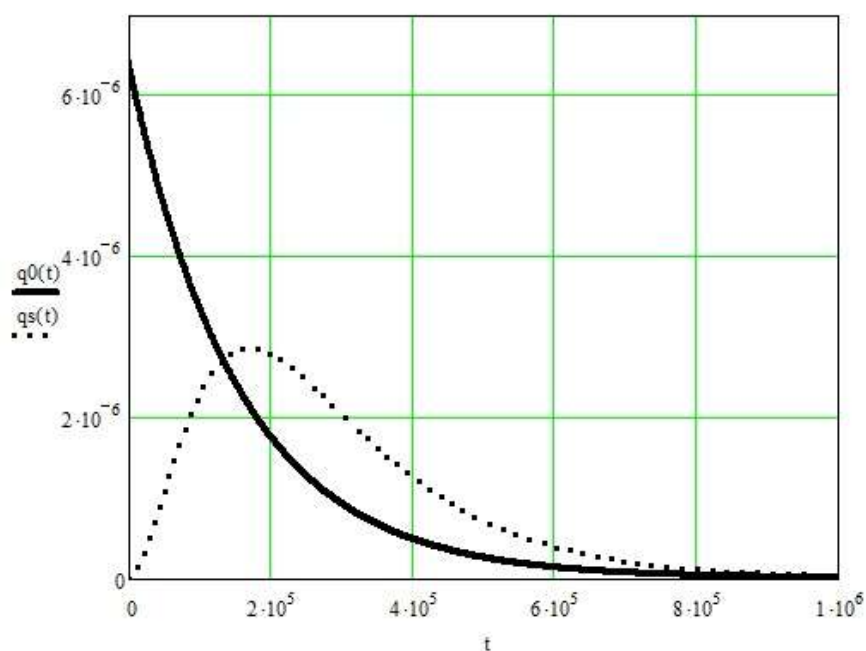


Рисунок 2.17 – График плотности вероятности отказа датчиков

2.5 Выводы по главе

В данном разделе изучена первоначальная система подачи газа к газовым турбинам и автоматизированная система управления общего коллектора. Для повышения надежности автоматизированной системы управления общего коллектора были зарезервированы основные элементы системы – датчики давления, программируемый контроллер. С учетом резервирования основных элементов была разработана функциональная схема управления задвижками и схема комплекса технических средств, а также схема автоматизации общего коллектора. Был произведен расчет надежности системы в первоначальном виде и с учетом резервирования основных элементов системы – датчиков давления и программируемого контроллера.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ГЛАВА 3 АЛГОРИТМ РАБОТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОБЩИМ КОЛЛЕКТОРОМ ЧГРЭС

3.1 Описание алгоритма

Алгоритм – предписание, однозначно задающее процесс преобразования исходной информации в виде последовательности элементарных дискретных шагов, приводящих к конечному результату [25,26].

Цель управления общим коллектором – поддержание в работоспособном состоянии ГТУ №1 и ГТУ №2. Работа системы контролируется датчиками давления на коллекторе обозначения в соответствии со схемой автоматизации и дискретными сигналами из систем АСУ ДКС1, АСУ ДКС2 и АСУ ДКС3. Работоспособность ГТУ1 и ГТУ2 обеспечивается за счет поддержания давления газа в общем коллекторе (следовательно, на входе турбин). Величину давления в общем коллектор можно обеспечить одновременной работой, не менее 2-х ДКС (количество работающих турбин должно быть \leq работающих ДКС) и в случае отказа одного из ДКС ГТУ №3 должна переходить в режим разгрузки вплоть до полного останова. Управление работой ГТУ №3 выполняет штатный алгоритм работы турбины.

Система может работать поблочно или через общий коллектор. В случае работы поблочно все действия соответствуют существующим штатным инструкциям. САУ ОК не оказывает влияния на работу системы[1].

До начала работы в САУ ОК выбираются приоритеты работы и отключения ДКС (ремонт, приоритет перехода на рециркуляцию), а также ГТУ №1 или ГТУ №2.

3.1.1 Запуск системы ДКС №1 — ГТУ №1 поблочно

Исходное состояние:

- Краны шаровые на входе и выходе ресивера закрыты.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- Кран шаровой на обводной линии открыт.

Запускаются ДКС №1 и ГТУ №1 по существующим инструкциям. Аналогично запускаются поблочно ДКС №2 — ГТУ №2 и ДКС №3 — ГТУ №3.

3.1.2 Переход на схему работы с общим коллектором

Исходное состояние: ДКС №1 — ГТУ №1, ДКС №2 — ГТУ №2, ДКС №3 — ГТУ №3 работают по блочной схеме. Краны шаровые на входе/выходе в ресиверы закрыты. Краны шаровые на обводных линиях открыты.

1) По команде оператора открываются краны шаровые на входе в ресивер от одного из работающих ДКС.

2) Происходит заполнение ресивера. Оператором контролируется давление газа в ресивере и перед ГТУ.

3) При достижении давления в ресивере равному давлению на выходе ДКС заполнение считается законченным.

4) По команде оператора открываются краны шаровые на выходе из ресивера на ГТУ.

5) Оператором в любом порядке открываются краны шаровые на входе выходе ресивера от остальных ДКС и ГТУ.

После перехода на коллекторную схему работы рекомендуется перевести краны шаровые на обводных линиях в закрытое состояние.

3.1.3 Запуск системы через общий коллектор

Исходное состояние:

Закрыт кран шаровой на входе в ресивер от подготовленного к запуску ДКС. Открыт кран шаровой на выходе из ресивера к планируемой к запуску ГТУ. Остальные шаровые краны закрыты.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

1. По штатным инструкциям производится запуск ДКС. При достижении необходимых условий пуска, оператором проводится запуск ГТУ. При проведении пуска оператором контролируется давление в ресивере.

2. При этом может происходить запуск любого сочетания ДКС-ГТУ, включая ДКС и ГТУ объединенные в блок.

3.1.4 Запуск ДКС и ГТУ при уже имеющихся в работе ДКС и ГТУ

Исходное состояние:

Шаровые краны на входе в ресивер от запущенных ДКС открыты. Шаровые краны на выходе из ресивера на работающие ГТУ открыты. Остальные шаровые краны закрыты.

1. По существующим штатным инструкциям производится запуск запланированного ДКС «на закрытый шаровой кран»

2. После запуска ДКС оператором подается команда на открытие шарового крана на входе в ресивер от ДКС.

3. После контроля стабильности работы (давление в ресивере и перед работающей турбиной группой ДКС поддерживается в заданном диапазоне 23,5-24 МПа) оператором производится открытие шарового крана на выходе из ресивера на запланированную к запуску ГТУ.

4. По существующим штатным инструкциям производится запуск ГТУ.

3.1.5 Пуск ДКС из «горячего» резерва

Исходное состояние:

В работе находятся две ГТУ и три ДКС. Одна ДКС находится в «горячем» резерве (запущен и работает в режиме 100% рециркуляции). Закрыт шаровый кран на входе в ресивер после находящейся в резерве ДКС и шаровый кран на выходе из ресивера на отключенный ГТУ. Шаровые краны на обводных линиях закрыты. Остальные шаровые краны открыты.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

1. Аварийно отключается одна из ДКС, работающих на ГТУ;
2. На САУ ОК приходит сигнал об отключении ДКС.
3. По команде САУ ОК производится открытие шаровых кранов на входе в ресивер от ДКС, находящегося в «горячем» резерве».
4. По команде САУ ОК производится закрытие шарового крана на входе в ресивер от аварийно отключившегося ДКС.

3.2 Блок-схема алгоритма работы системы управления общего коллектора

3.2.1 Основная блок-схема

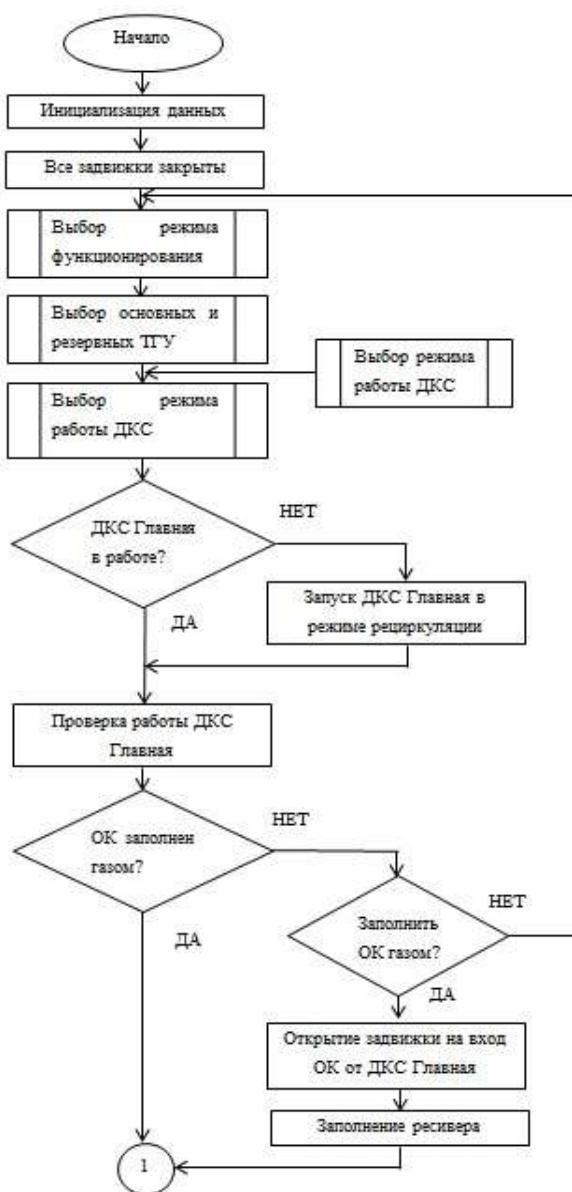


Рисунок 3.1 – Основная блок-схема. Часть 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 3.2 – Основная блок-схема. Часть 2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

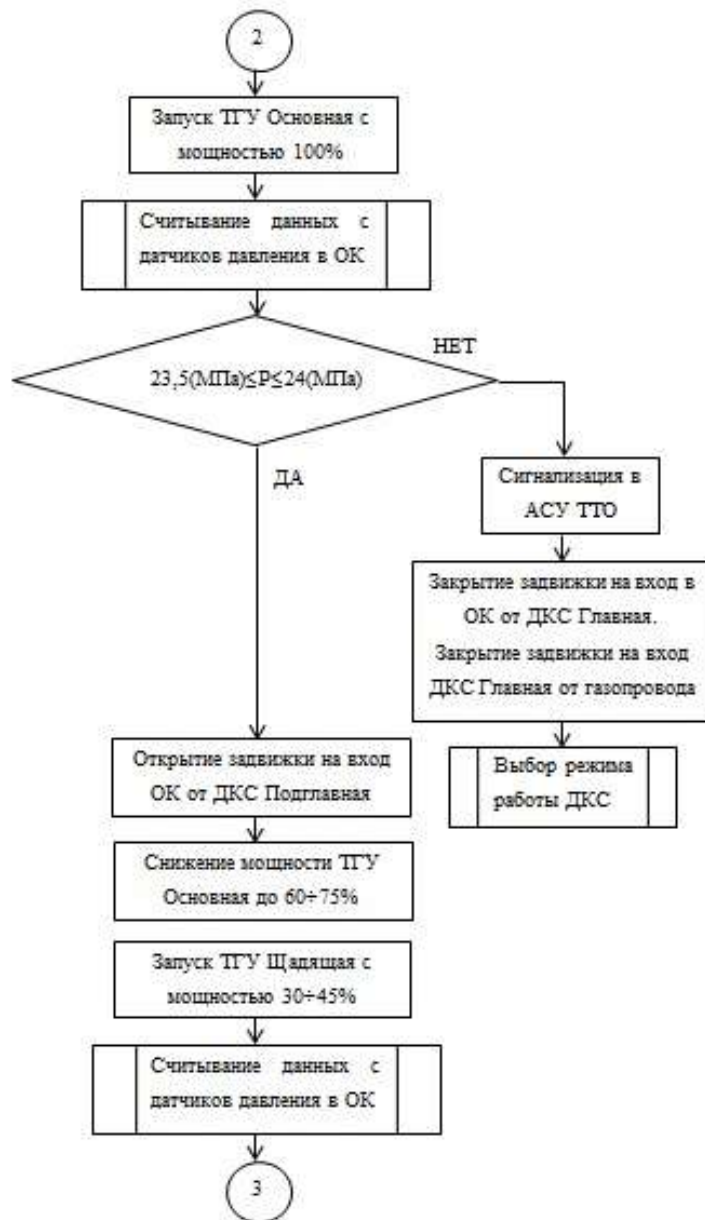


Рисунок 3.3 – Основная блок-схема. Часть 3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

Лист

64

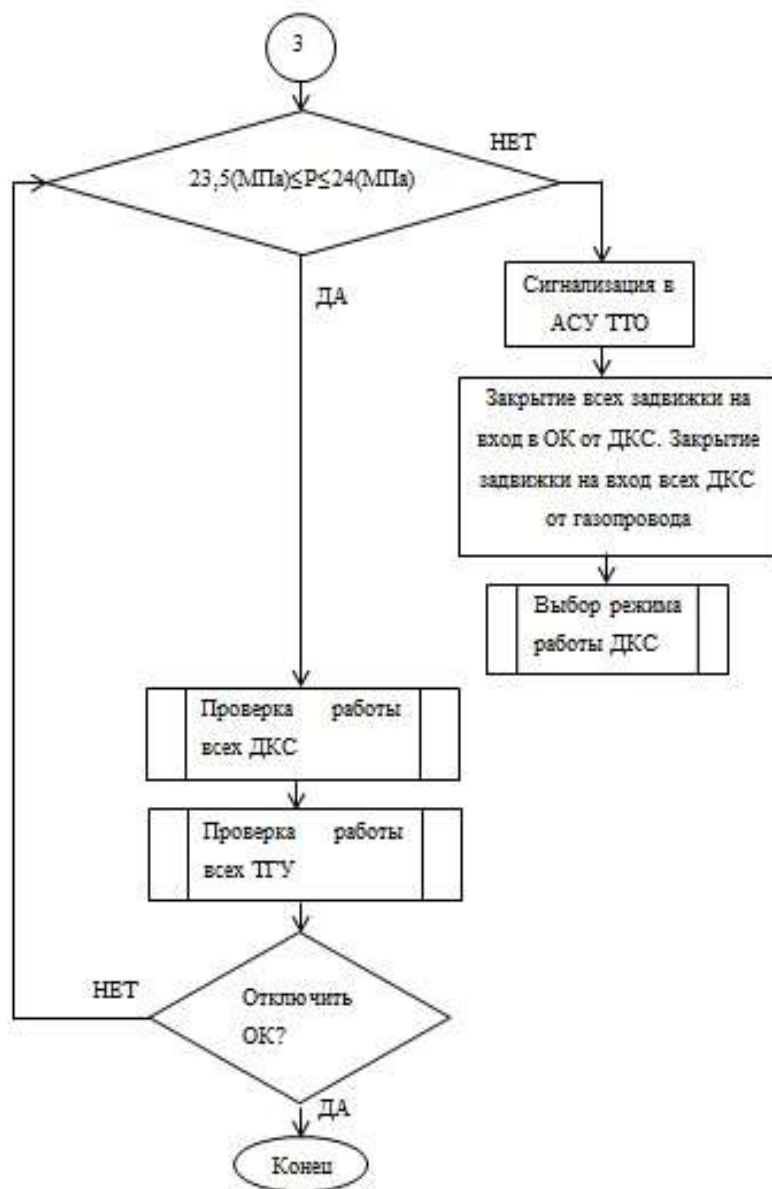


Рисунок 3.4 – Основная блок-схема. Часть 4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

3.2.2 Выбор режима работы ДКС

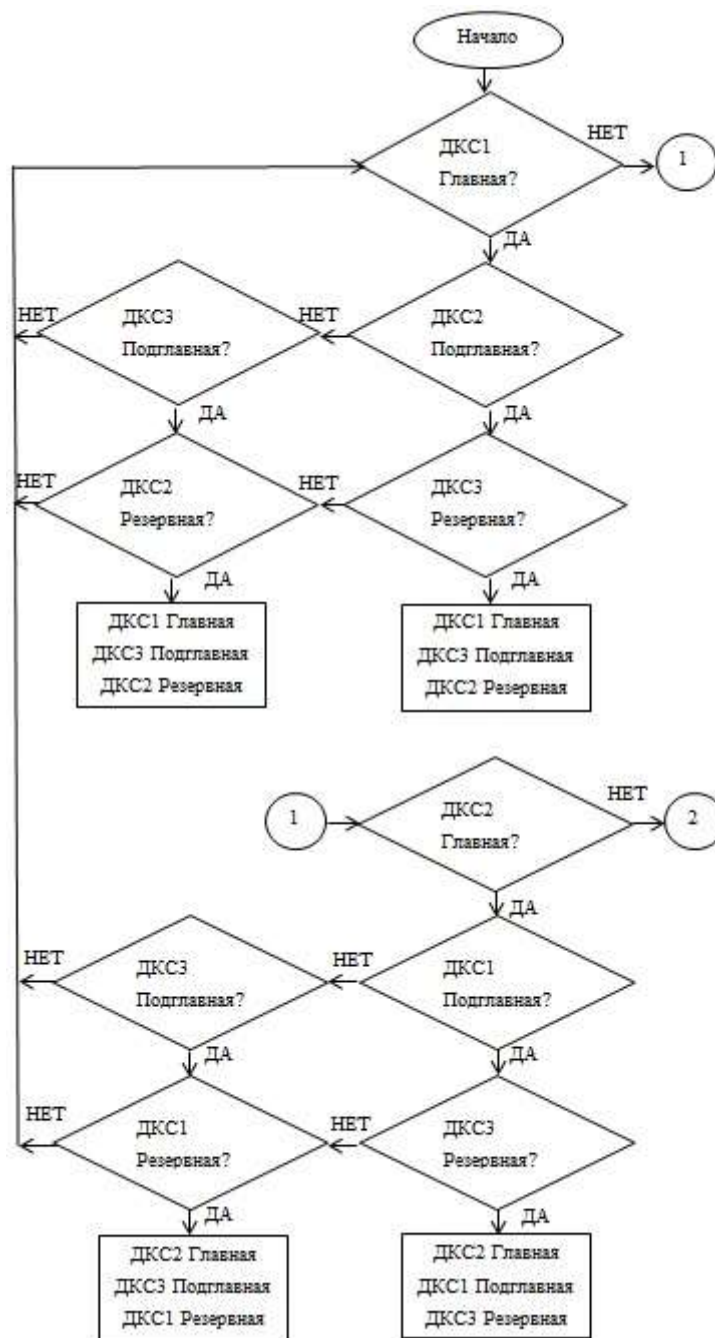


Рисунок 3.5 – Выбор режима работы ДКС. Часть 1

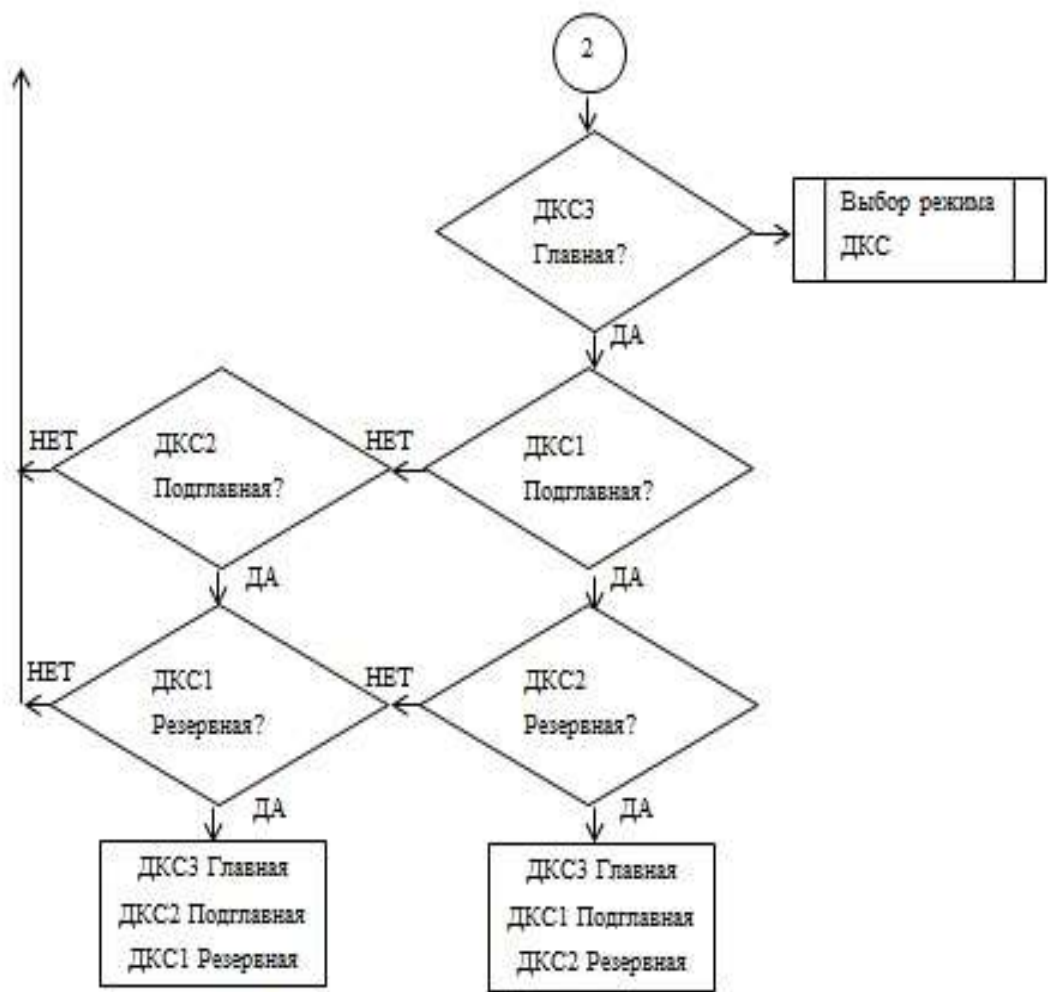


Рисунок 3.6 – Выбор режима работы ДКС. Часть 2

3.2.3 Выбор режима работы ТГУ

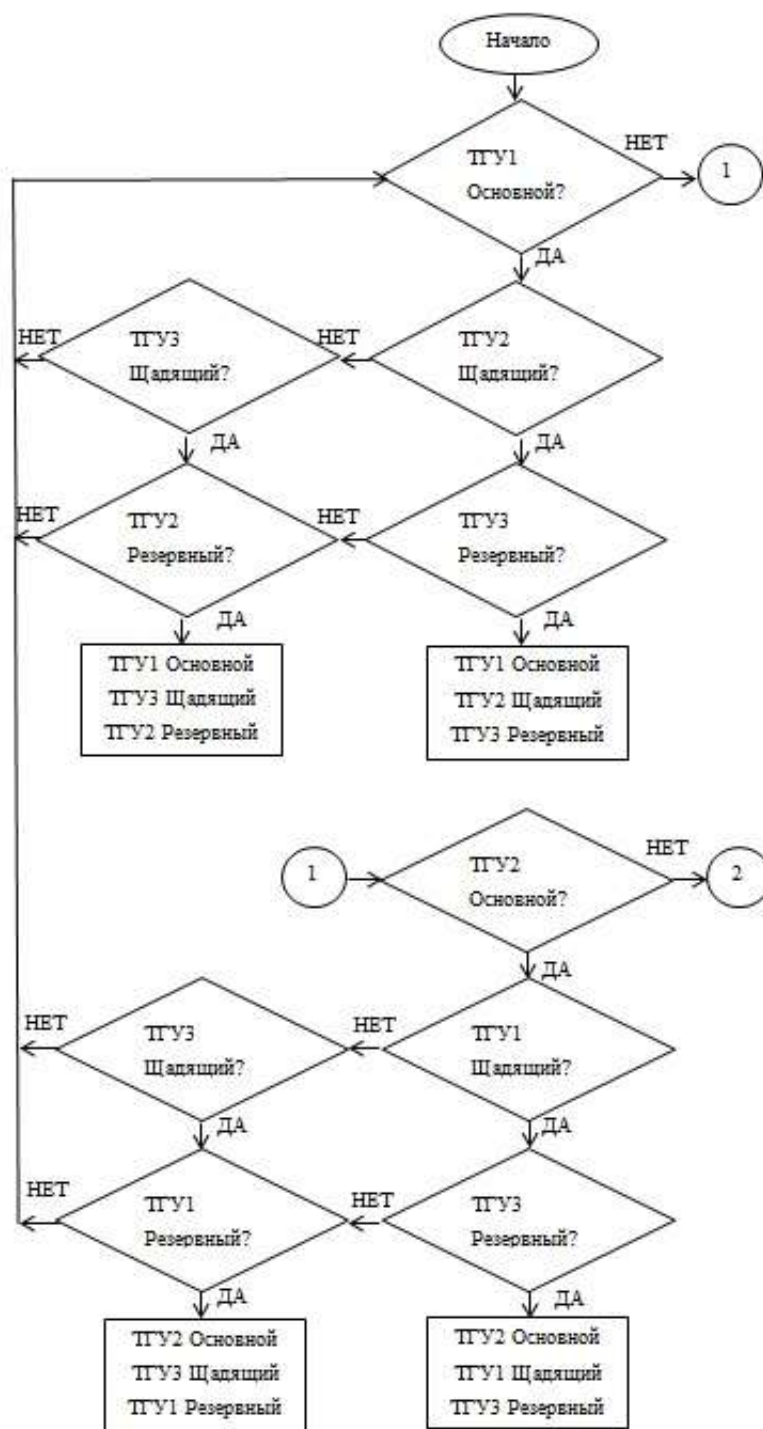


Рисунок 3.7 – Выбор режима работы ТГУ. Часть 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

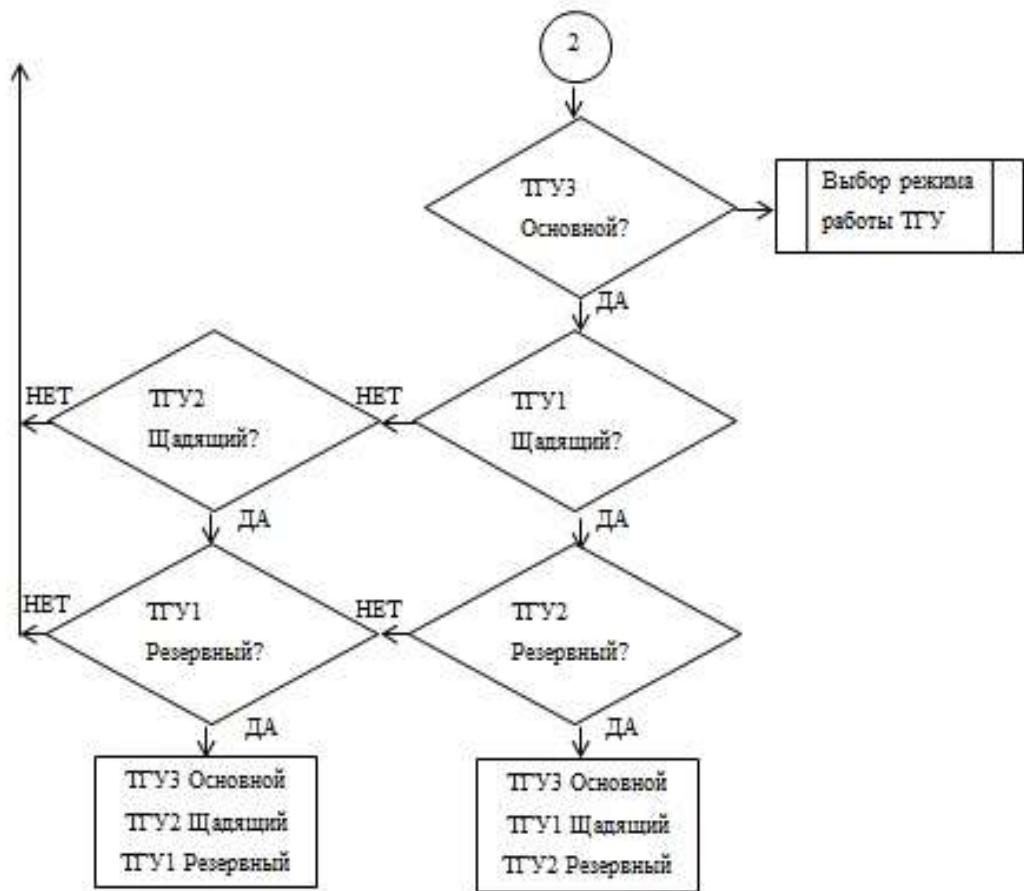


Рисунок 3.8 – Выбор режима работы ТГУ. Часть 2

3.2.4 Запуск ДКС главная

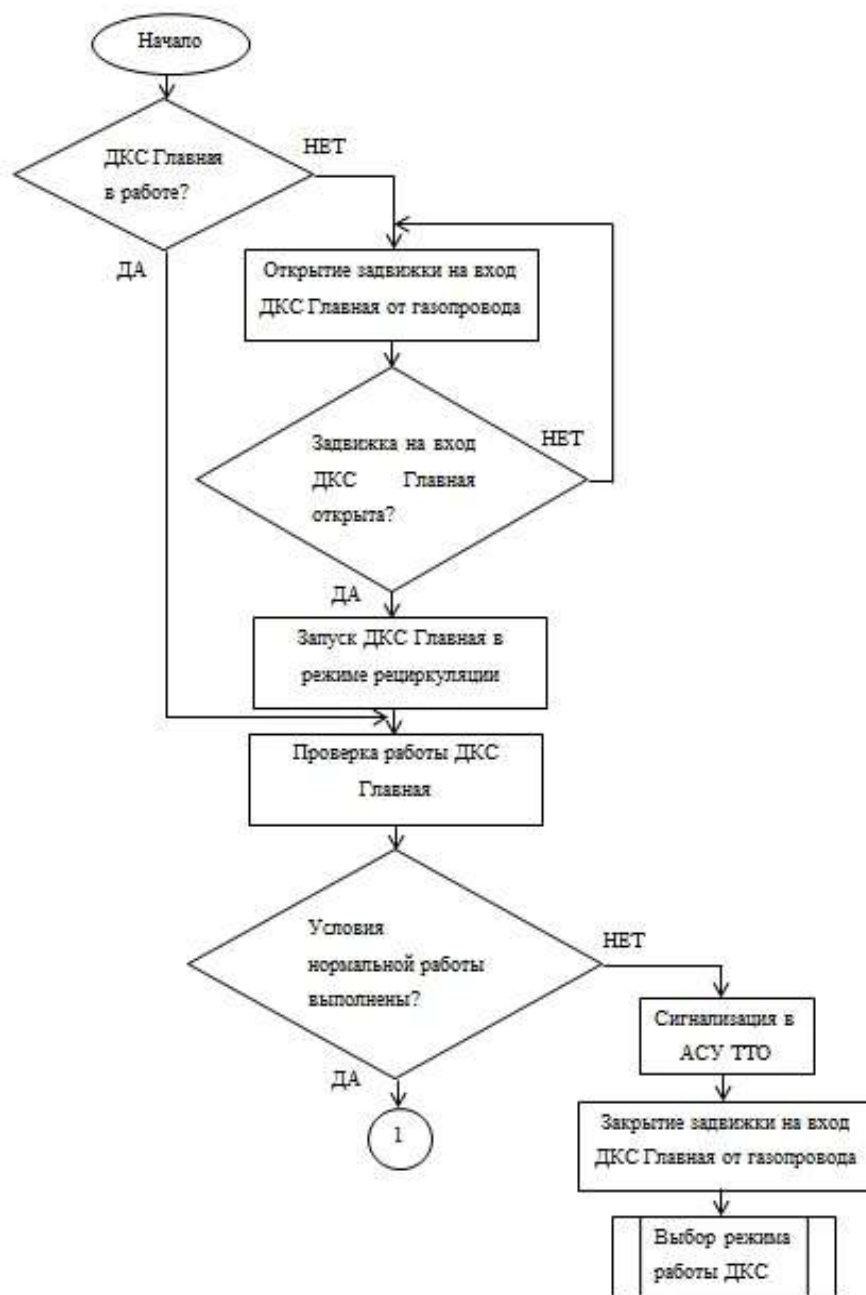


Рисунок 3.9 – Запуск ДКС главная. Часть 1



Рисунок 3.10 – Запуск ДКС главная. Часть 2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

3.2.5 Запуск ДКС подглавная

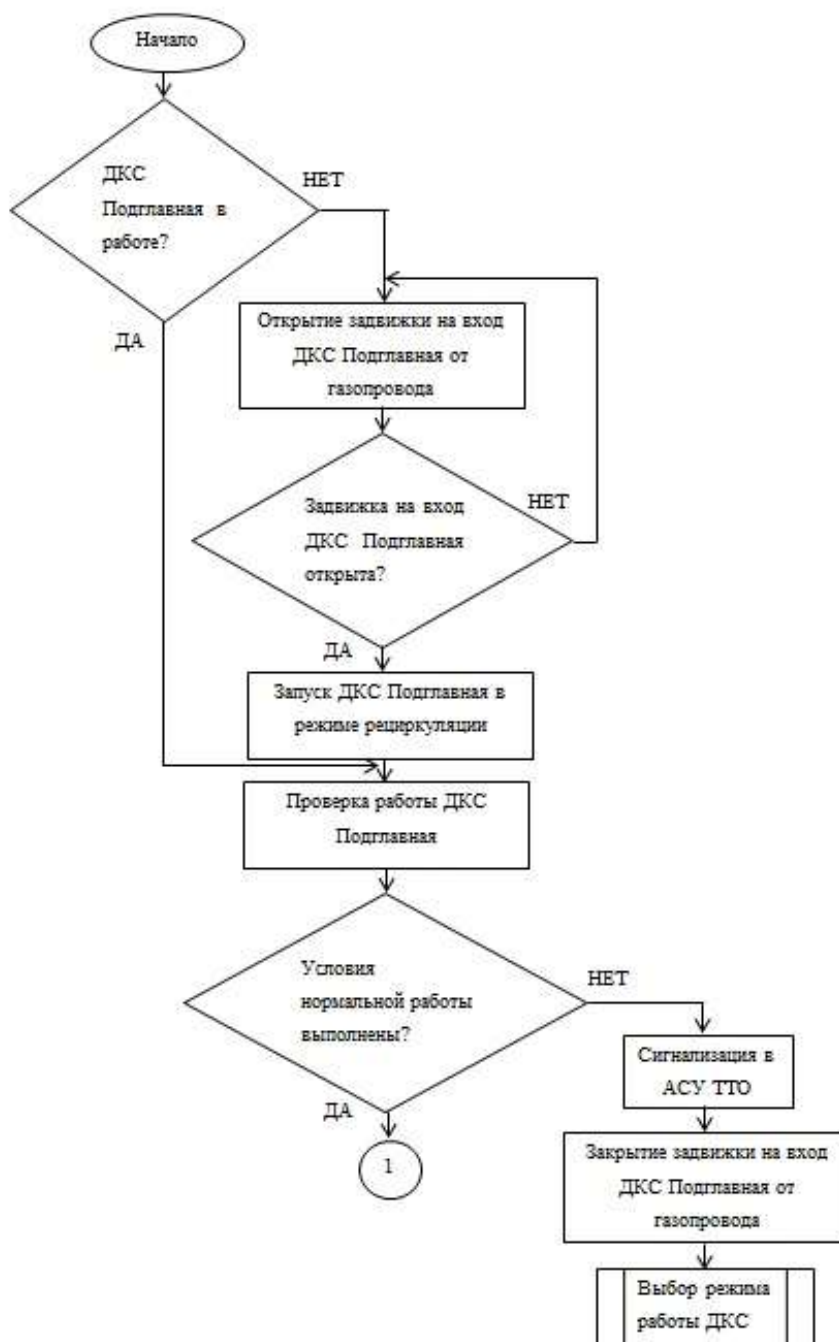


Рисунок 3.11 – Запуск ДКС подглавная. Часть 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

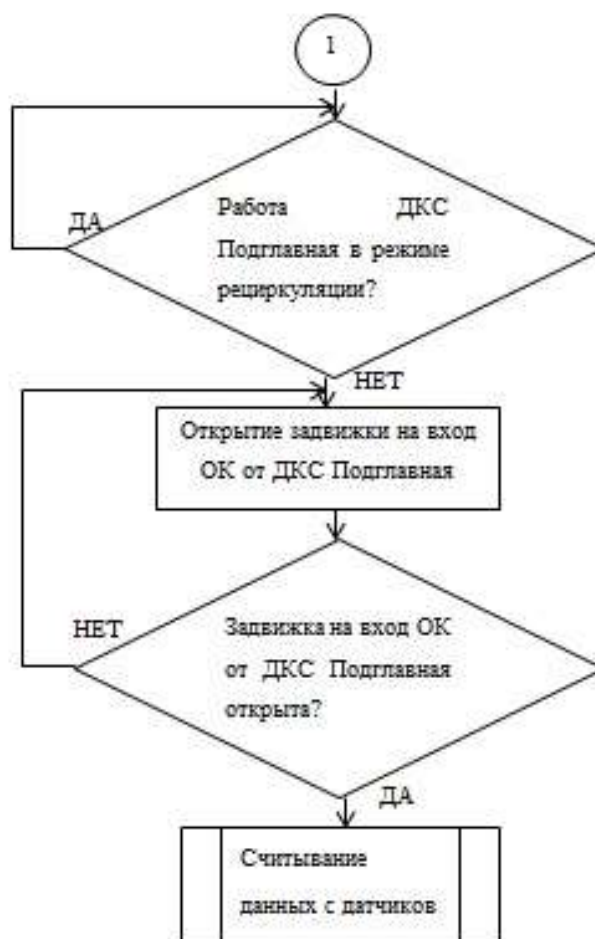


Рисунок 3.12 – Запуск ДКС подглавная. Часть 2

3.2.6 Запуск ДКС резервная

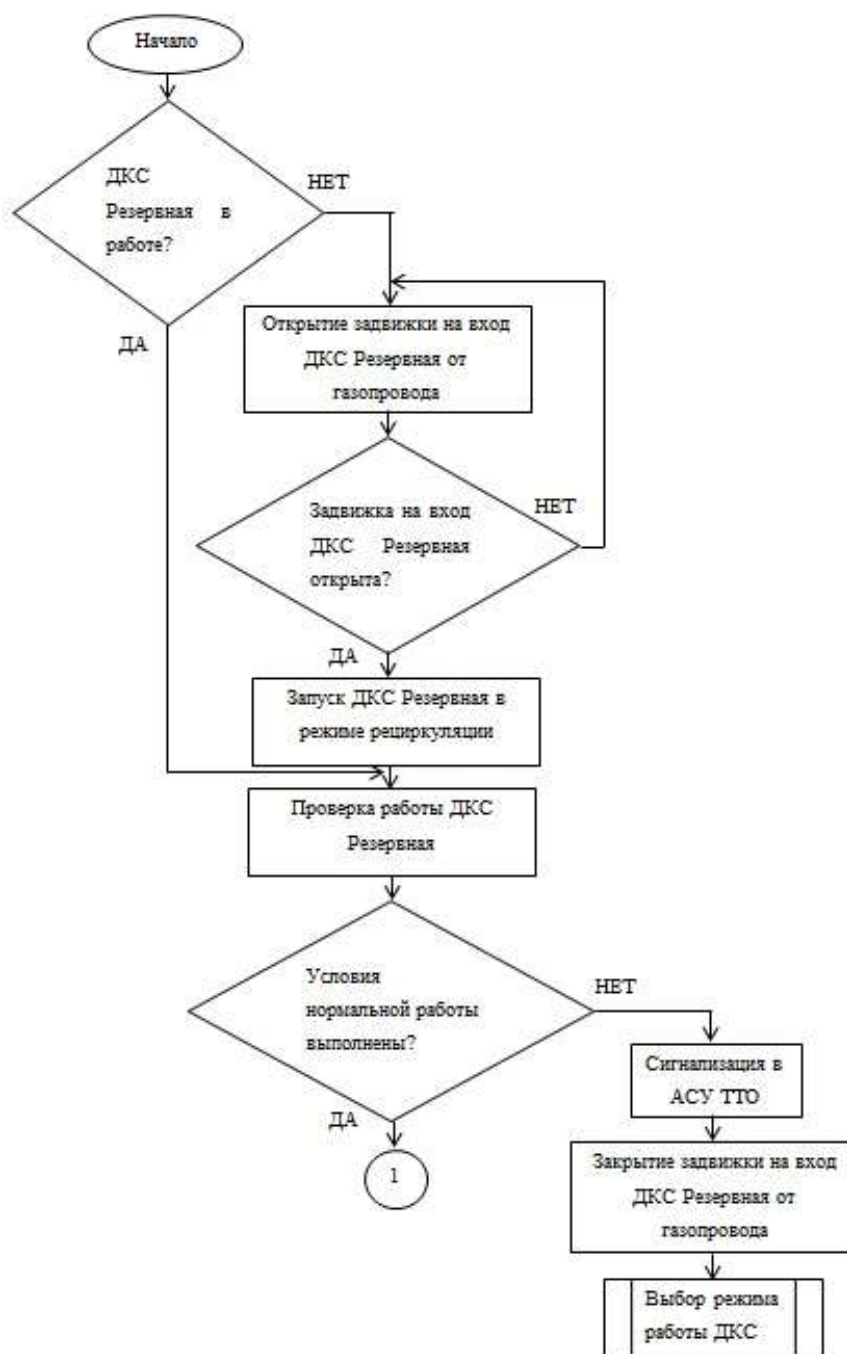


Рисунок 3.13 – Запуск ДКС резервная. Часть 1

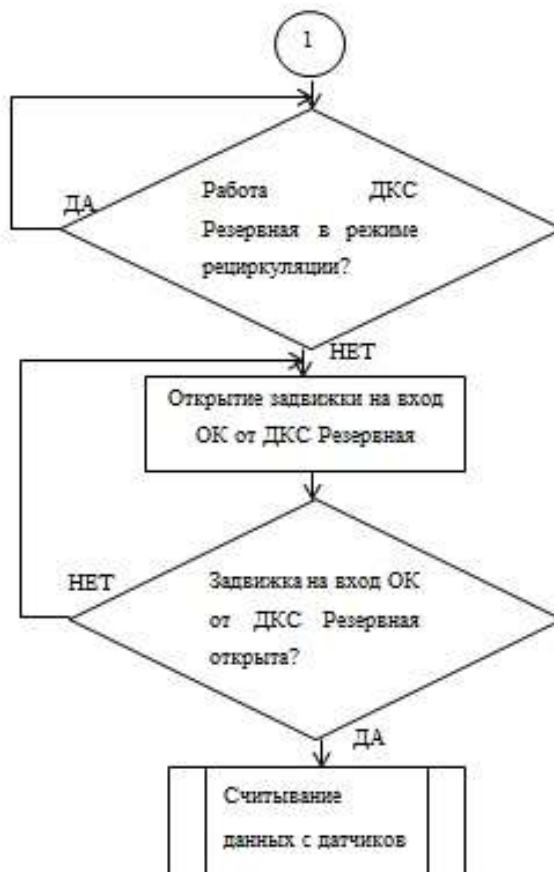


Рисунок 3.14 – Запуск ДКС резервная. Часть 2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

3.2.7 Сравнение давления

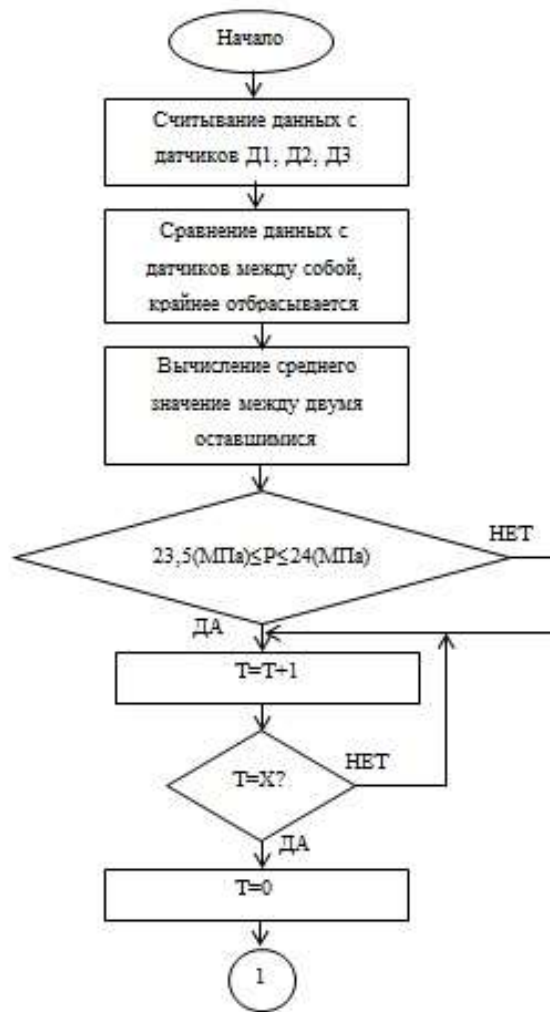


Рисунок 3.15 – Сравнение давления. Часть 1

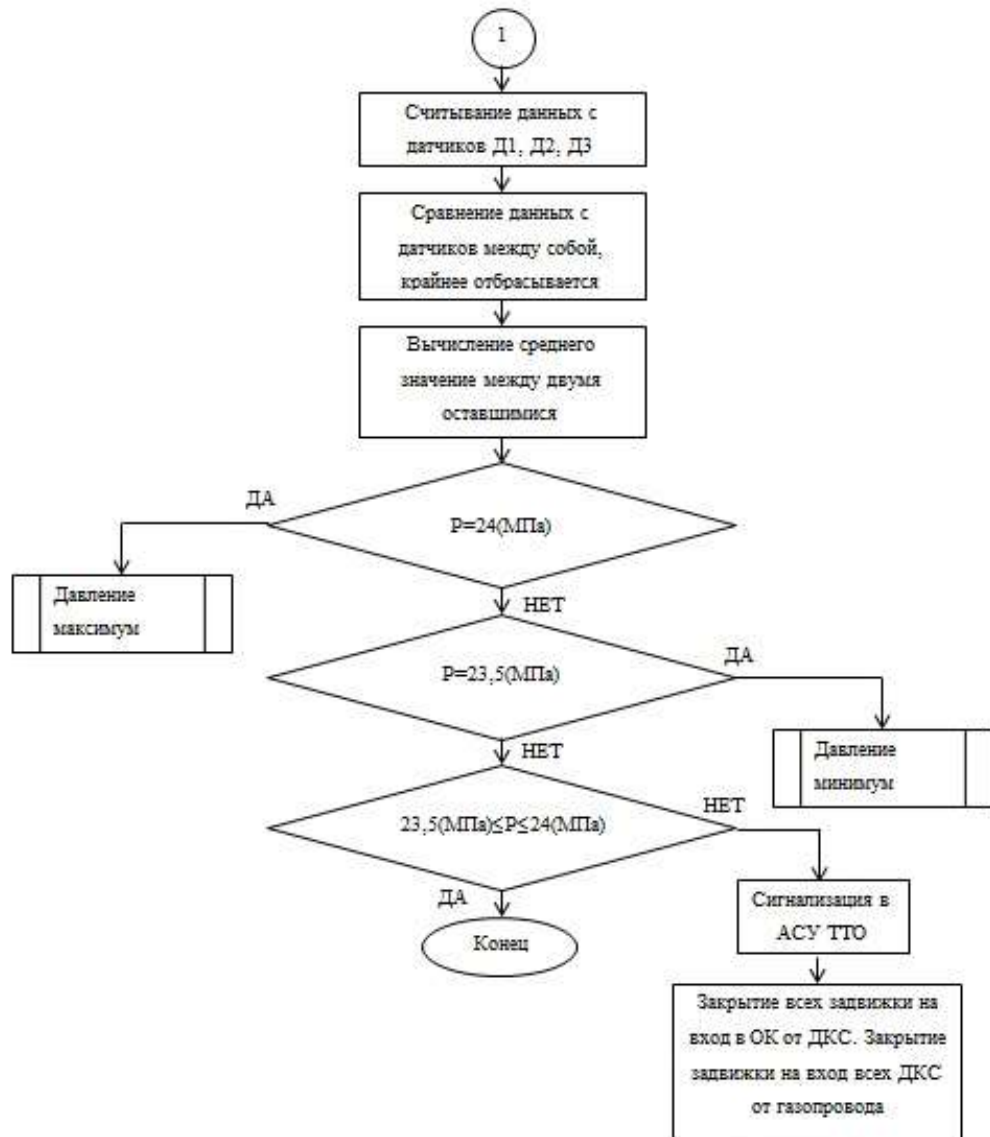


Рисунок 3.16 – Сравнение давления. Часть 2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

Лист

77

3.2.8 Давление максимум

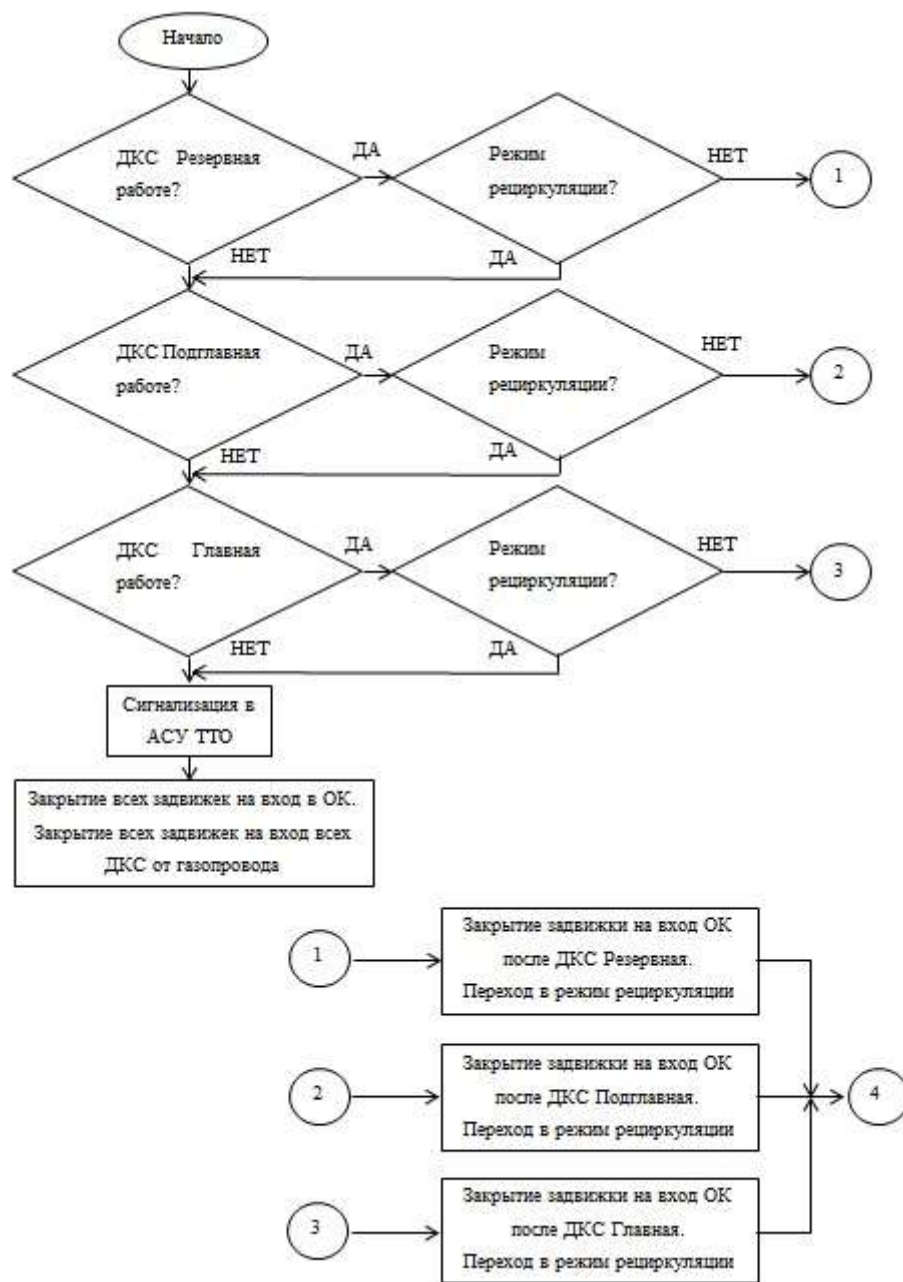


Рисунок 3.17 – Давление максимум. Часть 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

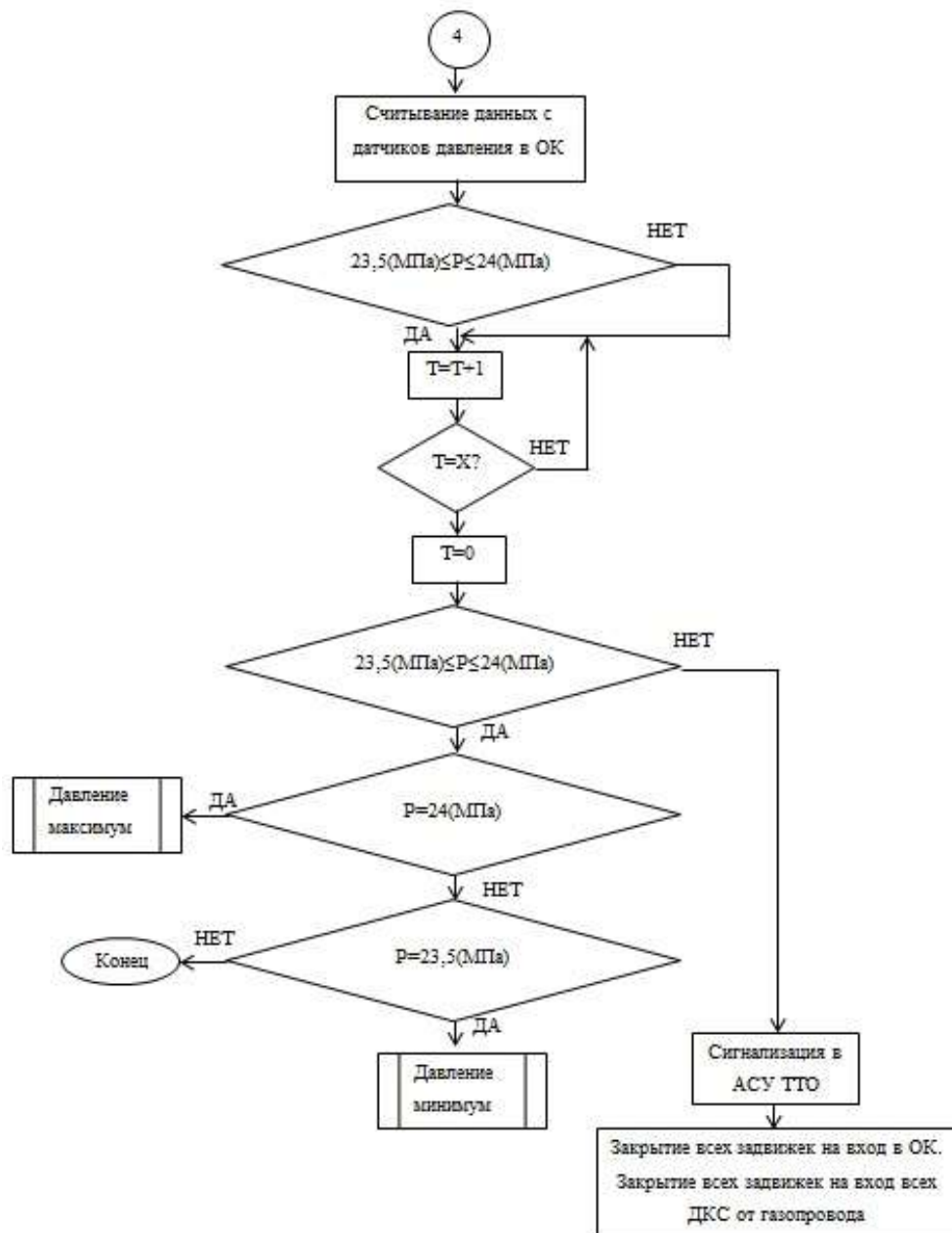


Рисунок 3.18 – Давление максимум. Часть 2

3.2.9 Давление минимум

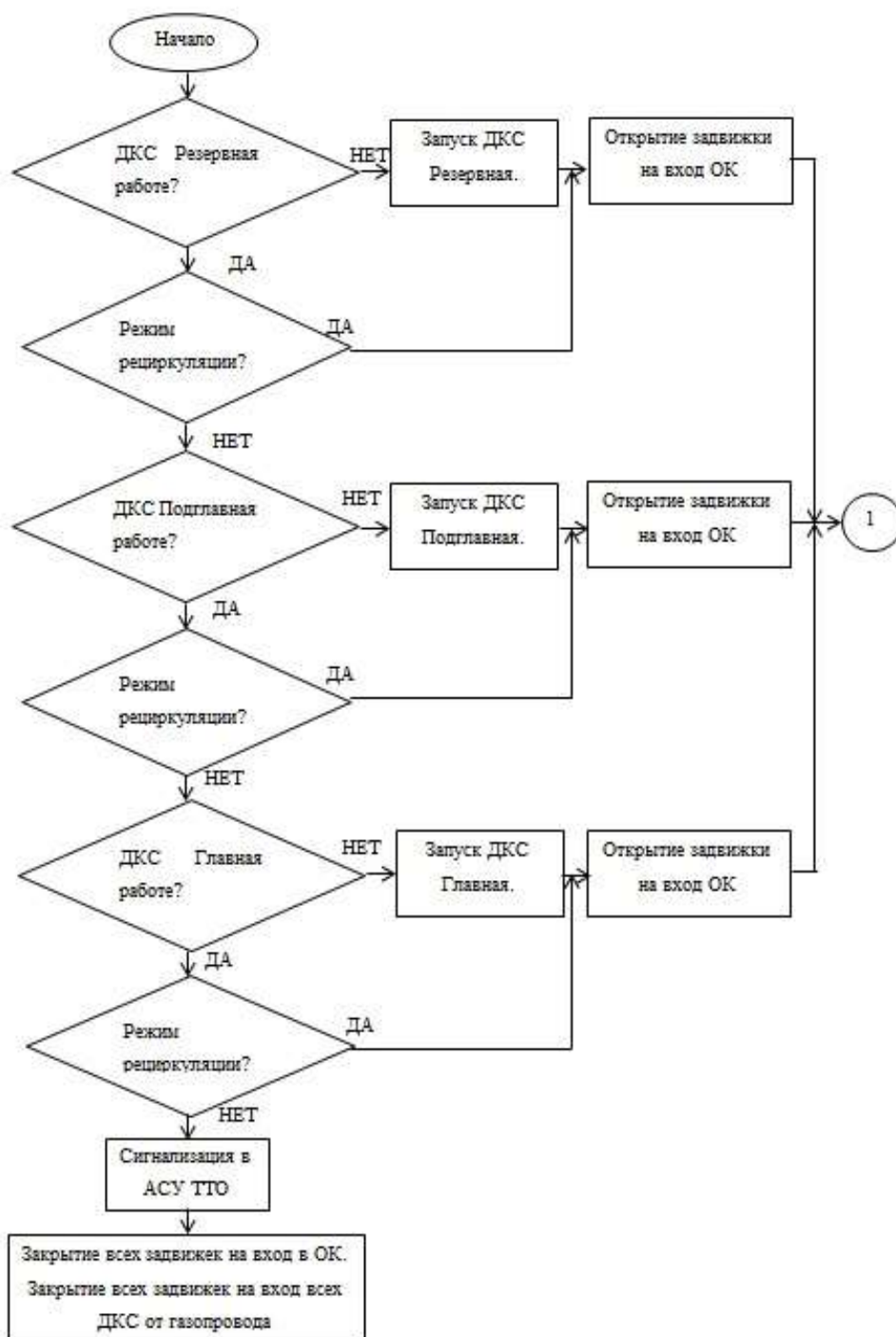


Рисунок 3.19 – Давление минимум. Часть 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

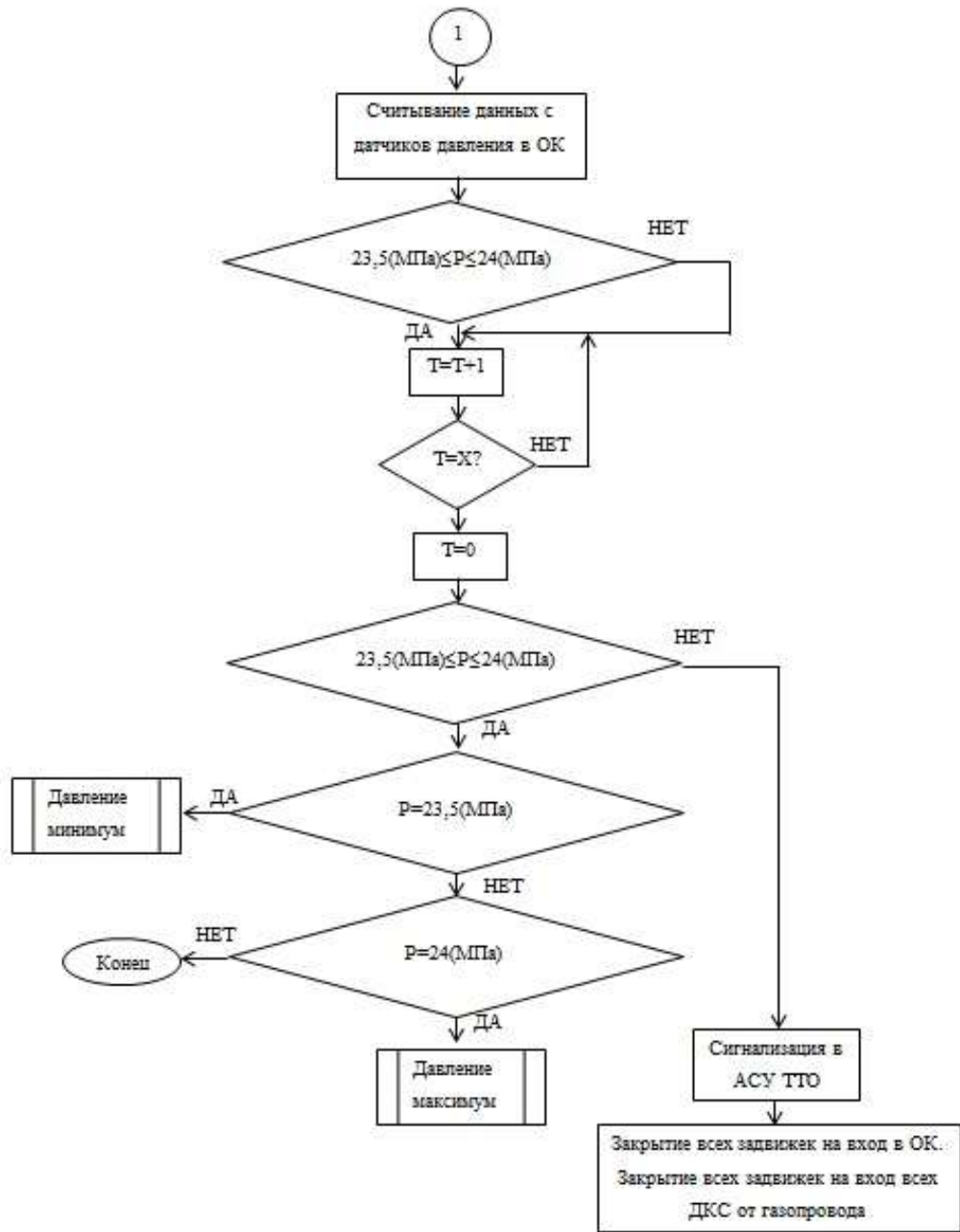


Рисунок 3.20 – Давление минимум. Часть 2

3.2.10 Проверка работы всех ДКС

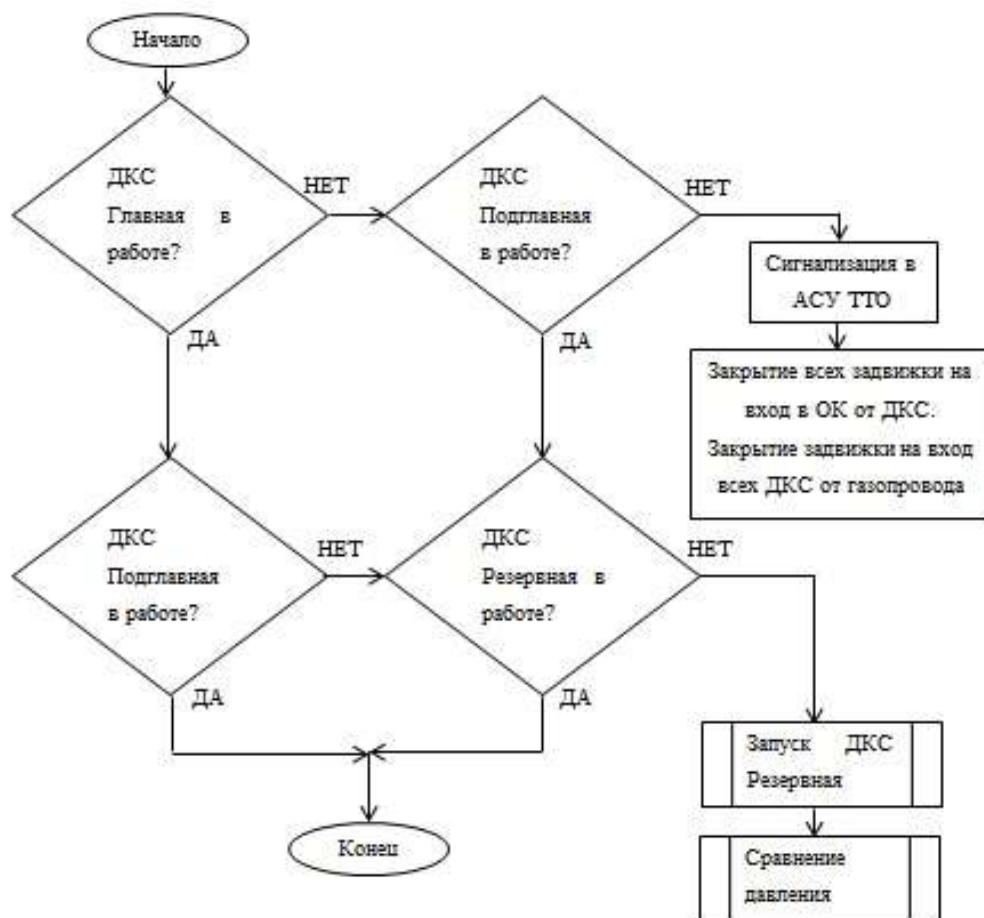


Рисунок 3.21 – Проверка работы всех ДКС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

09.03.01.2017.382.00 ПЗ

3.2.11 Проверка работы всех ТГУ

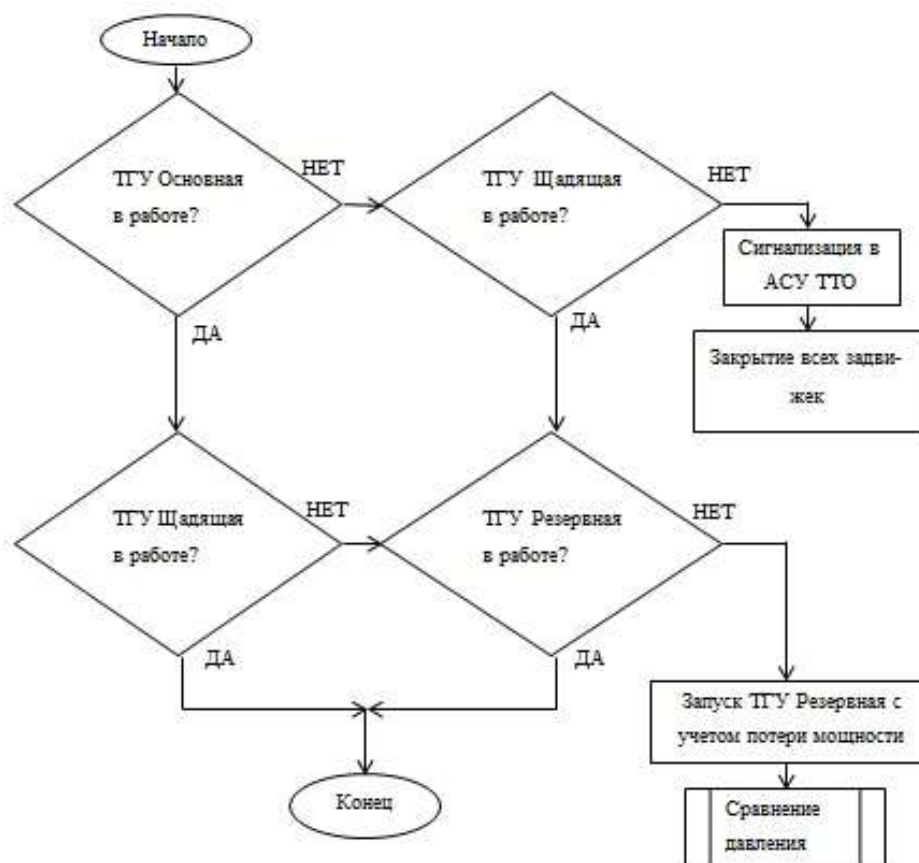


Рисунок 3.22 – Проверка работы всех ТГУ

3.3 Выводы по главе

В данном разделе был разработан алгоритм работы системы управления общего коллектора. В алгоритме реализовано получение информации о давлении в общем коллекторе по схеме два из трех, автоматический запуск резервных блоков ДКС и ТГУ при останове основных, а также автоматическое управление задвижками.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была изучена первоначальная система подачи газа к газовым турбинам и автоматизированная система управления общего коллектора. Недостатком автоматизированной системы управления общего коллектора являлась ее низкая надежность основных элементов системы. При отказе датчика терялась вся информация об общем коллекторе, а при отказе программируемого контроллера к более серьезной аварийной ситуации на производстве.

Для повышения надежности бесперебойной подачи газа к газовым турбогенераторам были зарезервированы основные элементы системы – датчик давления, программируемый контроллер и добавлен дополнительный источник питания. С учетом резервирования основных элементов была разработана функциональная схема управления задвижками и схема комплекса технических средств, а также схема автоматизации общего коллектора. Был произведен расчет показателей надежности основных элементов системы в первоначальном виде и с учетом резервирования.

По данным расчетов были построены графики сравнения вероятности безотказной работы, вероятности отказа, интенсивности отказа и плотности вероятности отказа до и после резервирования. По графикам видно, что надежность каждого элемента возросла на 30%.

Был разработан алгоритм управления общим коллектором. В блок-схеме реализовано получение информации о давлении в общем коллекторе по схеме два из трех, автоматический запуск резервных блоков ДКС и ТГУ, а также автоматическое управление задвижками.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

СОКРАЩЕНИЯ

АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом;

САУ – Система автоматического управления;

ПГУ – Парогазовая установка;

ПТУ – Паротурбинная установка;

ТГУ (ГТУ) – Газотурбинная установка;

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

ПТК – Программно-технический комплекс;

КУ – Котел утилизатор;

ЛСУ – система агрегатной автоматики;

ЭТО – Электротехническое оборудование;

ППГ – Блок подготовки топливного газа;

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

Блокировки АВР – Автоматический ввод резерва;

ФГУ – Функционально групповое управление;

АСУ ТП ТТО – АСУ ТП теплотехническим оборудованием;

АСУ ТП ЭТО – АСУ ТП электротехническим оборудованием;

ОЩУ – Главный щит управления;

ПО – Программное обеспечение;

УСО – Устройство связи с объектом;

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 245–11К / ПИР-1-ИОС7.4 Том 5.7.4 Строительство и ввод в эксплуатацию двух энергоблоков ст.1,2 (ПГУ-247,5 МВт) Челябинская ГРЭС ОАО «Фортум». Корректировка 2. – М.: ЗАО «КОТЭС» Отдел АСУ, 2015. – 135 с.

2 ГОСТ РД 153-34.1-35.137-00 Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники – М.: СПО ОРГРЭС, 2002, – 59 с.

3 ГОСТ РД 153-34.1-35.127 Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций – М.: СПО ОРГРЭС, 2002, – 61 с.

4 ГОСТ Р 21.1101-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 55 с.

5 ГОСТ 34.601-90 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания. – М.: Стандартинформ, 2009. – 11 с.

6 ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов – М.: Стандартинформ, 2013. – 57 с.

7 ГОСТ РД 50-34.698-90 Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов – М.: Стандартинформ, 1992. – 33 с.

8 Преобразователи давления измерительные «Элемер-АИР-30»: руководство по эксплуатации НКГЭ.406233.00РЭ – М.: ООО НПП «ЭЛЕМЕР», 2013, – 176 с.

9 Программируемые контроллеры «Siemens s7-400»: руководство пользователя – М.: ООО Промэнерго Автоматика, 2013. – 275 с.

10 Мирошник, И.В. Теория автоматического управления. Линейные системы / И.В. Мирошник. – СПб.: Питер, 2005. – 336 с.

11 Бесекерский, В.А. Теория систем автоматического управления: учеб. пособие / В. А. Бесекерский, Е.П. Попов. – СПб.: Профессия, 2007. – 711 с.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- 12 Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – М.: Эксмо, 2012. – 752 с.
- 13 Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий / А.А. Ермилов 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1977. — 128 с.
- 14 Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий / Ю.Л. Мукосеев – М.: Энергия, 2000. – 584 с.
- 15 Правила устройства электроустановок ПУЭ. – М.: Госэнергонадзор, 2000. – 507 с.
- 16 Ушаков, И.А. Курс теории надежности систем: учебное пособие для вузов / И.А. Ушаков. – М.: Дрофа, 2008. – 239 с.
- 17 Надежность систем управления: учебное пособие /сост. В.Н. Шкляр. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 126 с.
- 18 Половко, А.М. Основы теории надёжности / А.М Половко, С.В. Гуров. – СПб.: БХВ-Петербург, 2006. – 702с.
- 19 Половко, А.М. Метод расчёта надёжности резервированных восстанавливаемых устройств / А.М. Половко, Б.Н. Гурович. – Известия АН СССР. Техническая кибернетика, 2004. – №4. – 78-83 с.
- 20 Викторова, В.С. Модели и методы расчета надежности технических систем / В.С. Викторова, А.С. Степанянц. – 2-е изд., испр. – М.: ЛЕНАНД, 2016. – 256 с.
- 21 Основы теории надежности: учебное пособие / сост. О.О Павловская, Е.А. Алешин. – Челябинск: издательство ЮУрГУ, 2007. – 56 с.
- 22 Кирьянов, Д.В. Самоучитель MathCad / Д.В. Кирьянов – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 560 с.
- 23 Основы вычислений и программирования в пакете MathCad: учебное пособие / сост. Ю.Е. Воскобойников, А.Ф. Задорожный, Л.А. Литвинов, Ю.Г. Черный; под ред. Ю.Е. Воскобойникова. – Новосибирск, 2012. – 212 с.
- 24 MathCAD: учебное пособие / сост. Е.Г. Макаров. – СПб.: Питер, 2009. – 384 с.

25 ГОСТ 19.701-90 Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1992. – 27 с.

26 Основы алгоритмизации в информационных системах: учебное пособие / сост. М.П. Белов. – СПб.: СЗТУ, 2003. – 85 с.

					09.03.01.2017.382.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88