

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра комп'ютерних наук
Секція комп'ютеризованих систем управління

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедрою КН
_____ Довбиш А.С.
" ____ " _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
зі спеціальності 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

на тему
СИСТЕМА АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ ГТЕС
ПОТУЖНІСТЮ 16 МВт
(Дипломний проект)

Керівник проекту:

к.т.н., доцент

Журавльов О.Ю.

Проектант:

студент гр. СУз-61С

Шабло Н.С.

Суми-2020

РЕФЕРАТ

Шабло Наталія Сергіївна. Система автоматизованого управління ГТЕС потужністю 16 МВт. Кваліфікаційна робота бакалавра. Сумський державний університет. Суми, 2020 р.

Кваліфікаційна робота бакалавра містить 65 аркушів пояснювальної записки, враховуючи 28 рисунків, 3 таблиці; конструкторську документацію, що містить 6 креслень.

Робота присвячена аналізу системи автоматизованого управління і регулювання газотурбінної електростанції та розробці системи управління, збудованої на базі контролера GE Fanuc серії Rx7i.

В роботі представлена необхідність модернізації системи управління, описується система управління з переліком її електроустаткування і програмно-технічних засобів, розроблені алгоритми роботи енергоблоку, а також проведений вибір використаного контролера та опис його елементів, принципу дії. Виконана заміна контрольно-вимірювальної апаратури на «інтелектуальні» датчики на базі контролера, що дозволить прискорити процес діагностики і сигналізації несправностей системи. Розроблені функціональні схеми контролю технологічних процесів ГТЕС. Введення розробки дозволить усунення морального і фізичного зносу, підвищить ефективність роботи устаткування (швидкодію, завадо-захищеність, вихід з ладу, аварійні ситуації), забезпечить більш комфортні умови роботи оператора.

Ключові слова: система управління, діагностика, контроль, вимірювальний прилад, алгоритми роботи, необхідність, ефективність, швидкодія.

РЕФЕРАТ

Шабло Наталья Сергеевна. Система автоматизированного управления ГТЭС мощностью 16 МВт. Квалификационная работа бакалавра. Сумский государственный университет. Сумы, 2020 г.

Квалификационная работа бакалавра содержит 65 листов пояснительной записки, учитывая 28 рисунков, 3 таблицы; конструкторскую документацию, содержащую 6 чертежей.

Работа посвящена анализу системы автоматического управления и регулирования газотурбинной электростанции и разработке системы управления, построенной на базе контроллера GE Fanuc серии Rx7i.

В работе представлена необходимость модернизации системы управления, описывается система управления с перечнем ее электрооборудования и программно-технических средств, разработаны алгоритмы работы энергоблока, а также произведен выбор используемого контроллера и описание его элементов, принципа действия. Произведена замена контрольно-измерительной аппаратуры на «интеллектуальные» датчики на базе контроллера, что позволит ускорить процесс диагностики и сигнализации неисправностей системы. Разработаны функциональные схемы контроля технологических процессов ГТЭС. Внедрение разработки позволит устранить моральный и физический износы, повысит эффективность работы оборудования (быстродействие, помехозащищенность, выход из строя, аварийные ситуации), обеспечит более комфортные условия работы оператора.

Ключевые слова: система управления, диагностика, контроль, измерительный прибор, алгоритмы работы, необходимость, эффективность, быстродействие.

ABSTRACT

Shablo Natalya Sergiivna. Automated control system of GTES with a capacity of 16 MW. Qualification work of the bachelor. Sumy State University. Sumy, 2020

The qualification work of the bachelor contains 65 sheets of explanatory notes, taking into account 28 figures, 3 tables; design documentation containing 6 drawings.

The Qualification work is dedicated to analysis of the system of the automatic operation and regulations GTES and development managerial system, built on the base of the controller GE Fanuc series Rx7i.

In work is presented need to modernizations managerial system, is described managerial system with pepper its electric equipment and software-technical facilities, designed algorithms of the work power block, as well as is made choice of the used controller and description its element, principle of the action. Maded change checking-measuring equipment on "intellectual" sensors on the base of the controller that will allow to accelerate the process of the diagnostics and signalizings of the faults of the system. It Is Designed functional schemes of the checking the technological processes GTES. Introducing the development will allow to avoid moral and physical wear-outs, will raise efficiency of the functioning the equipment (the speed, noiseproof factor, mortality, emergencies), will provide more comfortable condition of working of the operator.

The keywords: control system, diagnostics, checking, measuring instrument, algorithms of the work, need, efficiency, speed.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	8
1 ГАЗОТУРБІННА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЯК ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ОБ'ЄКТ	
УПРАВЛІННЯ	9
1.1 Опис технологічного процесу газотурбінної електростанції	9
1.2 Технічні характеристики газотурбінної електростанції	10
1.3 Характеристика газотурбінної електростанції як об'єкта управління	11
1.4 Електро- та контрольно-вимірювальна апаратура	13
1.5 Призначення і структура системи автоматичного управління і регулювання газотурбінної електростанції	27
1.6 Завдання контролю і діагностики системи автоматичного регулювання ГТЕС.....	34
2 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ ГАЗОТУРБІННОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	
2.1 Алгоритм проектування мікропроцесорних засобів управління.....	37
2.2 Програмна реалізація САУ і Р ГТЕС	41
2.3 Схема проходження та діагностики сигналу від вимірювальної апаратури	52
2.4 Контроль і управління системою маслозмащування редуктора і генератора	53
3 АНАЛІЗ НЕБЕЗПЕЧНИХ І ШКІДЛИВИХ ФАКТОРІВ, ЩО ВИНИКАЮТЬ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ	
ВИСНОВОК	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	65
ДОДАТКИ	

					СУЗ-61С 151.03 ПЗ					
Зм.	Арж	№ докум.	Підп.	Дата	Система автоматизованого управління ГТЕС потужністю 16 МВт Пояснювальна записка			Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Шабло Н.С.						3	65	
Перев		Журавльов О.Ю.								
Н.бюро								СумДУ		
Н.конт		Журавльов О.Ю.						СУЗ-61С		
Затв.		Довбиш А.С.								

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АПО	- апарат повітряного охолодження
АЗ	- аварійна зупинка
АРМ	- автоматизоване робоче місце
АС	- аварійна сигналізація
АСУ	- автоматична система управління
АУ	- автоматичний режим управління
БД	- блок двигуна
ГТЕС	- газотурбінна електростанція;
БМОГ	- блок маслоохолодження генератора
БМОД	- блок маслоохолодження двигуна
БН	- бак напірний
БВ	- бак витратний
БС	- блок силовий
ВБВ	- вентилятор блоку повітроохолоджувачів (вентиляції)
ВГ	- вимикач генератора
ВМОГ	- вентилятор маслоохолоджувача генератора
ВМОД	- вентилятор маслоохолоджувача двигуна
ПОП	- повітроочисний пристрій
ПС	- повітряний стартер
Г	- генератор
ГПН	- блок газоповітряних нагрівачів
ГТД	- газо-турбінний двигун
ГТУ	- газотурбінна установка
Д	- двигун
ДУС	- дозатор газу ДУС-6,5 м

					СУЗ-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		4

ДУ	- дистанційний режим управління
ВМ	- виконавчий механізм
КВТ	- компресор високого тиску
КНТ	- компресор низького тиску
КШТ	- кожух шумотеплоізолюючий
МБГ	- маслобак генератора
МБД	- маслобак двигуна
Н101	- насос відкачки масла з МБД
НО	- нормальна зупинка
ОЗП	- оперативний запам'ятовуючий пристрій
ПЛК	- програмований логічний контролер
ПРП	- програмний регулятор палива
ПЗ	- програмне забезпечення
Р	- редуктор
РДК	- ручне дистанційне керування
РМО	- робоче місце оператора
РУ	- режим ручного управління
САУ и Р	- система автоматичного управління і регулювання
ВТ	- вільна турбіна
ТВТ	- турбіна високого тиску
ТГ	- турбогенератор
ТВТ	- турбіна низького тиску
ТП	- технологічний процес
ТЕН	- термонагрівальний елемент
ЕБ	- електроблок
АІ	Аналоговий вхід
АМ	Функціональний модуль

AO	Аналоговий вихід
AS	Функціональний модуль антипомпажного регулювання
CM	Перетворювач сигналів
CPCI	Блок-каркас
DC	Дочірня карта
DI	Дискретний вхід
DO	Дискретний вихід
DPSM	Резервований блок живлення
ECC	Модуль комунікації по мережі Ethernet
FI	Частотний вхід
FTA	Пристрій зв'язку з об'єктом
GT	Функціональний модуль управління витратою палива
IM	Контроль кола
LC	Функціональний модуль логічного управління
LIO	Місьцеве введення / виведення сигналів
LIOM	Модуль місцевого введення / виведення
MOIS	Станції контролю і управління ГПА
MPU	Модуль центрального процесора
PC	Функціональний модуль регулювання процесу
PID	Пропорційно-інтегрально-диференційний (ПІД) алгоритм управління
PSMU	Блок живлення універсальний
RCM	Дистанційний перетворювач сигналів
RFTA	Дистанційний пристрій зв'язку з об'єктом
RIO	Дистанційне введення / виведення сигналів
RIOM	Модуль дистанційного введення / виведення
RPS	Джерело живлення RFTA
RSL	Профібас слейв контролер

RT Алгоритм ступеневого управління рециркуляцією

SHOIS Станції контролю і управління КЦ

SO Алгоритм зміни уставок алгоритмів PI і RT

					СУЗ-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		7

ВСТУП

Сьогодні максимальна економія енергетичних ресурсів і їх ефективне використання є одними з найважливіших складових будівництва системи енергетичної безпеки будь-якої держави. Брак високоманеврових і пікових потужностей стає однією з головних проблем енергетики країн. Впровадження нових газотурбінних установок дозволить вирішити проблему регулювання потужності енергосистеми не тільки України, а й країн ближнього зарубіжжя.

Низька собівартість виробленої електроенергії дозволить забезпечити стабільність цінних показників для промисловості і населення країн. У цих умовах першочерговим завданням є створення енергетичних установок з високим коефіцієнтом корисної дії.

Газотурбінні двигуни і створені на їх основі ГТЕС на сьогоднішній день є одним з найбільш перспективних напрямків створення високоефективних установок для енергетики.

Особливо важливу роль відіграє ГТЕС при подальшому розвитку Західно-Сибірського комплексу, який є одним з основних постачальником нафти і газу в світі. Успішне вирішення завдань базується на випереджальному створенні і розвитку систем електропостачання об'єктів буріння, видобутку, переробки і транспортування газу. Створення високонадійних систем електропостачання в районах, що характеризуються складними природно-кліматичними умовами, відсутністю доріг, своєрідним світловим режимом - полярні ночі, при великій кількості водних перешкод, боліт і районів з вічній ґрунтами, вимагає вирішення цілої низки проблем, більшість з яких не має аналогій і їх необхідно було вирішувати вперше і в досить стислі терміни, таких як розміщення обладнання в легкозбірному укритті, яке дозволило створити нормативні умови для обслуговуючого персоналу при технічному обслуговуванні та ремонті, а також умови для подальшої модернізації і реконструкції обладнання.

Подальший розвиток енергетики спирається на будівництві і введенні в дію великих підстанцій і ліній електропередачі від державних енергосистем та створення резервних і аварійних електростанцій.

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		8

1 ГАЗОТУРБІННА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЯК ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ОБ'ЄКТ УПРАВЛІННЯ

1.1 Опис технологічного процесу газотурбінної електростанції

Енергоблок (креслення СУз-61С. 151. 03 Г7) призначений для вироблення електроенергії в складі газотурбінної електричної станції з метою електропостачання об'єктів нафтовидобутку різних родовищ з використанням попутного нафтового газу в якості палива.

Енергоблок є комплектною блочною автоматизованою установкою з газотурбінним двигуном НК-16СТ, генератором типу Т-16-2Р УХЛЗ.1 і комплектом допоміжного обладнання.

Енергоблок виготовлений в кліматичному виконанні ХЛ категорії розміщення 1 по ГОСТ 15150 і забезпечує нормальну працездатність при температурі навколишнього середовища від 210 К (- 63°C) до 310 К (+ 37°C) на висоті над рівнем моря до 1000 м, відносної вологості до 98%.

До складу ЕБ входить наступне обладнання:

- газотурбінний двигун НК-16 СТ, потужністю 16 МВт;
- турбогенератор з системою збудження КОСУР;
- повітроочисний пристрій (ПЗП) з всмоктуючої камерою;
- система підігріву циклового повітря;
- система маслозабезпечення редуктора і генератора;
- система маслозабезпечення газотурбінної установки;
- система паливного та пускового газу з краною обв'язкою;
- система охолодження турбогенератора;
- система обігріву та вентиляції блоків газотурбінної установки;
- система вихлопу газів;
- система управління турбогенератора і релейний захист;
- система контролю загазованості;
- система автоматичного вуглекислотного пожежогасіння;
- система наддуву оболонки двигуна

1.2 Технічні характеристики газотурбінної електростанції

Основні технічні характеристики енергоблоку наведені в таблиці 1.1

									Арк.
									9
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

Продовження табл. 1.1

Найменування параметра і розміру	Одиниця виміру	Норма
14 Час пуску енергоблоку з прийомом 100% навантаження з прогрітого стану (температура масла + 15 ° С), не більше	хв	10
15 Габаритні розміри енергоблоку з урахуванням майданчиків обслуговування, не більше:		44970
- довжина	мм	13875
- ширина	мм	27280
- висота	мм	
16 Маса енергоблоку (суха) в обсязі поставки, не більше	кг	240000
17 Маса найбільш важкої транспортної одиниці, не більше	кг	36100

Станційні умови для визначення потужності:

- атмосферний тиск, МПа 0,1033;
- температура повітря на вході в двигун, К (°С) 288 (15);
- частота обертання ротора силової турбіни (СТ), с⁻¹ (об / хв) 88,3 ± 0,83
(5300 ± 50);
- гідравлічні втрати повного тиску у всмоктуючому тракті, Па, не більше 2000;
- гідравлічні втрати повного тиску в вихлопному тракті, Па, не більше 5750

Довідкові дані:

- температура середньомасова вихлопних газів на виході з СТ, К (°С) 718 (445);
- витрата циклового повітря, кг/с, не більше 100

Незазначені граничні відхилення параметрів визначаються на підставі експлуатаційних

1.3 Характеристика газотурбінної електростанції як об'єкта управління

Основою ГТЕС (креслення СУз-61С. 151. 03 Г7) є блок силовий (БС) 13, що представляє собою встановлений на фундаментній рамі газотурбінний двигун НК-16СТ (ГТД), укритий шумотеплоізоляційним кожухом (КШТ).

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		11

ГТД за допомогою муфти двигуна з'єднаний з редуктором, встановленим поза кожуха на фундаментній рамі.

БС через редуктор за допомогою муфти генератора 3 з'єднаний з турбогенератором.

Подача підготовленого повітря для нормальної роботи ГТД здійснюється через всмоктуючий тракт 19.

Для відводу вихлопних газів ГТД з БС організований вихлопної тракт 17.

Для забезпечення мастилом ГТД поряд з БС 13 встановлена консоль масляна двигуна, для забезпечення мастилом редуктора і турбогенератора встановлена консоль масляна редуктора і генератора.

Масло, яке використовується в системі маслопостачання енергоблоку, охолоджується в теплообмінниках блоку маслоохолоджувачів (БМО). БМО встановлений в приміщенні ГТЕС.

Для забезпечення мастилом підшипників редуктора до повного вибігу при відсутності електроенергії призначена установка маслонапірного бака, яка розташована на майданчику обслуговування БМО.

В окремому приміщенні будівлі ГТЕС розміщена установка підготовки паливного та пускового газу для подачі пускового газу при запуску ГТД в роботу і забезпечення паливним газом ГТД і установки підігрівача газоповітряного (УПП).

УПП призначена для нагріву повітря, що подається з КШТ перед запуском в зимову пору року.

Нагріте повітря подається всередину БС через повітропровід.

Для вентиляції і охолодження внутрішнього простору БС і ГТД призначена установка блоку вентиляції, розташована поруч з будівлею.

Подача повітря здійснюється під КШТ по воздуховоду.

Відведення повітря з під КШТ здійснюється через повітропровід в атмосферу.

Для гасіння можливого виникнення пожежі всередині БС 1 передбачена установка пожежогасіння, в якій використовується двоокис вуглецю, в якості речовини гасіння.

Турбогенератор 3 має повітряну систему самовентиляції по розімкненому циклу. В якості охолоджуючої середовища використовується атмосферне повітря, що очищується в турбогенераторі при вході.

Подача повітря здійснюється повітроводом підвідним, а викид - повітроводом відвідним.

Робота енергоблоку полягає в наступному. Приводний газотурбінний двигун НК-16СТ, встановлений в блоці силовому, силовою турбіною через муфту двигуна приводить в обертання редуктор, що знижує обороти силової турбіни до 3000 об / хв. Редуктор через муфту генератора приводить в обертання турбогенератор.

Потужність, що передається від силової турбіни двигуна на турбогенератор, витрачається на вироблення електричної енергії.

									Арк.
									12
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

Тепло вихлопних газів може використовуватися на отримання гарячої води. Для цієї мети в вихлопному тракті вбудований утилізатор тепла, до складу якого входять теплообмінники, блок арматури, трубопроводи.

1.4 Електро- та контрольно-вимірювальна апаратура

1.4.1 Контрольно-вимірювальна апаратура

Для підтримки безперебійної та безаварійної роботи ГТЕС система автоматичного управління постійно контролює всі технологічні параметри електростанції.

Для контролю технологічного процесу, в якому бере участь ГТЕС, застосовуються прилади контрольно-вимірювальної апаратури.

1.4.1.1 Датчики температури

Для контролю температури використовуються термоперетворювачі безперервної дії ТСПУ Метран-276

Майже 90% всіх технологічних процесів не обходяться без вимірювання температури. Чим досконаліше виробництво, тим вищі вимоги пред'являються до якості виготовлення датчиків, їх надійності, метрологічної точності. В термоперетворювачі серії ТСПУ Метран-276 форма головки нетрадиційна. Нова форма головки виконана в стилі, узгодженому з конструктивним стилем датчиків тиску серії Метран. Розміри голівки дозволяють вбудовувати різні функціональні пристрої, які забезпечують попередню обробку вимірюваного параметра і перетворюють оброблений сигнал в форму, зручну для подальшої передачі інформації, в тому числі і на влаштування верхнього рівня. Пропоновані термоелектричні перетворювачі ТСПУ Метран-276 мають ряд переваг в порівнянні з термоелектричними перетворювачами традиційного виконання:

- чутливий елемент (ЧЕ) виготовлений з термопарного кабелю КТМС-ХА (ХК);
- термоелектроди ЧЕ зварені лазерним зварюванням;
- термоелектрична стабільність і робочий ресурс підвищені в 2-3 рази;
- малий показник теплової інерції;
- додатковий захист термоелектродов від дії робочого середовища;
- можливість оперативної заміни ЧЕ без демонтажу захисного чохла з об'єкту;
- здешевлення наступних поставок, тому що при необхідності можна замінювати тільки захисний чохол або ЧЕ.

Термоперетворювачі опору серії ТСПУ Метран-276 мають конструктивне виконання захисної арматури, НСХ, діапазони вимірюваних температур, класи допуску, схеми

										Арк.
										13
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ					

підключення, значення показників теплової інерції - аналогічні з термоперетворювачами опору інших виробників.

Для вимірювання температури масла в блоках постачання використовуються термоперетворювачі опору мідні ТСПУ Метран-276, представлені на рис 1.1

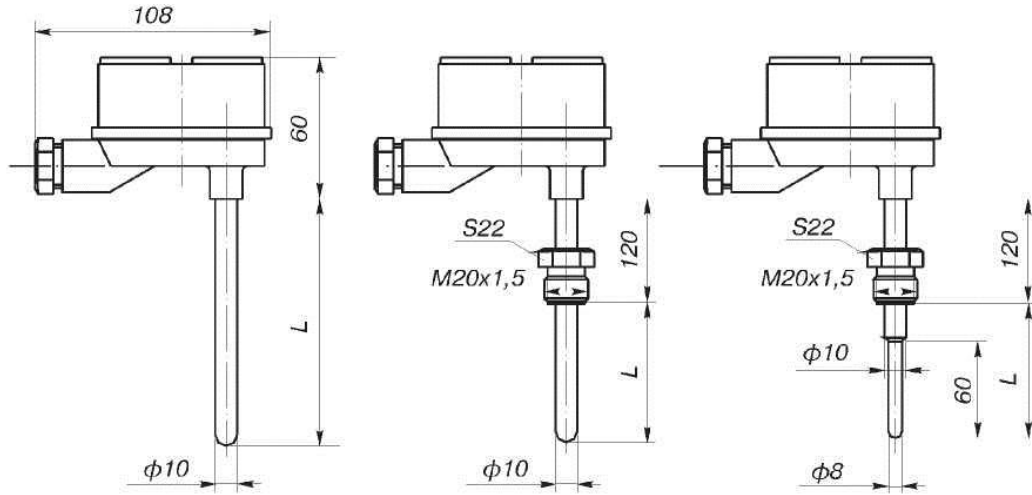


Рисунок 1.1 - Термоперетворювачі опору мідні ТСПУ Метран-276

Призначення: термоперетворювачі опору мідні ТСПУ Метран-276 призначені для вимірювання температури рідких і газоподібних хімічно неагресивних середовищ, а також агресивних, які не руйнують матеріал захисної арматури

Клас допуску: В або С.

Схема з'єднань:

2-х, 3-х, 4-х-дротова - для одного чутливого елемента;

2-х, 3-х-дротова - для двох чутливих елементів;

уніфікований вихідний сигнал 4-20 мА.

Діапазон вимірюваних температур: -50 ... 150 ° С (для класу допуску В), -50 ... 180 ° С (для класу допуску С).

Матеріал головки: пластик АБС.

Маса: від 0,5 до 1,3 кг в залежності від довжини монтажної частини.

Повірка: періодичність - не рідше одного разу на рік.

Середній термін служби: не менше 5 років.

Гарантійний термін експлуатації: 18 місяців з моменту введення в експлуатацію.

1.4.1.2 Датчики рівня

Для контролю рівня масла в маслобака використовуються датчики рівня рідини. При виборі датчиків враховуються такі характеристики.

									Арк.
									14
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУЗ-61С 151.03 ПЗ				

Параметри рідини в резервуарі:

- температура;
- тиск;
- щільність (зміна щільності від температури);
- в'язкість (можливість осадження на поверхні мембрани або засмічення підвідних ліній).

Стан рідини в резервуарі:

- однорідність;
- наявність піни;
- наявність зважених часток;
- турбулентність (наявність мішалок).

Умови навколишнього середовища:

- установка резервуара в приміщенні або на вулиці;
- температура навколишнього середовища;
- вібрація;
- електромагнітні перешкоди.

Технологічні особливості резервуара:

- невеликі розміри (неможливість установки датчика на ємності);
- подвійні стінки;
- наявність доступу до місця установки датчика (резервуар знаходиться під землею);
- наявність надлишкового тиску над рідиною.

Технічні вимоги до датчика рівня:

- відповідність метрологічних характеристик датчика необхідній точності вимірювання рівня;
- наявність у датчиків тиску виконань, що відповідають вимогам безпеки (наприклад, вибухозахищене виконання) і сертифікатів і дозволів, що їх підтверджують;
- наявність необхідних вихідних сигналів (струмовий або цифровий);
- надійність;
- стабільність.

Датчики різниці тиску (рівня) можуть використовуватися в резервуарах відкритих, закритих, але з'єднаних з атмосферою, в закритих під тиском.

Датчики різниці тиску (рівня) працюють тільки з однорідними рідинами. Датчики різниці тиску Метран-100-ДД, використовувані для вимірювання рівня, вимірюють гідростатичний тиск стовпа рідини в маслобачі двигуна і нагнітача при роботі газоперекачувального агрегату і забезпечують безперервне перетворення значення цього тиску в уніфікований струмовий сигнал.

Тиск стовпа рідини визначається такими факторами, як рівень рідини і її питома вага. Цей тиск не залежить від обсягу резервуара і його форми і визначається за формулою:

									Арк.
									15
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУЗ-61С 151.03 ПЗ				

$$P = h * \rho,$$

де h - висота стовпа рідини; ρ - питома вага.

Зазвичай датчики гідростатичного тиску встановлюються на бічній стінці резервуара поблизу дна. Можлива установка датчика в дно резервуара за умови доступу до нього під час монтажу та експлуатації, а також при відсутності можливості осадження речовин, розчинених в рідині, на мембрані датчика.

Маслобаки двигуна і нагнітача газоперекачувального агрегату є закритими резервуарами. У закритих резервуарах тиск над рідиною $P_{\text{над}}$ впливає на результат вимірювання. Тому тиск $P_{\text{над}}$ необхідно подати на датчик тиску, з'єднавши статичну порожнину датчика з об'ємом резервуара над рідиною.

На рис. 1.2 показана схема установки датчика різниці тисків Метран-150-CD при вимірюванні рівня в закритому резервуарі під тиском, за умов:

1. Середа, що знаходиться у верхній частині резервуара, не конденсується.
2. Датчик налаштований на вплив тиску з боку відкритої мембрани.
3. При максимальному рівні рідини в ємності h_{max} індикатор датчика показує "0", а при мінімальному рівні h_{min} показання індикатора відповідають верхній межі вимірювання.

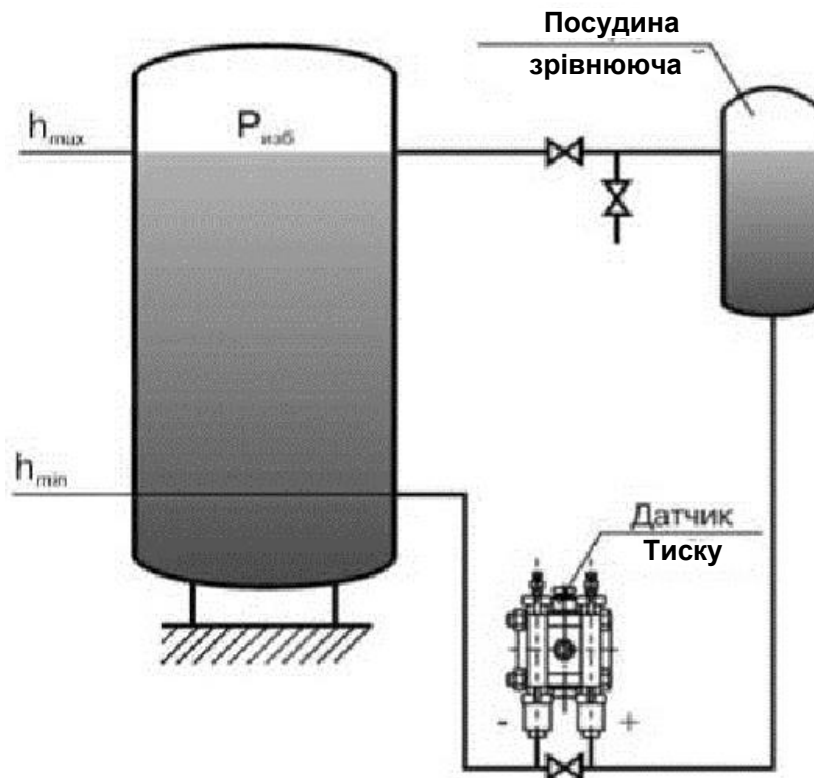


Рисунок 1.2 - Схема установки датчика різниці тисків Метран-150-CD при вимірюванні рівня в закритому резервуарі під тиском

1.4.1.4 Датчики тиску

Для вимірювання тиску і різниці тисків застосовуються інтелектуальні датчики тиску серії Метран-150-TG, які призначені для вимірювання і безперервного перетворення в уніфікований аналоговий струмовий сигнал наступних вхідних величин:

- надлишкового тиску (Метран-150-TG);
- абсолютного тиску (Метран-150-TG);
- розрідження (Метран-150-TG);
- тиску-розрідження (Метран-150-TG);
- різниці тисків (Метран-150-CD);

Управління параметрами датчика:

- кнопочке з вбудованої панелі;
- за допомогою комп'ютера.

Вбудований фільтр радіоперешкод. Зовнішня кнопка установки "нуля". Безперервна самодіагностика.

Принцип дії.

Принцип дії датчиків заснований на використанні п'єзореzystивного ефекту в гетероепітаксійній плівці кремнію, вирощеної на поверхні монокристалічної пластини з штучного сапфіра. Чутливий елемент з монокристалічною структурою кремнію на сапфірі є основою всіх сенсорних блоків датчиків сімейства "Метран".

При деформації чутливого елемента під впливом вхідної вимірюваної величини (наприклад, тиску або різниці тисків) змінюється електричний опір кремнієвих п'єзореzисторів мостової схеми на поверхні цього чутливого елемента.

Електронний пристрій датчика перетворює зміну електричних опорів в стандартний аналоговий сигнал постійного струму.

У пам'яті сенсорного блоку зберігаються в цифровому форматі результати калібрування сенсора у всьому робочому діапазоні тисків і температур. Ці дані використовуються мікропроцесором для розрахунку коефіцієнтів корекції вихідного сигналу при роботі датчика.

Цифровий сигнал сенсорного блоку разом з коефіцієнтами корекції надходить на вхід електронного перетворювача, мікропроцесор якого коригує цей сигнал по температурі і лінеаризує його. На виході електронного блоку скоректований вихідний сигнал перетвориться з цифрового формату в стандартний вихідний сигнал.

Для кращого огляду рідкокристалічного індикатора (РКІ) і для зручного доступу до двох відділень електронного перетворювача останній може бути повернений щодо вимірювального блоку від встановленого положення на кут не більше 90° проти годинникової стрілки. Вихідний струм блоку живлення (БЖ) повинен бути не менше сумарного струму споживання всіх датчиків (4 мА на кожен датчик), кидок (максимальне значення) струму споживання в момент

									Арк.
									17
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

включення 25 мА на кожен датчик. На рис. 1.3 зображені датчики Метран-150 з бар'єром іскрозахисту і гальванічною розв'язкою сигнальних кіл і кіл живлення, а на рис. 1.4 зображені датчики Метран-150 з іскрозащитним блоком живлення і HART-модемом.

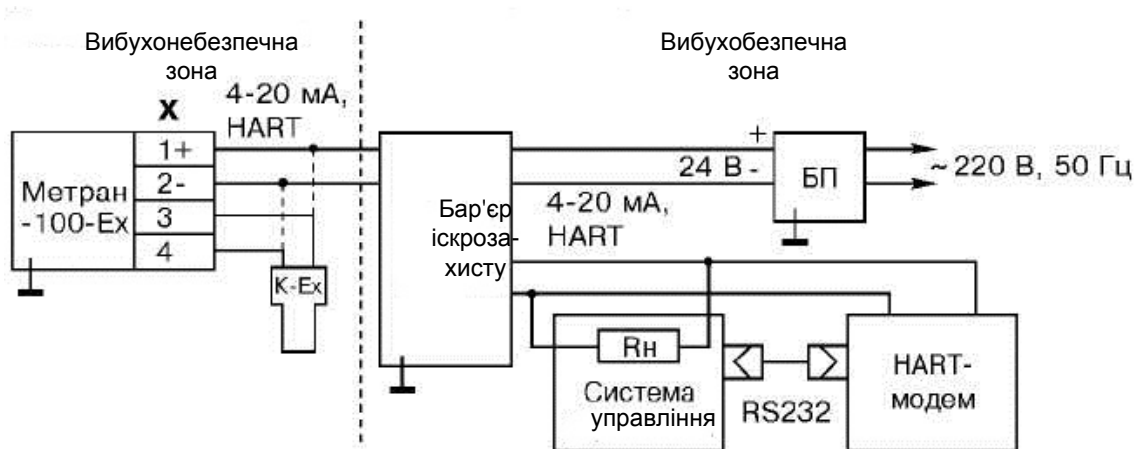


Рисунок 1.3 - Датчики Метран-150 з бар'єром іскрозахисту і гальванічною розв'язкою сигнальних кіл і кіл живлення

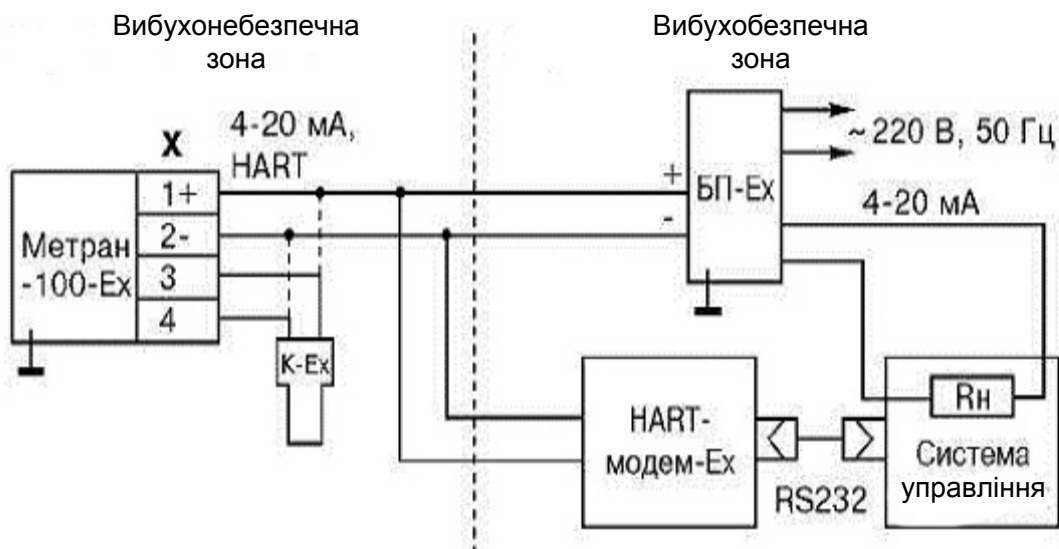


Рисунок 1.4 - Датчики Метран-150 з іскрозащитним блоком живлення і HART-модемом

1.4.1.5 Датчики пожежі

Для контролю та виявлення пожежі при роботі ГТЕС застосовується система пожежевиявлення, яка складається з датчика і контролера. Контролер SPARK і детектор С7050 виробництва фірми Детектор Електронікс забезпечують швидке і надійне виявлення полум'я в широкому спектрі застосувань. Керований мікропроцесором контролер одночасно спостерігає за роботою до 16-ти ультрафіолетових (УФ) детекторів моделі С7050 в 8-ми різних зонах.

Система оснащена автоматичною функцією оптичної безперервності (ОН), яка забезпечує постійний контроль оптичних поверхонь детектора, чутливості детектора і електронних схем системи контролер/детектор. Також є функція автоматичної ідентифікації несправностей, що здійснює поточний контроль правильної роботи системи і забезпечує цифрове відображення стану системи за допомогою цифрового коду. Інші особливості включають в себе розпізнавання окремих зон і можливість "голосування", а також ручне тестування функції ОН.

Детектор С7050 здатний миттєво реагувати на УФ-випромінювання, що випускається полум'ям. Він розроблений для застосування в небезпечних зонах і виключно зручний для використання поза приміщеннями, завдяки стійкості до впливу дощу або вітру і не чутливості до сонячної радіації. Крім того, детектор не реагує на звичайне штучне світло.

Відмінні особливості:

- миттєва реакція на присутність ультрафіолетового випромінювання;
- робота при несприятливих погодних умовах, таких як вітер, дощ, сніг, висока вологість і екстремальні значення температури або тиску;
- автоматична перевірка цілісності оптичних кіл детектора (тест ОН);
- регульована чутливість і час затримки спрацьовування;
- виконання всіх автоматичних перевірок системи в нормальному режимі роботи;
- можливість ручного тестування оптичної системи (на додаток автоматичної перевірки ОН);
- автоматична ідентифікація несправностей;
- розпізнавання індивідуальних зон з можливістю вибору з 8 варіантів режиму "голосування";
- мікропроцесорне управління;
- Ідентифікація зон, що реагують на вогонь за допомогою фіксованих світлодіодів ZONE OUTPUT (Вихідний сигнал зони);
- можливість перемикання вихідних кіл в режим з фіксацією/без фіксації на місцях установки;
- використання режиму відліку імпульсів, що дозволяє контроль діючого вихідного сигналу з індикацією на цифровому дисплеї;
- цифрова індикація фонових УФ сигналів в режимі перевірки;
- вихідний сигнал цифрової індикації можливий на клемах зовнішньої проводки для інтерфейсу з комп'ютерами та іншим обладнанням;
- загальна інформація щодо застосування.

При застосуванні будь-якого типу датчика в якості детектора полум'я, важливо знати про всі обставини, які можуть перешкодити датчику зреагувати на вогонь, а також знати, які інші джерела, окрім вогню, можуть викликати спрацьовування датчика. УФ детектор широко застосовується в програмах захисту від пожежі, тому що він забезпечує дуже швидке реагування на присутність УФ-випромінювання, що випускається полум'ям.

									Арк.
									19
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

Може здатися, що існують такі області застосування систем виявлення полум'я, де підходять тільки УФ датчики. Однак, успіх у використанні УФ детекторів залежить від знання не тільки їх переваг, але також і їх недоліків. Важливо мати на увазі, що дугове електрозварювання є джерелом інтенсивного УФ-випромінювання, і тому необхідно стежити за тим, щоб дугове електрозварювання не проводилося в захисних зонах без попереднього відключення протипожежної системи. Крім того, УФ детектори не повинні встановлюватися таким чином, щоб їх конус огляду міг сканувати горизонт. Навпаки, для зменшення ймовірності уловлювання УФ-випромінювання від віддалених джерел вони повинні бути спрямовані під кутом вниз на пожежонебезпечну зону.

Важливим фактором, що стосуються детекторів випромінювання будь-якого типу, є те, що випромінювання має досягати детекторів без ослаблення, для того, щоб на нього можна було зреагувати. Необхідно стежити за тим, щоб на лінії огляду не було ніяких перешкод. Для УФ детектора це означає, що не повинно допускатися присутність поглинаючих УФ-випромінювання газів і парів, а також фізичних перешкод між детектором і охоронною площею. Дим також поглинає УФ-випромінювання, і якщо очікується, що скупчення щільного диму може передувати появі полум'я, то УФ детектори, які використовуються на закритих площах, повинні встановлюватися на стіні приблизно в 1 м від стелі, де скупчення диму зменшується. Вікна зі звичайного і органічного скла також значно послаблюють УФ-випромінювання і не повинні знаходитися між детектором та потенційним джерелом полум'я.

Слід зазначити, що несправності можуть мати місце в обладнанні будь-якого типу, і хоча системи фірми SPARK піддаються суворим перевіркам перед відправкою з заводу-виготовлювача, поки не знайдено можливості гарантувати, що кожен прилад буде завжди функціонувати абсолютно. Найвища надійність виявлення вогню досягається в тому випадку, коли небезпечна зона контролюється кількома детекторами, і кожен детектор може незалежно реєструвати тривогу.

Опис системи.

УФ / ІЧ система виявлення полум'я складається з контролера R7404 і до 16 детекторів C7050.

Детектор.

Детектор полум'я C7050 реагує на УФ випромінювання в діапазоні від 1850 до 2450 ангстрем. Він нечутливий до прямого і відбитого сонячного світла, а також до звичайного штучного освітлення. Вихідний сигнал детектора складається з серії імпульсів напруги або "відліків". Частота цих імпульсів прямо пропорційна інтенсивності реєстрованого випромінювання і вимірюється в відліках в секунду (cps).

									Арк.
									20
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

Функція оптичної безперервності ОН

Детектор оснащений схемою автоматичної перевірки функції ОН (див. рис.1.5). УФ тестова лампа змонтована в одному корпусі з УФ датчиком, але обидва пристрої оптично ізольовані один від одного циліндричним екраном. При включенні тестової лампи сигналом від контролера вона виробляє контрольний УФ промінь, що проходить через оглядове вікно, де він заломлюється відбивним кільцем ОН і прямує назад через вікно в датчик. Контролер аналізує величину повернутого сигналу для визначення відповідного стану детектора і його оптичних поверхонь. Оскільки контрольний промінь повинен проходити через ту ж область оглядового вікна, що і створюване вогнем випромінювання, така перевірка здатності детектора «бачити» полум'я забезпечує високий ступінь надійності.

Контролер безперервно виконує автоматичний тест ОН, послідовно здійснюючи перевірку кожного підключеного до нього детектора. У разі виникнення будь-якої несправності в системі, відбувається її швидке виявлення і індикація на цифровому дисплеї на передній панелі контролера. Вихід сигналу несправності при цьому знеструмлюється.

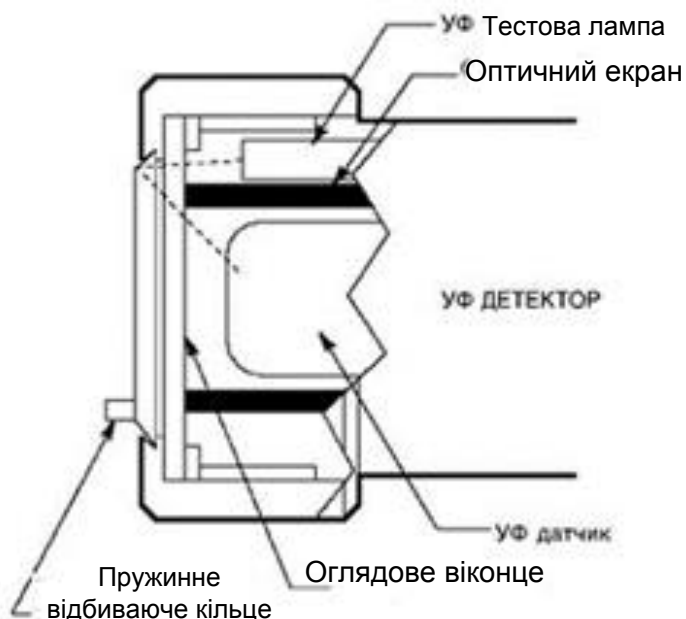


Рисунок 1.5 - Схема автоматичної перевірки функції ОН

Тест ОН з використанням внутрішнього відображення.

Використання детектора з контролем ОН на внутрішньому відображенні рекомендується в тих застосуваннях, коли в атмосфері присутні корозійні і масляні домішки. Такий тип навколишнього середовища може викликати швидке погіршення відбивної здатності розташованого зовні кільця ОН, в результаті чого виникає необхідність в частому технічному обслуговуванні детектора. Так як детектор з внутрішнім відображенням перевіряє чистоту

									Арк.
									21
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата					

оглядового віконця без використання зовнішнього відбивної кільця ОН, то несправності, викликані корозією або забрудненням кільця, не розглядаються. Несправність визначається тільки в тому випадку, якщо оглядове віконце дійсно забруднено. Важливо мати на увазі, що система на внутрішньому відображенні ефективна тільки з тими олійними речовинами, які звожують поверхню віконця.

УФ детектори, що використовують в даний час систему контролю ОН із зовнішнім відображенням, можуть бути легко перетворені на місці застосування в систему з внутрішнім відображенням. Для цього треба замінити існуючий модуль датчика на модуль з внутрішнім відображенням DE1888V. Калібрування або інші настройки при цьому не потрібні

Контролер.

Пристрій SPARK працює від номінальної напруги 24 В постійного струму і зберігає працездатність при напрузі в межах від 10 В до 30 В. Пристрій не піддається впливу перехідних процесів, подібних процесів при заряді повністю розряджених акумуляторів. На присутність напруги живлення на контролері вказує зелений світлодіод, що постійно горить. Всі інші світлові індикатори та дисплей на передній панелі контролера в нормальному стані вимкнені. Контролер SPARK містить мікропроцесор і програмований постійний запам'ятовуючий пристрій (ППЗП) для зберігання і виконання постійної програми функціонування системи.

Основний цикл дій робочої програми безперервно проходить через автоматичний тест ОН, перевіряючи стан кожного детектора і його електропроводку. У той же час робота мікропроцесора може перериватися одним з декількох змін в стані системи, таких як несправність, сигнал "пожежа" від однієї з зон виявлення, або зміна в положенні замкового перемикача режимів управління. У разі зміни стану системи мікропроцесор прийме відповідні заходи.

Спрацьовування детектора на пожежу.

При отриманні сигналу "пожежа" від будь-якого детектора в системі, цей сигнал порівнюється з даними програми, що зберігаються в пам'яті. Якщо частота сигналу менше запрограмованої уставки для чутливості, то нижній дисплей на передній панелі контролера відображає код "3", а верхній дисплей показує номер першої з зон, що зреагували. Якщо частота сигналу більше запрограмованої уставки для чутливості протягом періоду часу більшого, ніж попередньо задана часова затримка, то вихід тривоги активується, коли будь-яка з зон виявляє вогонь. Вихід тривоги стандартно використовується для включення зовнішньої звукової тривоги, коли сигнал пожежі отриманий від одного або більше детекторів. Так як ці засоби тривоги можуть відволікати персонал, який відповідає на пожежну аварійну ситуацію, то передбачені кошти відключення звукової тривоги. Контролер R7404 оснащений кнопкою TEST

									Арк.
									22
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

за допомогою збільшення частоти відліків, необхідної для її спрацьовування. Установка в 120 відліків/с призводить до мінімальної дистанції спрацьовування.

Напруга живлення: Для контролера R7404 -від 18 В до 38 В пост. струму.

Діапазон температури:

Робоча:

Стандартний детектор: -40°F до $+167^{\circ}\text{F}$ (-40°C до $+75^{\circ}\text{C}$).

Контролер: -40°F до $+167^{\circ}\text{F}$ (-40°C до $+75^{\circ}\text{C}$).

Є детектори з більш високою робочою температурою.

Зберігання: Детектор і контролер: -67°F до $+167^{\circ}\text{F}$ (-55°C до $+75^{\circ}\text{C}$).

Діапазон вологості детектора: відносна вологість від 0 до 95%.

Операційний час:

Типовий час спрацьовування на УФ-випромінювання високої інтенсивності для вихідних сигналів зон і тривоги -10 мс.

Час спрацьовування для виходів пожежної логіки при чутливості 8 відліків/с і затримки в 0с - 150 мс.

Вихідні кола:

Вихідний каскад з відкритим колектором - номінальний струм 100 мА пост. струму при напрузі 60 В пост. струму. Контроль приєднаних проводів забезпечується внутрішнім опором в 100 кОм, підключеним між виходом і загальною шиною.

1.4.2 Електрообладнання

Застосовується три блоки безперебійного живлення: один - для забезпечення напругою 24 В постійного струму компонентів системи GE Fanuc, другий - для живлення датчиків, виконавчих механізмів двигуна і зовнішніх кіл напругою 24 В, третій призначений для живлення комп'ютера напругою 220 В змінного струму. Резервування живлення в перших двох блоках забезпечується за рахунок підключення зведеного блоку стабілізованого живлення до основного ($\sim 220\text{ В}$) і резервного ($\sim 110\text{ В}$) фідерів. Резервування живлення в третьому блоці забезпечується перемикаючим реле компаратора з мережі $\sim 220\text{ В}$ на мережу $\sim 110\text{ В}$ при падінні напруги змінного струму до певної налагоджувальної величини на компараторі). Перетворення ж постійної напруги в змінну забезпечує інвертор. До електроустаткування системи відносяться: кнопки, сигнальні лампи, перемикачі, кінцеві вимикачі, автоматичні вимикачі, магнітні пускачі, електродвигун, електрозасувки і т.д.

Поряд з комп'ютерним пультом управління є кнопковий пульт, що містить наступні керуючі кнопки:

1. Поворотний перемикач "Менше - Більше" для частоти обертання СТ
2. Кнопка "Нормальна зупинка» (НЗ)

									Арк.
									24
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУЗ-61С 151.03 ПЗ				

3. Кнопка "Аварійна зупинка" (АЗ)
4. Кнопка "Екстрена аварійна зупинка" (ЕАЗ)
5. Кнопка "деблокування ЕАЗ"
6. Кнопка "Квитування сигналізації"
7. Кнопка "Подача ВГР в відсік двигуна" (ВГР ВД)

Для відкриття і закриття кранів трубопроводів ГТЕС використовується механізм електричний однооборотний- МЕО.

Призначення виробу.

Механізми призначені для переміщення регулюючих органів арматури в системах автоматичного регулювання технологічними процесами відповідно до командних сигналамів, які надходять від регулюючих і керуючих пристроїв.

Механізми призначені для експлуатації у вибухонебезпечних зонах приміщень і зовнішніх установках, розташованих під навісами, відповідно до Правил улаштування електроустановок (надалі - ПУЕ) або іншими нормативно-технічними документами, що визначають застосовність електроустаткування у вибухонебезпечних середовищах, в яких можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші з категорією вибухонебезпечності ПВТ4.

Механізми МЕВ-ПВТ4-00 встановлюються окремо від арматури і з'єднуються зі штоком регулюючого органу за допомогою тяги.

Умови експлуатації механізмів залежать від кліматичного виконання і категорії розміщення.

Кліматичне виконання «У», категорія розміщення «2»:

- температура навколишнього повітря від 233,15 до 323,15 К (від - 40 до + 50 ° С);
- відносна вологість навколишнього повітря до 95% при температурі 308,15 К (35°С) і більш низьких температурах без конденсації вологи.

Кліматичне виконання «УХЛ», категорія розміщення «2»:

- температура навколишнього повітря від 223,15 до 323,15 К (від - 50 до + 50 ° С);
- відносна вологість навколишнього повітря до 95% при температурі 308,15 К (35°С) і більш низьких температурах без конденсації вологи.

Кліматичне виконання «Т», категорія розміщення «2»:

- температура навколишнього повітря від 263,15 до 323,15 К (від - 10 до + 50 ° С);
- відносна вологість навколишнього повітря до 100% при температурі 308,15 К (35°С) і більш низьких температурах з конденсацією вологи.

Механізми повинні бути захищені від прямого впливу сонячної радіації і атмосферних опадів.
Робоче положення механізмів - будь-яке.

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		25

Технічні характеристики

Механізми не призначені для роботи в середовищах, що містять агресивні пари, гази і речовини, що викликають руйнування покриттів, ізоляції та матеріалів.

Механізми стійкі і міцні до впливу синусоїдальних вібрацій.

Електричне живлення механізмів здійснюється трифазним напругою: 380 V частотою 50 Hz; 380 V, 400 V, 415 V частотою 50 Hz і 380 V частотою 60 Hz - для експортних поставок.

Електричне живлення блоку підсилювача БП-30М здійснюється однофазною напругою: 220 V частотою 50 Hz; 220, 230, 240 V частотою 50 Hz і 220 V частотою 60 Hz - для експортних поставок.

Допустимі відхилення:

напруги живлення - від - 15 до + 10%;

- частоти струму - від - 2 до + 2%.

Пусковий крутний момент механізмів при номінальній напрузі живлення перевищує номінальний момент не менше ніж в 1,7 рази.

Зусилля на ручці ручного приводу механізмів не перевищує 200 N при номінальному навантаженні на вихідному валу.

Механізми є відновлюваними, ремонтпридатними, однофункціональними виробами.

Склад, будова та робота виробу.

Механізми складаються з наступних основних вузлів: редуктора, електроприводу, блоку сигналізації положення, ручного приводу, пристрою заземлення, фланця і упорів. Принцип роботи механізмів полягає в перетворенні електричного сигналу, що надходить від регулюючого або керуючого пристрою, в обертальний рух вихідного вала.

Режим роботи механізмів - повторно-короткочасний з частими пусками тривалістю включень (ТВ) до 25% і номінальною частотою включень до 630 в годину при навантаженні на вихідному валу в межах від номінальної протидіючої до 0,5 номінального значення супутньої.

Максимальна частота включень - до 1200 в годину при ТВ до 5%.

При реверсуванні інтервал часу між виключенням і включенням на зворотній напрямок повинен бути не менше 50 ms.

Електрична схема механізму наведена на рис. 1.6.

									Арк.
									26
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

САУ і Р ЕБ є відкритою, ремонтпридатною і має гнучку структуру, легко адаптується до зміни технологічної схеми процесу, забезпечує конфігурація нових схем регулювання та програмно-логічного управління. Структурна схема САУ і Р ЕБ приведена на кресленні СУз-61С. 151. 03 С1. Структурна схема Fanuc серії Rx7i приведена на кресленні СУз-61С. 151. 03.С1.

1.5.1 Призначення системи

Система автоматичного управління і регулювання енергоблоку забезпечує виконання таких функцій:

- 1) автоматичне і оперативне (дистанційне) управління пуском, зупинкою, виведенням ЕБ на заданий режим роботи і підтриманням заданого режиму;
- 2) синхронізацію роботи ЕБ з основною енергосистемою;
- 3) управління збудженням генератора ЕБ;
- 4) регулювання частотою обертання турбіни;
- 5) підтримання частоти генератора із заданою точністю на автономному режимі роботи ЕБ;
- 6) дистанційне керування виконавчими механізмами на працюючому або непрацюючому ЕБ;
- 7) безперервний контроль технологічних параметрів, в т.ч. вимір і подання на екрані ПЕОМ значень зазначених параметрів в одиницях фізичних величин із зазначенням знака параметра;
- 8) мультівіконне представлення на екрані ПЕОМ мнемосхем із зазначенням вимірюваних параметрів в місцях контролю і положення виконавчих механізмів;
- 9) автоматичне виявлення, відображення на щиті управління (екрані ПЕОМ) з включенням звукової сигналізації:
 - відхилень технологічних параметрів від встановлених меж,
 - невиконання команд управління,
 - відхилень в роботі САУ і Р.
- 10) автоматичний (періодичний або постійний) контроль справності блоків і модулів САУ і Р, в т.ч. приладів, що мають вбудований контроль, а також постійний контроль ліній зв'язку датчиків і виконавчих механізмів, що забезпечують захист і зупинку ЕБ, автоматичний контроль виконання команд управління і регулювання, які формуються САУ і Р;
- 11) запам'ятовування сигналів, що викликали аварійну зупинку, а також значень основних технологічних параметрів агрегату, положення виконавчих механізмів до і при спрацьовуванні захисту з можливістю ретроспективного аналізу стану ГТУ до початку аварії і після аварії;
- 12) формування інформаційних потоків для обміну даними та взаємодії з АСУТП електростанції по протоколу ProfiBus DP і фізичних каналах.
- 13) інформаційний обмін з автоматизованою системою пожежної сигналізації, контролю

									Арк.
									28
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

загазованості та пожежогасіння (АСПС, КЗ і ПТ), виконаної на базі пожежного контролера SPARK, по фізичних каналах зв'язку.

Програмно-технічні засоби (ПТЗ) САУ і Р енергоблоку розміщуються в трьох щитах регулювання розмірами 2200x800x600 двостороннього обслуговування зі ступенем захисту IP54 і вбудованими системами вентиляції і підігріву. Зазначені щити встановлені в машзалі електростанції поруч з силовим блоком. Для оперативного управління і контролю на двері щита регулювання №1 встановлена сенсорна панель 15 дюймів, на якій відображаються технологічні параметри енергоблоку.

У операторній електростанції розміщуються пульти управління енергоблоками на базі ПЕОМ та централізована система збору та зберігання даних на базі дубльованих серверів. Зв'язок ПЕОМ і серверів з контролерами енергоблоків здійснюється по протоколу Industrial Ethernet с використанням оптоволоконних каналів зв'язку.

В САУ і Р ЕБ застосовані наступні програмні продукти:

Proficy™ Machine Edition 5.6 - пакет для програмування ПЛК GE Fanuc і сенсорних панелей.

SIMPLICITY Plant Edition 6.1 - пакет для здійснення супервізорного контролю і управління технологічними процесами.

Proficy™ Historian 3.1 - пакет для здійснення архівування технологічних даних.

Для розподілу живлення 380/220В, 50Гц і управління електропривідними виконавчими механізмами ЕБ використовується НКУ0,4кВ, виконане на базі модульно-коміркових шаф Prisma Plus LV MCC Schneider Electric.

У ПКУ ЕБ застосовані інтелектуальні пуско-захисні пристрої TeSys U, які забезпечують:

- місцеве (з панелі ПКУ) і автоматичне (від САУ ЕБ) управління електромеханізмами;
- захист від струмового перевантаження;
- захист від неповнофазної роботи;
- контроль опору ізоляції;
- індикацію роботи електромеханізмів;
- передачу в САУ ЕБ по протоколу Modbus інформації про становище комутуючої апаратури, спрацьовуванні розцеплювачів.

Щити ПКУ ЕБ мають ступінь захисту IP54, вбудовані системи вентиляції та підігріву і розміщуються в приміщенні машзалу електростанції поруч з щитами регулювання САУ і Р ЕБ.

У складі щитів ПКУ передбачено джерело гарантованого живлення 220В постійного струму потужністю 3 кВт для резервного електроживлення САУ і Р ЕБ.

									Арк.
									29
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

1.5.2 Склад і структура САУ і Р ГТЕС

Система управління має дворівневу структуру (СУз-61С. 151. 03 С1):

-нижній рівень (контролери та станції вводу/виводу), що забезпечує оперативний контроль і управління установками та обладнанням допоміжних систем, автоматичне регулювання основних технологічних параметрів;

-верхній рівень (людино-машинний інтерфейс), що забезпечує обробку технологічної інформації, її оперативне подання, формування архівів аварійних зупинок, архівів вимірюваних значень і станів технологічних параметрів виконавчих механізмів.

Нижній рівень САУ і Р побудований на базі програмно-технічних засобів GE Fanuc. На ГТЕС Талаканського родовища ВАТ «Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» вперше були застосовані ПЛК та станції введення/виведення нового покоління PacSystem Rx7i і PacSystem Rx3i. Структурна схема САУ і Р ЕБ приведена на рис. 1.7.

**Локальна панель
QuickPanel CE**

**Резервовані контролери
PACSystem Rx7i**

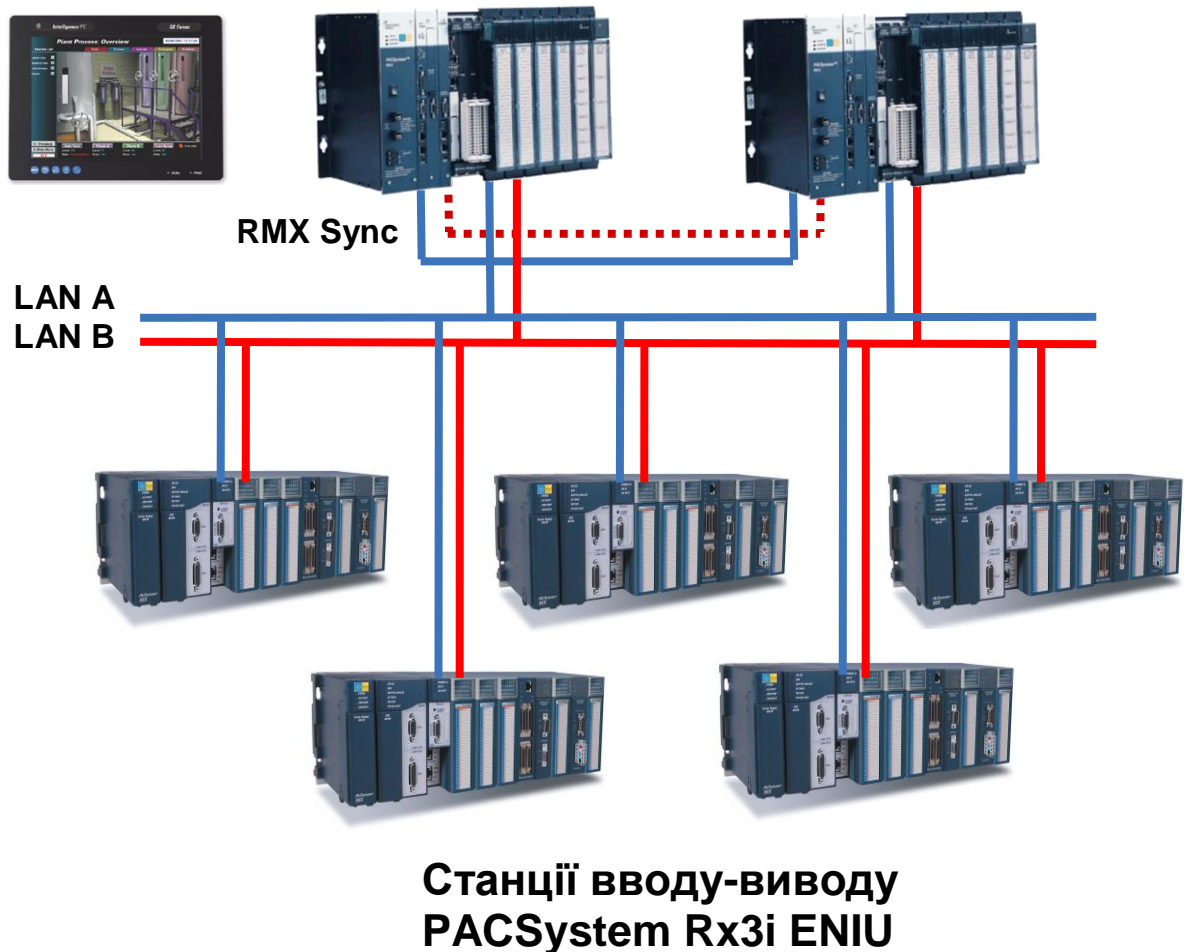


Рисунок 1.7 - Структура САУ і Р ЕБ

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата					30
СУз-61С 151.03 ПЗ									

Ключовим моментом в даній системі управління є резервування центрального процесора, оскільки від його працездатності залежать всі ланки автоматизації техпроцесу. Резервування забезпечується двома однаковими по конфігурації наборами шасі, як показано на рис.1.7. Причому кожне шасі має свій центральний процесор і відповідний спеціалізований модуль IC698RMX016 відповідає за резервування. Він на апаратному рівні контролює роботу процесора і обмінюється інформацією про стан сусіднього контролера. Обидва модулі пов'язані між собою оптоволоконним зв'язком, по якому йде синхронізація даних двох пристроїв.

Резервний контролер завжди знаходиться в гарячому резерві. При відмові основного контролера або шасі в роботу включається резервний контролер і керує техпроцесом. Резервний контролер стає основним. При цьому забезпечується безударне перемикання і не змінюється стан виходів в момент перемикання.

Зв'язок між станціями введення-виведення і контролерами здійснюється через мережу Ethernet, що значно збільшує швидкість обміну даними в порівнянні з раніше застосовуваним протоколом Genius. У даній системі управління зарезервовані інтерфейсні модулі Ethernet. Це забезпечує створення двох внутрішніх мереж, за якими центральний процесорний пристрій обмінюється з периферійними пристроями введення/виводу. В даному випадку такими пристроями є шасі RX3i.

У шафах автоматики в безпосередній близькості від агрегату встановлені сенсорні панелі управління QuickPanel Control (рис. 1.8). QuickPanel Control поєднує гнучке інтегроване управління з візуалізацією на єдиній апаратній платформі, яка забезпечує більшу функціональність.

Панелі дозволяють обслуговуючому персоналу стежити за технологічним процесом і керувати виконавчими механізмами на режимі «Резерв», перебуваючи безпосередньо біля агрегату. Панелі крім налагоджувальної функції виконують функцію резервування обміну з контролером. Вони пов'язані з PacSystem RX7i через мережу Ethernet. Даний зв'язок (QuickPanel Control ↔ PacSystem RX7i) також зарезервований.

Структура верхнього рівня системи управління заснована на архітектурі клієнт-сервер і включає в себе резервовані сервера і два операторських пульта управління (клієнти) (рис. 1.9). Сервери відповідають за збір і поширення даних. Клієнти по мережі Ethernet з'єднуються з серверами і мають повний доступ до даних для їх перегляду і видачі керуючих команд. Сервера і клієнти - це персональні комп'ютери на базі операційної системи Windows XP. Сервера виконані в промисловому виконанні і встановлюються в окремому приміщенні. Застосування резервованих серверів забезпечує безперебійну роботу задач верхнього рівня.

									Арк.
									31
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				



Рисунок 1.8 - Резервований ПЛК



Рисунок 1.9 - Сенсорна панель

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		32

Всі операторські станції мають рівноправні можливості по відображенню і оперативному управлінню технологічним процесом, звукового супроводу сигналізації, перегляду поточних і архівних трендів і журналів подій.

Зв'язок серверів з контролерами PacSystem RX7i здійснюється через оптичне кільце. Використання оптоволоконної мережі має ряд переваг: пропускна здатність оптичного каналу на порядки вище, ніж у інформаційних ліній на основі мідного кабелю, що важливо, з огляду на обсяги інформації, що передається та одержується серверами (понад 1200 аналогових і дискретних каналів по одному ЕБ); оптоволокну несприйнятливим до електромагнітних полів; оптичні мережі здатні передавати сигнал на великі відстані з меншими втратами, що теж важливо, враховуючи відстань від операторної до машзалів. Застосування топології «кільце» при побудові оптоволоконної мережі також забезпечує резервування зв'язку серверів з контролерами.

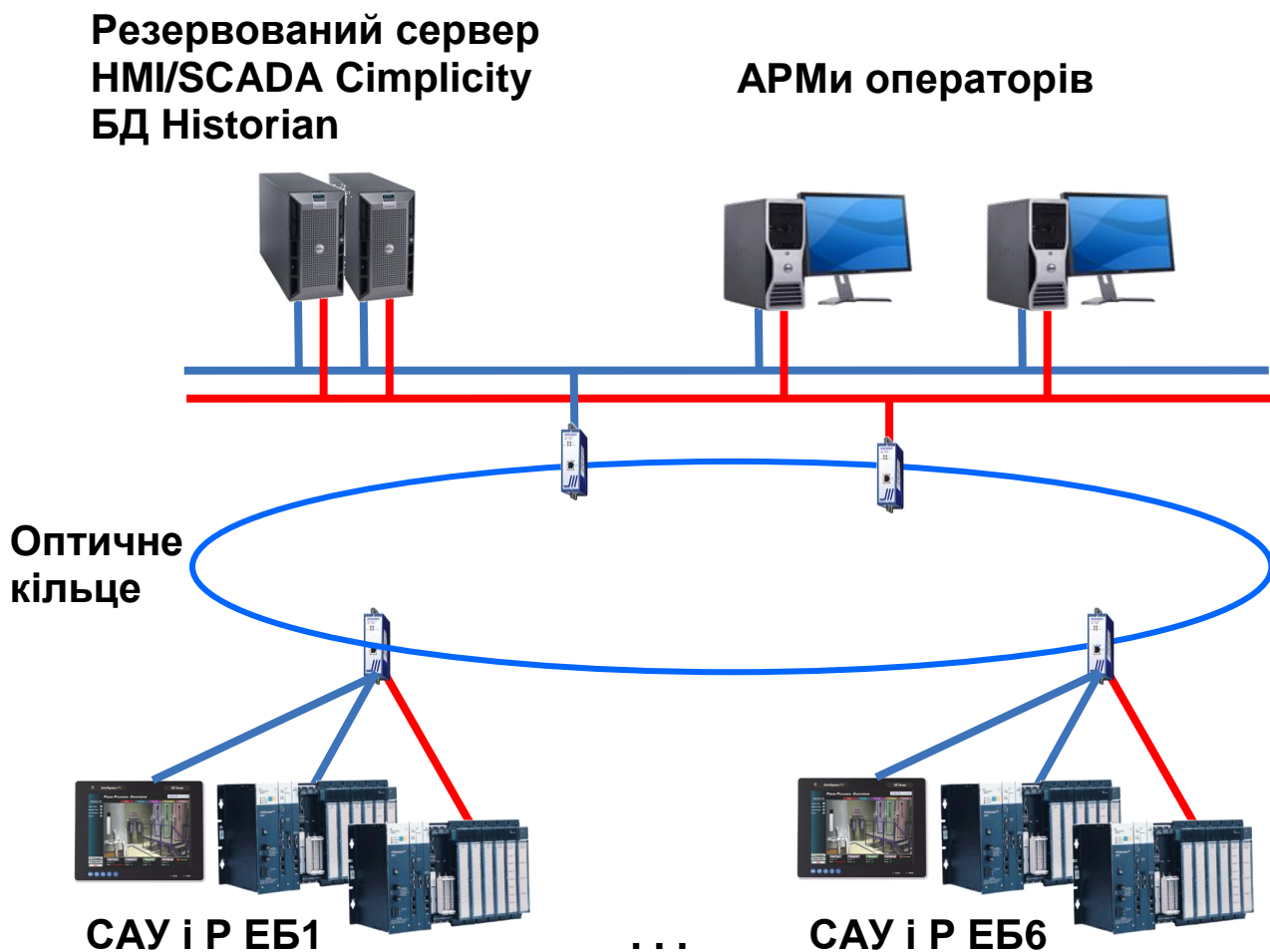


Рисунок 1.10 - Структура верхнього рівня

1.6 Завдання контролю і діагностики системи автоматичного управління і регулювання ГТЕС

Для вирішення завдань діагностики застосовуються пристрої дистанційного введення / виведення, які призначені для прийому і формування аналогових і дискретних сигналів. Ці пристрої можуть бути встановлені на віддаленій відстані від агрегатного контролера (СУЗ-61С. 151. 03 С1). Апаратно вони включають в себе:

- RSL - профібас слейв контролер, призначений для опитування пристроїв зв'язку з об'єктом RFTA-8, до яких він механічно підключений, і передачі інформації по каналу ProfiBus модулю RIOM;
- RFTA-8 - дистанційний пристрій зв'язку з об'єктом, призначений для підключення дискретних і аналогових сигналів і команд управління;
- RCM-1-xxx - вторинні перетворювачі аналогових сигналів, призначені для нормалізації, гальванічного поділу і цифрового перетворення аналогових сигналів, встановлюються на RFTA-8;
- RCM-2-xxx - вторинні перетворювачі дискретних сигналів, призначені для нормалізації і гальванічного поділу вхідних і гальванічного поділу і посилення вихідних дискретних сигналів, встановлюються на RFTA-8;
- RPS - джерело живлення RFTA.

Вторинні аналогові перетворювачі призначені для прийому сигналів (СУЗ-61С. 151. 03 СБ):

- від датчиків температури: термоперетворювачів опору (ТС) і термоелектричних перетворювачів (ТП);
- від перетворювачів температури, вібрації, пожежі, загазованості, тиску і перепаду тиску з вихідними уніфікованими сигналами (0-5В, 1-5В і 4-20мА).

В якості вторинних аналогових перетворювачів використовуються перетворювачі серії RCM-1, що характеризуються:

- наявністю гальванічного поділу вхідних кіл, вихідних кіл і кіл живлення;
- зручним підключенням до пристроїв зв'язку з об'єктом (RFTA-8) за допомогою бічних фіксаторів і можливістю заміни перетворювача без відключення об'єктових датчиків і електроживлення;
- діагностикою несправності перетворювача.

Вибір типу перетворювача Rcm-1-xxx здійснюється за конкретними даними первинного перетворювача (датчика) з урахуванням номінальної статичної характеристики первинного перетворювача і шкали вимірювання.

Конструктивно вторинні аналогові перетворювачі виконані у вигляді паралелепіпеда

									Арк.
									34
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУЗ-61С 151.03 ПЗ				

розміром 58x25x69 мм (двоканальний, на два місця) або 58x13x69 (двоканальний, на одне місце), мають роз'ємне з'єднання і спеціальні фіксатори для установки на пристрій зв'язку з об'єктом. Підключення вхідних ліній зв'язку здійснюється через гвинтові клемні з'єднання пристроїв зв'язку з об'єктом.

При необхідності організації іскробезпечних вхідних кіл вторинних перетворювачів, між лініями зв'язку та входом перетворювача встановлюється бар'єр іскробезпеки.

Також для завдань діагностики застосовуються пристрої місцевого введення / виведення, які призначені для прийому і формування аналогових і дискретних сигналів, необхідних для вирішення швидких завдань регулювання і захисту. Пристрої місцевого введення / виведення включають в себе:

- SFTA-01- для підключення частотних (до 6) і дискретних вхідних (до 6) і вихідних (до 6) сигналів до GTCC (нормуючі перетворювачі на даному типі FTA не встановлюються);
- FTA-43 - для підключення, живлення, нормалізації і гальванічного поділу 16-ти аналогових вхідних струмів сигналів і / або сигналів напруги, сигналів від термометрів опору і термопар, а також 2-х аналогових вихідних струмів сигналів;
- FTA-52 - для підключення, живлення, нормалізації і гальванічного поділу 19 дискретних вхідних сигналів типу «сухий контакт» і / або напруги змінного і постійного струму;
- FTA-62 - 18 дискретних виходів для включення в колі постійного струму напругою 27В і 220В, а також сигналів змінного струму напругою 220В.

Вторинні аналогові перетворювачі призначені для прийому сигналів:

- від датчиків температури: термоперетворювачів опору (ТС) і термоелектричних перетворювачів (ТП);
- від перетворювачів температури, вібрації, пожежі, загазованості, тиску і перепаду тиску з вихідними уніфікованими сигналами (0-5 В, 1-5 В і 4-20 мА).

В якості вторинних аналогових перетворювачів використовуються перетворювачі серії СМ-1-xxx, що характеризуються:

- наявністю гальванічного поділу вхідних кіл, вихідних кіл і кіл живлення;
- зручним підключенням до пристроїв зв'язку з об'єктом (FTA) за допомогою одного гвинта і можливістю заміни перетворювача без відключення об'єктових датчиків і електроживлення;
- діагностикою несправності перетворювача.

Функції контролю та автоматичного управління реалізує програмний модуль логічного управління LC. Всі команди режимів роботи, що надходять в модуль, задаються оператором через станцію контролю та управління. При аварійній зупинці виконує:

- формування команди на АТ при спрацьовуванні аварійних захистів або по команді оператора;
- запам'ятовування першопричини і подій АТ;
- включення алгоритмів зупинки двигуна;

									Арк.
									35
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

- перестановка кранової обв'язки;
- вимкнення насосів масла змащування і ущільнення.

При нормальній роботі:

- безперервний контроль технологічних параметрів і стану агрегатного устаткування з видачею повної інформації на станцію контролю і управління;
- автоматичне виявлення відхилень технологічних параметрів від встановлених значень;
- контроль виконання команд управління;
- контроль справності кіл аналогових і дискретних датчиків і соленоїдів виконавчих механізмів, що беруть участь в аварійній зупинці агрегату.

					СУЗ-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		36

2 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ ГАЗОТУРБІННОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

2.1 Алгоритм проектування мікропроцесорних засобів управління

В сучасних умовах з'являються все більш швидкодіючі і з великими об'ємами пам'яті засоби мікропроцесорного управління і контролю. Тому такі питання, як помилки через дискретного квантування, вибір більш простого алгоритму для реалізації і подібного роду завдання, пов'язані з обмеженням можливості керуючої техніки слід вважати вже пройденими.

На сьогоднішній день увагу при розробці систем треба приділяти підвищенню надійності і поліпшенню якості управління. Це досягається урахуванням всіх можливих відхилень від нормального перебігу процесів, застосуванням більш складних алгоритмів керування.

Для цієї мети треба враховувати науково-технічні розробки, як сучасні так і минулих років, які не знаходили застосування через відсутність належного забезпечення засобів управління. Серед основних завдань тут потрібно відзначити наступне:

- оптимальне управління технологічним процесом для максимально можливої його ефективності;
- застосування принципів і методів адаптивного управління;
- накопичення і облік позитивного досвіду експлуатації газоперекачувального агрегату і подібних технологічних агрегатів;
- постійне вдосконалення систем контролю і захисту для підвищення надійності експлуатації та безпеки технологічних агрегатів, узгодження спільної роботи окремих частин агрегату для цілей енерго- і ресурсозбереження;
- неодноразова модернізація систем управління і захисту технологічного агрегату при появі нових, більш досконалих засобів управління, контролю і діагностики;
- застосування та підвищення ролі систем діагностики технологічного обладнання для своєчасного виявлення зношених і інших частин обладнання, які погіршили свої технологічні показники;
- оснащення технологічних агрегатів сучасними система інформаційного забезпечення та модернізації цих систем.

Всі ці заходи по вдосконаленню технологічних процесів вимагають управління великою кількістю інформації, переробки та зберігання великої бази даних.

Для цього найкраще підходить ієрархічний багаторівневий принцип побудови інформаційно керуючих систем.

При проектуванні МПП і МПС у багатьох випадках використовують блочно - ієрархічний

									Арк.
									37
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

підхід, уявлення про систему, що проектується, розділяється на ієрархічні рівні. На високому рівні використовується менш деталізоване уявлення, що зображує тільки основні показники і особливості спроектованої системи. На інших рівнях ступінь деталізації зростає. При цьому МПС розглядається як сукупність окремих блоків. На кожному рівні формулюються і вирішуються завдання заданої складності, які сприймаються за допомогою способів проектування. Розподіл на блоки має бути таким, щоб документація на кожний окремий блок була зрозуміла для одного проектанта. Тобто, блочно - ієрархічний підхід дає можливість розподіляти складні завдання проектування МПС великої розмірності на групи завдань маленької розмірності, при цьому в середині групи різні завдання можуть вирішуватися паралельно.

Отже проектування приладів і систем відображається в розділах схем на структурні, функціональні, принципіві.

Умовно можна виділити в модельованій схемі проектування горизонтальні і вертикальні рівні. Вертикальні рівні називаються аспектами. Розрізняють такі аспекти проектування МПП і МПС: функціональний, алгоритмічний, конструкторський і технологічний.

Функціональний аспект складається з трьох горизонтальних рівнів (2-го, 3-го, 4-го): системного (структурного), функціонально-логічного і схемотехнічного-компонентного. На системному рівні проектують структурну схему МПП або МПС, на функціональному-логічному - функціональні і принципіві схеми МПП або всіх приладів, що входять до МПС.

Методологічно процес проектування МПП на структурному і функціональному етапах може здійснюватися за допомогою двох основних методів: порівняльного аналізу і синтезу. При використанні методу порівняльного аналізу вибір структурної (функціональної) схеми і алгоритму (програми) роботи МПП зводиться до зіставлення характеристик ряду евристично обраних альтернативних варіантів побудови приладу.

При реалізації методу порівняльного аналізу вирішуються такі основні завдання:

- формування набору конкуруючих варіантів структурних (функціональних) схем МПП;
- вибір для кожної структурної (функціональної) схеми способів реалізації алгоритму (програми) роботи мікропроцесорної частини;
 - звуження розглянутої безлічі схем і програм шляхом прикидочного порівняльного аналізу;
 - поетапне визначення всієї сукупності значень необхідних параметрів якості для кожного з варіантів, що залишилися МПП, їх детальний порівняльний аналіз і відбраковування варіантів, які не адовольняють технічним завданням;
 - прийняття остаточного рішення про вибір найбільш раціональної структурної (функціональної) схеми і алгоритму (програми) мікропроцесорної частини відповідно до технічного завдання.

При використанні методу синтезу здійснюється цілеспрямоване формування оптимальної

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

структурної (функціональної) схеми і алгоритму (програми) МПП безпосередньо в процесі проектування. Головна відмінність цього методу від методу порівняльного аналізу полягає у відсутності евристичних операцій в процесі проектування, тобто вибір оптимального варіанта побудови приладу здійснюється шляхом реалізації цілеспрямованого алгоритму пошуку, жорстко пов'язаного з формальною постановкою завдання проектування у вигляді формул. Математичну основу алгоритмів синтезу становлять методи теорії дослідження операцій.

В процесі проектування, як методом порівняльного аналізу, так і методом синтезу важлива роль відводиться алгоритмам аналізу основних характеристик МПП. Чисельні значення характеристик можуть визначатися:

- методом фізичного моделювання, тобто шляхом виготовлення та випробування макета кожного з альтернативних варіантів реалізації приладу. Цей метод практично непридатний для визначення характеристик, так як в ряді випадків не дозволяє отримати потрібну інформацію (справа в тому, що точність і швидкодія макета залежать від якості його виготовлення, конкретного підбору ВІС, а отже, по одному макету можна скласти уявлення про можливі точності і швидкодії серійного приладу) і, крім того, надзвичайно трудомісткий і дорогий;
- аналітичним методом. Цей метод доцільно застосовувати для суто приблизних попередніх оцінок, так як він припускає істотне спрощення вихідних нелінійних диференціальних і інтегральних рівнянь, що описують процеси в МПП. Зокрема, аналітичні методи можуть дати позитивний ефект при розрахунках на стадії прикидочного порівняльного аналізу;
- методом моделювання на ЕОМ, який забезпечує обчислення основних характеристик структурних (функціональних) схем МПП. Використання методу моделювання забезпечує можливість автоматизації процесу проектування.

Використання методу синтезу при проектуванні МПП дає бажаний ефект у разі, коли задача проектування може бути жорстко формалізована і зведена до графової. Однак через велику кількість варіантів при виборі структурної і функціональної схем МПП, наявності розвиненої програмної частини, а також широких можливостей використання патентно-чистих рішень в процесі розробки приладу, які апріорно не можуть бути закладені в алгоритми синтезу, видається, що застосування методу синтезу на сьогоднішній день є лише дуже привабливою перспективою. Найбільш реально в даний час всі практичні розробки виконувати на базі методу порівняльного аналізу із залученням методів структурної і параметричної оптимізації.

З урахуванням сказаного розглянемо алгоритм проектування аналого-цифрових приладів методом порівняльного аналізу більш докладно.

Як зазначалося вище, проектування МПП ведеться на основі технічного завдання, в якому детально обговорюється призначення приладу (його цільова функція - F), перелік розв'язуваних ним завдань і регламентуються вимоги за всіма його приватним і узагальненим

									Арк.
									39
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

характеристикам. Відповідно до технічного завдання на початковій стадії проектування вибирають алгоритм функціонування приладу $F = F(3_i)$ як послідовність реалізації процесу вирішення всіх необхідних завдань. Пошук найкращого для даного завдання алгоритму роботи приладу є творчим процесом і виконується людиною.

Виходячи із прийнятого алгоритму функціонування приладу і враховуючи, що вся множина варіантів реалізації структур може бути розбита на дві підмножини (підмножина структур приладів на ІС з жорстко закріпленими функціями, підмножина структур приладів, що будуються з використанням мікропроцесорних комплектів), здійснюють вибір складу основних блоків приладу і формують набір альтернативних варіантів структурних схем. Для кожної зі структур розробляють можливі алгоритми роботи мікропроцесорної частини. В процесі вибору структурних схем і алгоритмів роботи МП аналізують можливі варіанти розподілу функцій між апаратними та програмними. Кожен варіант структури передбачає наявність не тільки певної конфігурації зв'язків між блоками, а й певного алгоритму роботи мікропроцесорної частини (для приладів на базі МП).

Далі здійснюється аналіз характеристик всіх відібраних варіантів структур і вибір найбільш підходящої для виданого технічного завдання структури. Слід зазначити, що на цьому етапі можуть аналізуватися не всі характеристики приладів, які задані в технічному завданні, а лише основні, які чинять найбільш сильний вплив на вибір структурної схеми і способу розподілу функцій між апаратними програмними засобами в складі приладу.

Після вибору найбільш раціонального варіанта структури виконується структурна і параметрична оптимізація прийнятої схеми приладу. За результатами оптимізації можливі додаткові ітерації на етапі структурного проектування, пов'язані з переглядом окремих рішень. Після закінчення процесу оптимізації вибирається одна зі структур, яка підлягає подальшій деталізації на етапі функціонального проектування.

Вихідним документом на етапі функціонального проектування є технічний опис прийнятої структурної схеми приладу і алгоритму роботи його мікропроцесорної частини. На початковій стадії цього етапу конкретизується структура на обраному наборі функціонально закінчених вузлів. Таким набором, зокрема, може служити сукупність ВІС. Тут же вибирається тип мікропроцесора, його розрядність і склад мікропроцесорного комплекту. Далі для прийнятого алгоритму роботи мікропроцесорної частини розробляються можливі варіанти реалізації програми. В результаті формується множина, що представляє собою повну комбінацію можливих варіантів функціональних схем і програм МП.

Для кожного варіанту здійснюється дослідження всього комплексу характеристик, визначеного в технічному завданні, і вибір найбільш підходящого стосовно до завдання варіанту.

Далі виконується оптимізація функціональної схеми приладу і його окремих параметрів

									Арк.
									40
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУЗ-61С 151.03 ПЗ				

якості, після чого приймається остаточне рішення про вибір функціональної схеми. На цьому етапі так само, як і на етапі структурного проектування, за результатами оптимізації можливі додаткові ітерації всередині функціонального етапу, а також повернення на етап структурного проектування для перегляду окремих невірно прийнятих рішень.

Слід зазначити, що при проектуванні простих приладів часто відсутня необхідність в послідовному проходженні по всіх перерахованих вище стадіях процесу проектування, наприклад, можна відразу приступати до розробки функціональної схеми, минаючи структурний етап. Для складних приладів, навпаки, може бути використано кілька рівнів подання в залежності від ступеня конкретизації блоків, вузлів, елементів. При цьому аж ніяк не обов'язково проводити детальний порівняльний аналіз на кожному з прийнятих рівнів розгляду. Деякі рівні доцільно використовувати просто як проміжні для впорядкування процесу формування альтернативних варіантів моделювання.

2.2 Програмна реалізація САУ і Р ГТЕС

Розроблене програмне забезпечення для САУ і Р ГТЕС можна розділити на наступні компоненти:

1. Проект нижнього рівня.
2. Проект для сенсорної панелі.
3. Проект верхнього рівня.

Всі перераховані компоненти є програмними продуктами, які окремо розробляються.

2.2.1 Проект нижнього рівня.

Проект нижнього рівня розроблений за допомогою програмного пакета Proficy™ Machine Edition 5.6 (Logic Developer - PLC) (рис. 2.1). Даний пакет використовується для конфігурації системи (резервовані ПЛК PacSystem RX7i і пов'язані з ними системи віддаленого вводу / виводу PacSystem RX3i), розробки прикладного програмного забезпечення логічного управління, вимірювання, формування захистів, сигналізації і т.п. відповідно до технологічних вимог для енергоблоків. Також з його допомогою здійснюється завантаження і вивантаження проекту, моніторинг та налагодження виконання керуючих програм в реальному часі. Програма управління роботою енергоблоку реалізована на мовах релейно-контактної логіки і структурованого тексту. Вона складається з різних підпрограм і має деревоподібну структуру. Архітектура логічної програми, що виконується в ПЛК, наведена на рис. 2.2.

При розробці проекту ставилося завдання неперевиконання циклу роботи контролера 40 мс. Таке обмеження пов'язане з необхідністю перерахунку програмного регулятора палива в межах

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		41

зазначеного часу. ПРТ включається в проект у вигляді імпортованого в бібліотеку Proficy™ Machine Edition 5.6 (Logic Developer - PLC) модуля і взаємодіє з логічною програмою САУ і Р ЕБ, вирішуючи завдання формування циклограм управління двигуном і його захистів по граничних значеннях параметрів

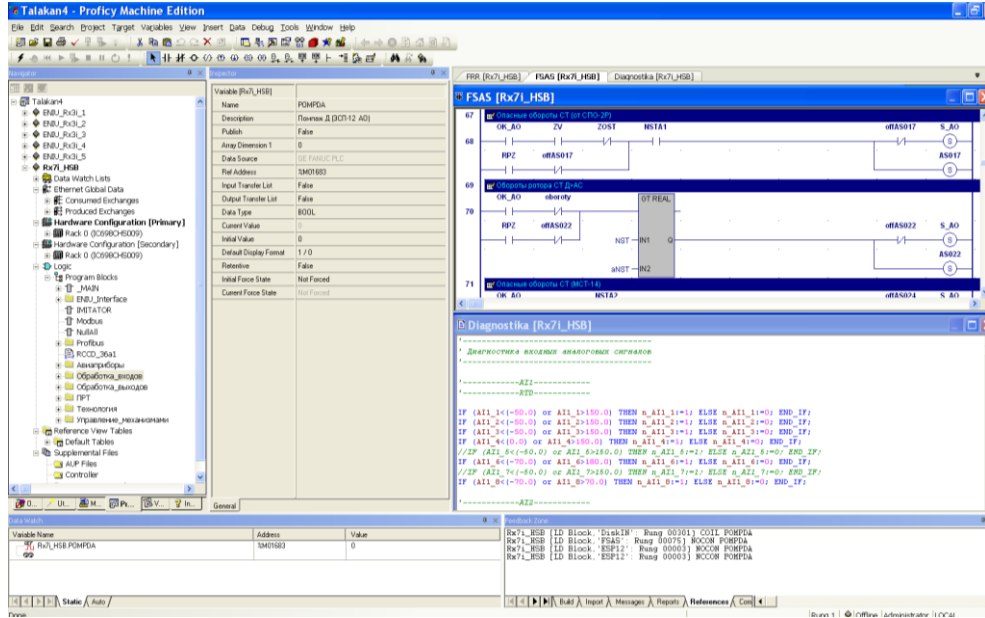


Рисунок 2.1 - Проект нижнього рівня САУ і Р ЕБ



Рисунок 2.2 - Архітектура програми контролера

При використанні резервованих контролерів більшу частину циклу його роботи становить синхронізація даних між основним і резервним контролерами. Тому необхідно даний час звести до мінімуму, що досягається за рахунок оптимізації кількості синхронізованих даних. Налаштування синхронізації здійснюється через властивості процесорної плати IC698CRE020 (рис. 2.3) і полягає в завданні діапазонів різних областей пам'яті контролера як вхідної, так і вихідної інформації. Таким чином, вдалося домогтися циклу роботи контролера 30 мс, що задовольняє як вимогам до перерахунку ПРТ, так і рішенням інших завдань.

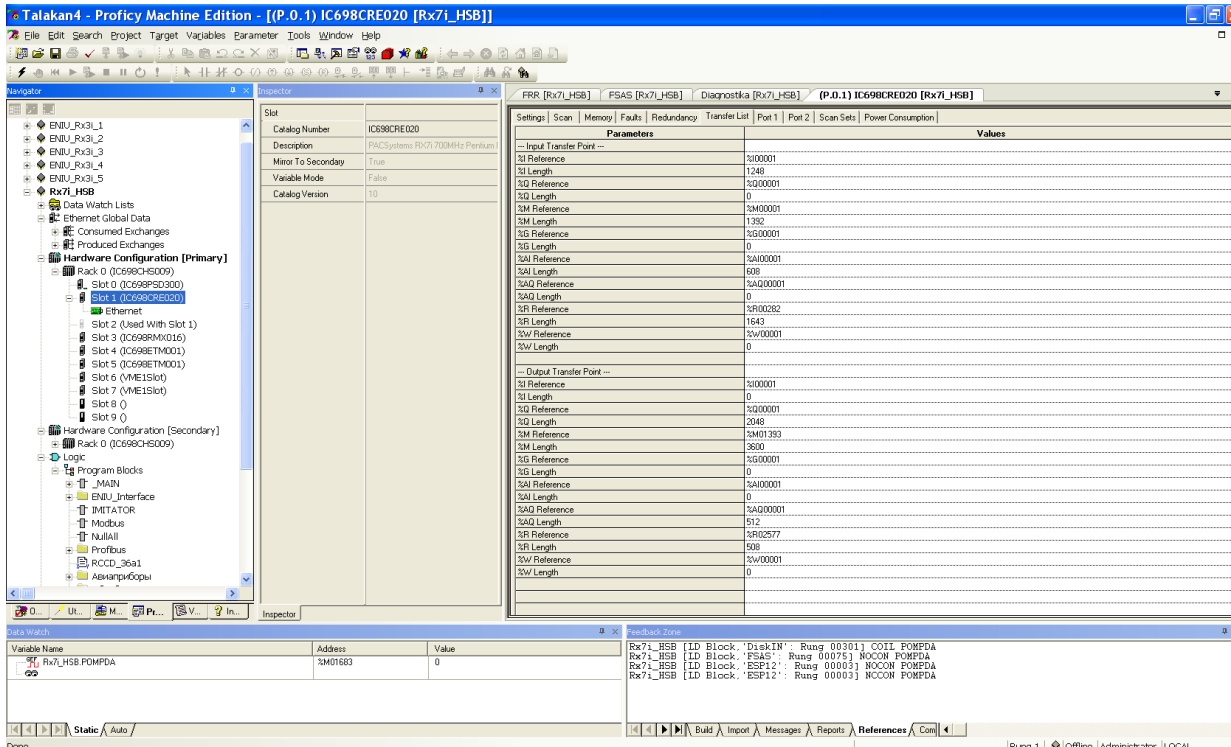


Рисунок 2.3 - Налаштування синхронізації контролерів

Ще одним важливим завданням було здійснення обміну даними з АСУ ТП, розробниками якої є ЗАТ «Метс автоматизація». Зв'язок здійснюється через стандартний промисловий протокол Profibus. З цією метою в ПЛК PacSystem RX7i встановлені спеціальні плати SST-PFB3-VME. Вони встановлюються як в основний, так і в резервний контролери, і АСУ ТП може отримувати інформацію з будь-якого з них, на свій розсуд. Таким чином зв'язок САУ і Р ЕБ і АСУ ТП також зарезервований. Програмна настройка обміну здійснюється засобами ProficyTM Machine Edition 5.6 (Logic Developer - PLC). Для цього в проекті розроблено окремі підпрограми. Розроблене ПЗ дозволяє здійснювати управління ЕБ безпосередньо з пультів управління АСУ ТП. У разі виникнення будь-яких проблем з пультами управління САУ і Р ЕБ це ніяк не позначиться на безперервності режиму функціонування САУ і Р.

2.2.2 Проект для сенсорної панелі

Проект для сенсорної панелі розроблений за допомогою програмного пакета Proficy™ Machine Edition 5.6 (View) (рис. 2.4). З його ж допомогою здійснюється завантаження проекту в панель і його запуск в роботу.

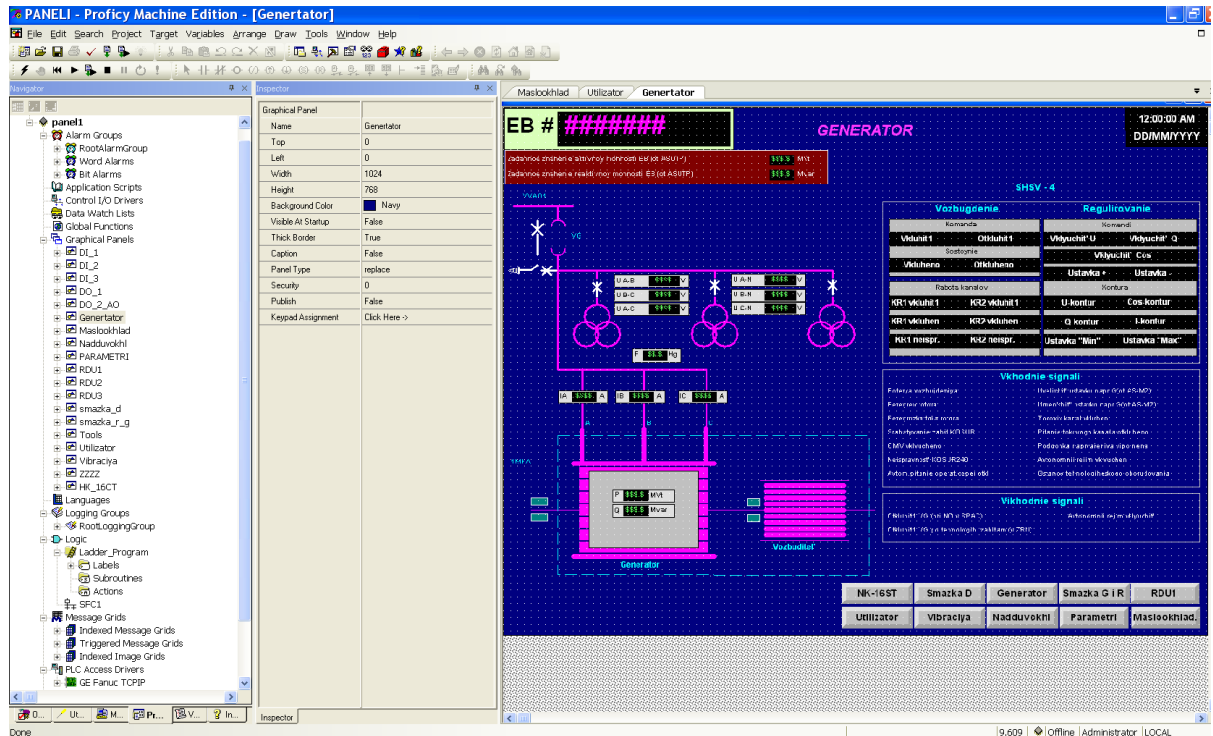


Рисунок 2.4 - Проект для сенсорної панелі

Дані в панель беруться безпосередньо з пам'яті одного з контролерів через мережу Ethernet. У разі виходу з ладу цього ПЛК, панель автоматично перемикається на прийом даних з другого контролера. Аналогічно і з вихідними даними (командами управління). Сама панель являє собою комбінований мікрокомп'ютер з вбудованою операційною системою Microsoft Windows CE, управління яким здійснюється сенсорно.

Застосування сенсорної панелі значно спрощує ведення налагоджувальних робіт, дозволяє відстежувати технологічні параметри, стан виконавчих механізмів, стан входів і виходів САУ і Р, перебуваючи в безпосередній близькості біля агрегату (рис. 2.5). Управління виконавчими механізмами з панелі дозволено тільки на режимі «Резерв».

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата					44



Рисунок 2.5 - Шафи автоматики ЕБ

2.2.3 Проект верхнього рівня

Проект верхнього рівня реалізований на базі SCADA-пакета Cimplicity Plant Edition 6.1 (рис. 2.6). Основні завдання при розробці та налагодженні проекту верхнього рівня - створення ефективного операторського інтерфейсу, настройка резервування серверів, настройка архівування.

Основні функції операторського інтерфейсу:

- запит даних про стан технологічного процесу з контролерів нижнього рівня;
- передача на нижній рівень команд управління по мережі;
- обробка подій, аварій та інших даних процесу в реальному часі;
- надання інформації про поточні значення контрольованих технологічних параметрів на екрані в числовий або графічній формі;
- формування і зберігання архіву інформації.

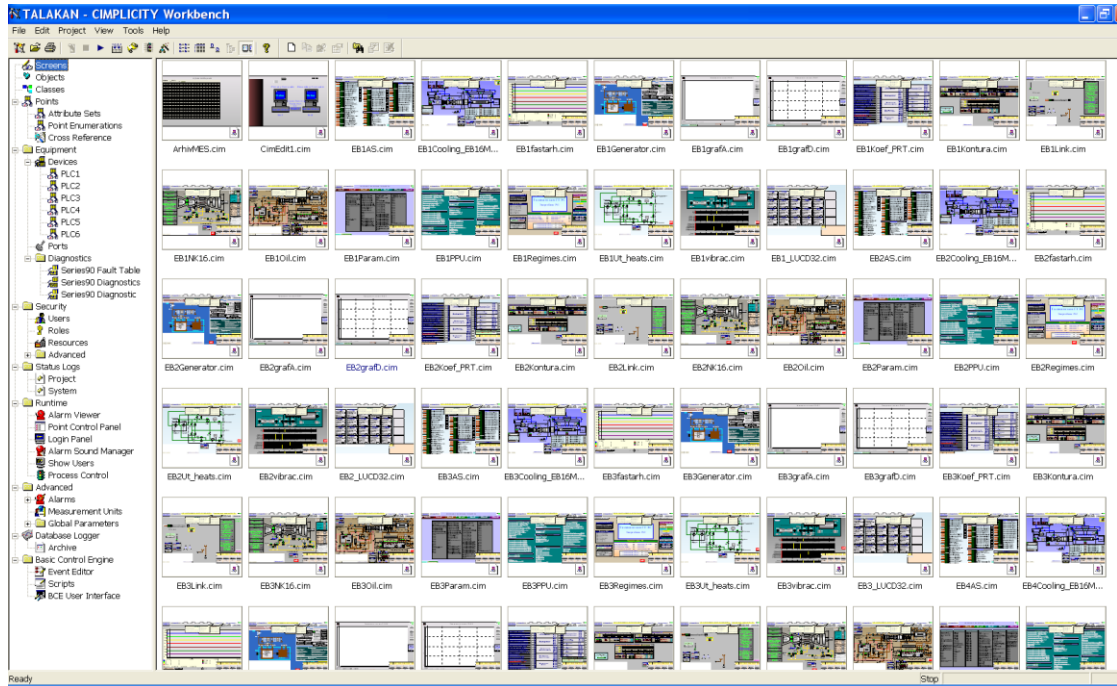


Рисунок 2.6 - Проект верхнього рівня

Технологічні екрани, мнемосхеми технологічного процесу, вікна аварійної та попереджувальної сигналізації, архів повідомлень, тренди забезпечують оператора необхідною інформацією.

Технологічні екрани дозволяють оператору сформуванати необхідну команду для системи, отримати динамічно оновлювану інформацію про стан основного і допоміжного технологічного обладнання установки у вигляді елементів мнемосхем (стан запірної арматури і виконавчих механізмів) і значень параметрів у вигляді цифрових табло і трендів.

Коротка характеристика технологічних мнемосхем:

- 1) Мнемосхема «Зміна режимів» (рис. 2.7) - з неї здійснюється вибір режиму роботи ЕБ, вибір основних механізмів, запуск і зупинка маслосистеми генератора і редуктора, відображається поточне напрацювання ЕБ, стан захистів, заданий АСУ ТП режим роботи ЕБ.
- 2) Мнемосхема «Двигун НК-16СТ» (рис. 2.8) - відображаються параметри по двигуну НК-16СТ, параметри паливного та пускового газу і стан відповідної арматури, також відображаються етапи проходження алгоритмів.

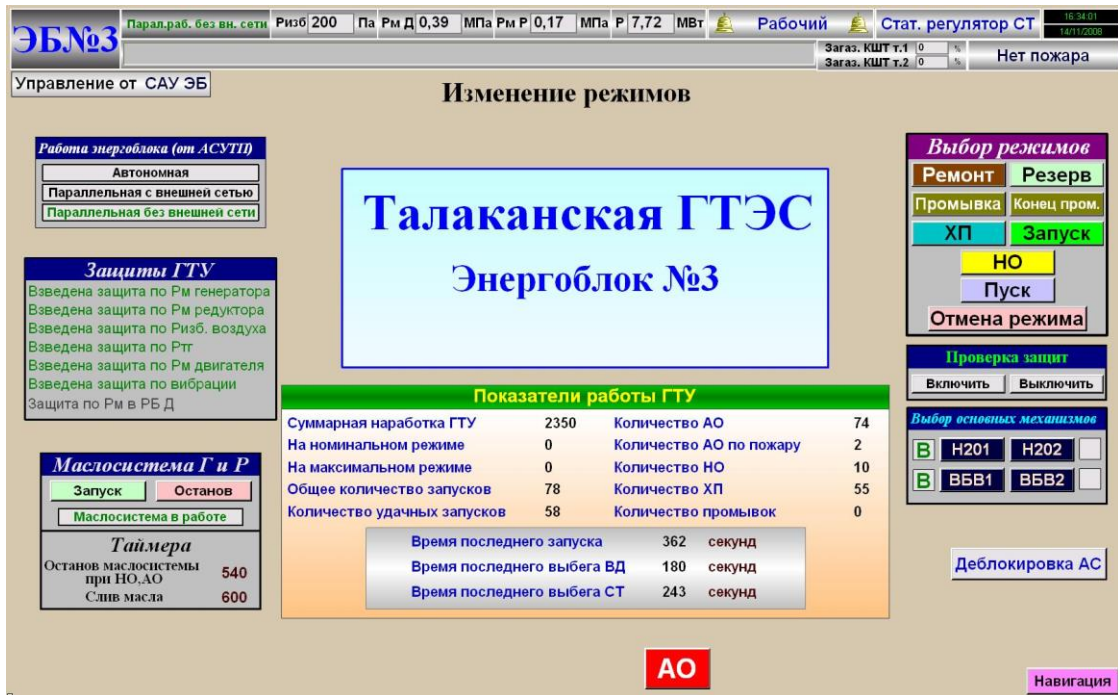


Рисунок 2.7 - Мнемосхема «Зміна режиму»

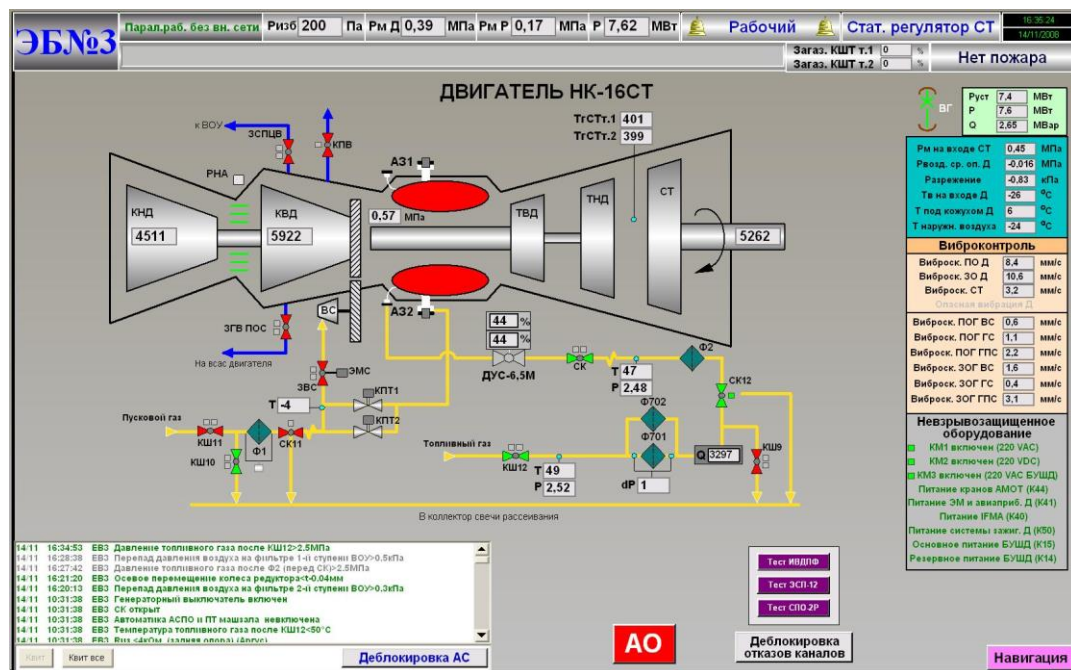


Рисунок 2.8 - Мнемосхема «Двигун НК-16СТ»

3) Мнемосхема «Наддув і охолодження» (рис. 2.9) - відображаються параметри і стан арматури системи наддуву двигуна і системи охолодження генератора.

4) Мнемосхема «Генератор» (рис. 2.10) - відображаються електричні параметри по генератору, параметри системи збурення КОСУР, здійснюється управління системою збудження.

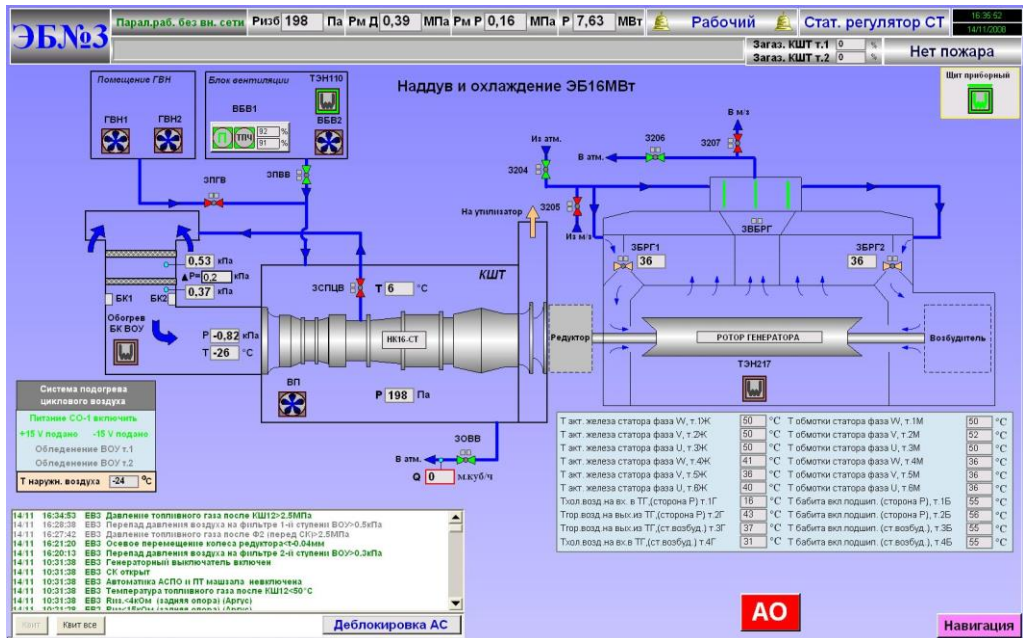


Рисунок 2.9 - Мнемосхема «Надув і охолодження»

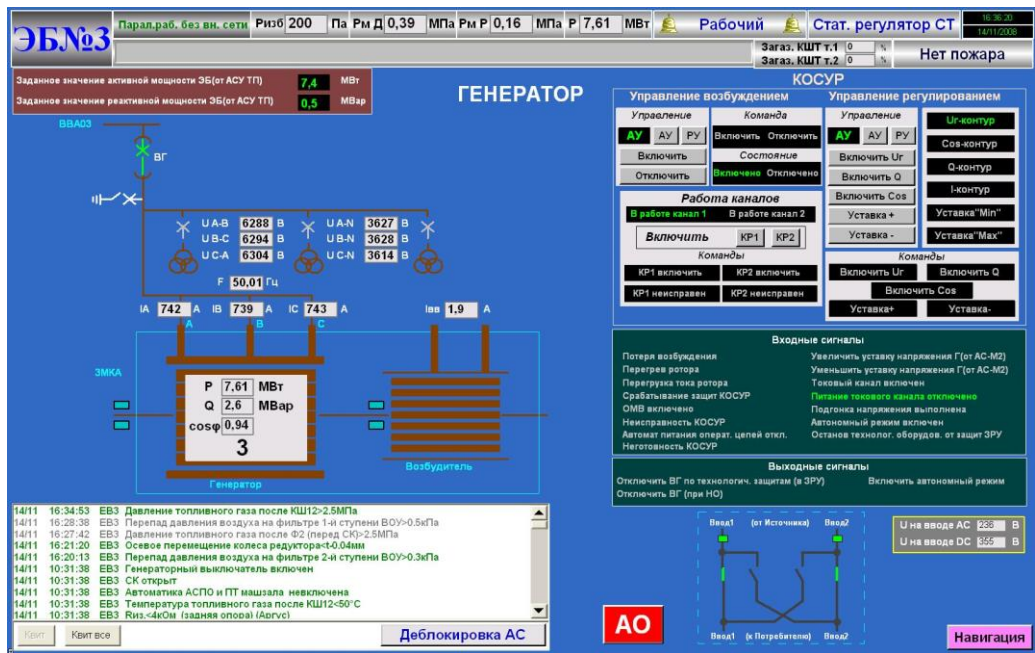


Рисунок 2.10 - Мнемосхема «Генератор»

5) Мнемосхема «Система змащення» (рис. 2.11) - відображаються параметри і стан арматури маслосистеми двигуна, маслосистеми генератора і редуктора, маслоохолоджувачів ЕБ.

6) Мнемосхема «Вібрація» (рис. 2.12) - відображаються параметри вібрації двигуна, редуктора і генератора.

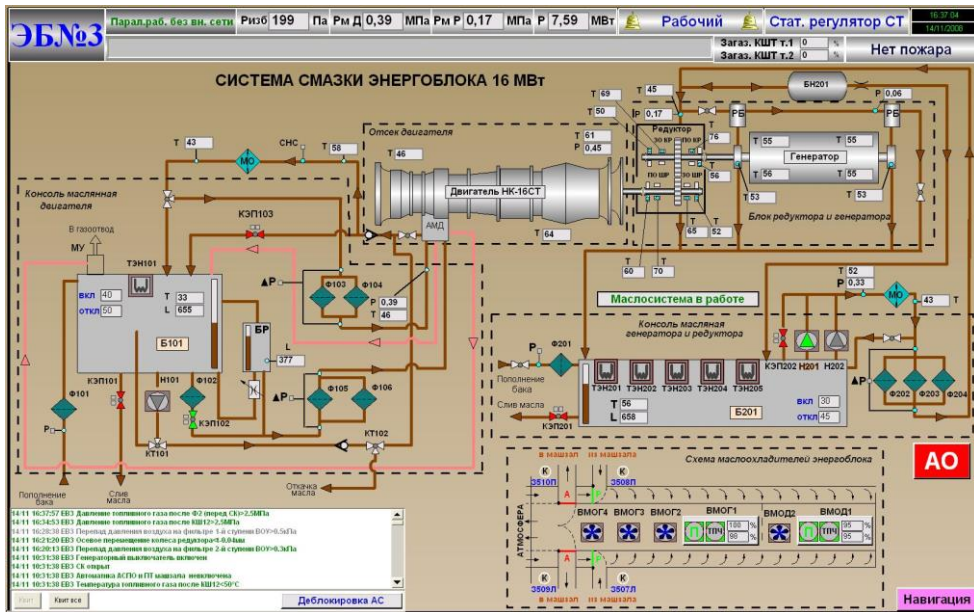


Рисунок 2.11 - Мнемосхема «Система змащення»

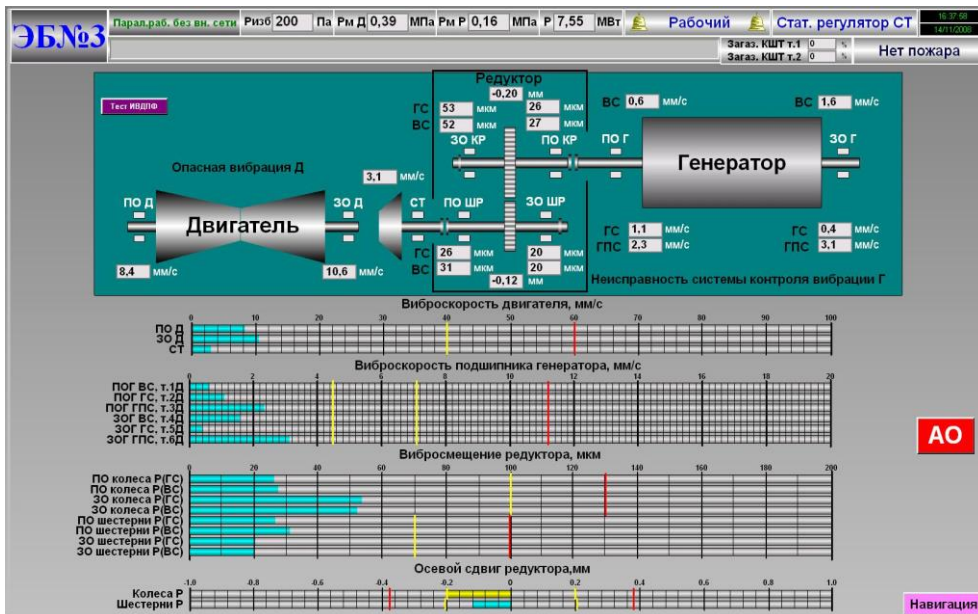


Рисунок 2.12 - Мнемосхема «Вібрація»

Також розроблені системні мнемосхеми, що дозволяють діагностувати мережевий обмін між контролерами PacSystem RX7i і системами введення / виведення PacSystem RX3i (рис. 2.13), контролювати роботу резервованих серверів, налаштування коефіцієнтів ПРТ (рис. 2.14). Для архівування технологічної інформації використовується програмний продукт Proficy Historian 3.1, який являє собою високопродуктивну систему архівування даних, призначену для забезпечення ефективного збору, збереження і вилучення хронологічної інформації на надвисоких швидкостях. Архітектура системи складається з наступних елементів:

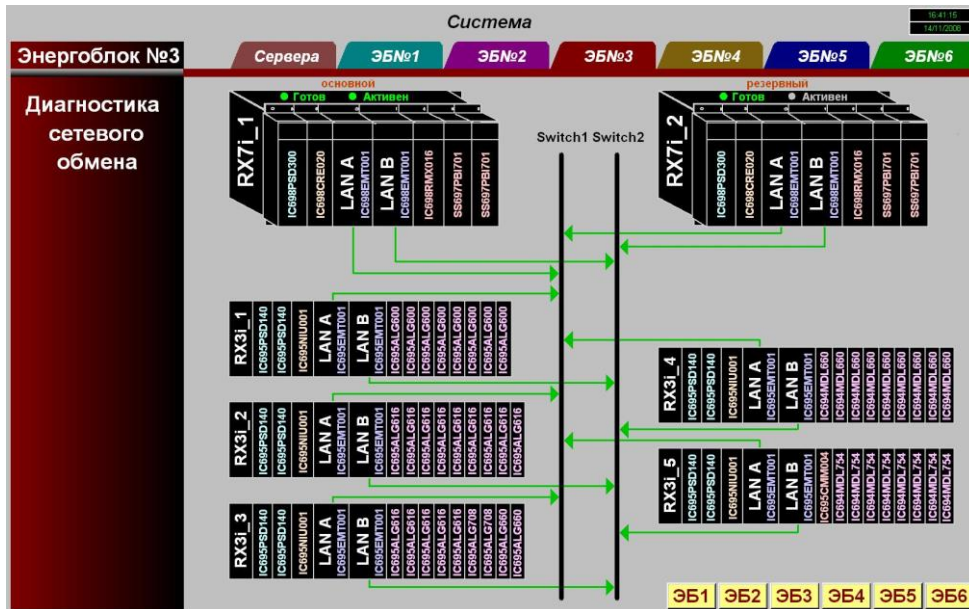


Рисунок 2.13 - Мнемосхема «Система»

ЭБ№3 Парал.раб. без вет. сети Рискб 199 Па Рм Д 0,39 МПа Рх Р 0,16 МПа Р 7,61 МВт Рабочий Стат. регулятор СТ

Заг.аг. КИТ т.1 0 Нет пожара
Заг.аг. КИТ т.2 0

Рабочий массив настроечных коэффициентов ПРТ

№	Наименование	Значение	Единица	Граничные значения	Комментарий
1	Максимальная температура газов (400...900)	620	68	(0...25)	0,0 100
2	Температура газов на впуске (400...900)	560	66	(1...50)	10,0 100
3	Максимальная частота вращения п/т на впуске (2000...4000)	3500	87	(2...75)	10,0 107
4	Коэф. изменения п/т по температуре (+0...10)	1,0	68	(3...100)	20,0 100
5	Коэф. изменения стрп по температуре (-0,01...0,01)	0,05	68	(4...125)	90,0 100
6	Максимальная частота вращения п/т на впуске (4000...7000)	5500	70	(5...150)	120,0 110
7	Коэф. изменения п/т по температуре (+0...10)	0,0	71	(6...175)	150,0 111
8	Заданная частота вращения двигателя (4000...7000)	5500	72	(7...200)	200,0 112
9	Максимальная частота вращения ротора СТ (4500...5400)	5385	73	(8...400)	0 121
10	Максимальная частота вращения хвостов (3000...3500)	3250	74	(9...400)	0 122
11	Минимальная частота вращения ротора СТ (4500...5100)	5000	78	(10...800)	200 123
12	Максимальный расход топлива (700...4000)	3000	76	(11...1200)	340 124
13	Задание ускорения ротора ВД при сбросе (-3500...100)	2000	77	(12...3000)	1165 125
14	Скорость плавн. режима по обор. СТ в автомате (0,5...100)	0,833	78	(13...3000)	2500 126
15	Скорость плавн. режима по обор. СТ по кнопке (0,1...100)	0,167	79	(14...3000)	2500 127
16	Скорость плавн. режима по оборотам ПТ (1...100)	50	80	(15...3000)	2500 128
17	Скорость плавн. режима по температуре (10...200)	20	81	(16...500)	0 129
18	Скорость плавн. режима по нагрузке (0,35...3)	0,16	82	(17...2480...2881)	1300
19	Регуляционный коэф. программы Опмс (0,8...1,2)	1,00	83	(18...2560...2960)	3160 131
20	Регуляционный коэф. программы Опмс (0,8...1,2)	1,00	84	(19...3450...3850)	3650 132
21	Предельное ускорение ротора СТ при вых. Г (100...1000)	510	85	(20...4360...4760)	4160 133
22	Изменение расхода при повышении температуры (0...310)	84	86	(21...4500...4750)	4560 134
23	Зона чувствительности по оборотам СТ (0...10)	0	87	(22...4781...5180)	4950 135
24	Максимальные обороты СТ для статической к-ии (9100...5300)	9550,7	88	(23...5975...5980)	5775 136
25	Коэффициент ступени (0...5)	4,5000	89	(24...1000...2000)	1470 137
26	Минимальная мощность (0...1)	0,3	90	(25...1000...2000)	1680 138
27	Максимальная мощность (10...18)	16,5	91	(26...1150...2500)	160 139
28	Снижение программы п/т при отпазах (0...300)	105	92	(27...2000...3000)	2520 140
29	Снижение программы п/т при отпазах (0...300)	135	93	(28...2000...4000)	3234
30	Минимальная добротность контура (0...5)	1,5	94	(29...3200...5000)	2200 141
31	Минимальная добротность контура (0...2)	1,0	95	(30...4500...6000)	6720 142
32	Смещ. к-ии дозатора по расходу топлива (+420...420)	0	96	(31...5000...7000)	6720 143
33	Расходный коэффициент (0...2,5)	0,2485	97	(32...600...1000)	740 144
34	Смещение характеристик дозатора по току (-2...2)	-0,10	98	(33...600...1000)	740 145
35	Период оцифровки тока (0,2...0,4)	0,33	99	(34...600...1000)	740 146
36	Амплитуда оцифровки тока (0...5)	0,00	100	(35...1150...2500)	128 147
37	Коэффициент коррекции регулятора КС (0,1...5)	1,0	101	(36...600...1000)	740 148
38	Коэффициент коррекции регулятора КС (0,1...5)	1,00	102	(37...600...1000)	740 149
39	Полосная ширина программы стл. регулятора (0,1...3)	1,00	103	(38...600...1000)	740 150
40	Формирование постоп. врем. прог. стл. регул. (0,1...10)	1,0	104	(39...600...1000)	740 151
41	Шаг вызова программы (0,01...0,04)	0,030			

Изменение коэффициентов
Расходный коэффициент (0,2...0,3) Задать 0,2486
Смещение характеристики дозатора по току (-2...2) Задать 0,00

Кнопки: Вывод пароля, Запись изменений в ПРТ

Рисунок 2.14 - Мнемосхема «Налагоджувальні коефіцієнти ПРТ»

Historian Server - Сервер Historian є центральною ланкою для управління всіма клієнтськими і колекторними інтерфейсами, для збереження і (факультативного) стиснення даних, а також для отримання даних. Всі дані зберігаються в фірмовому форматі в архівній базі даних. База даних Archive Database складається з декількох файлів, кожен з яких містить накопичені дані за певний період часу.

Клієнти - Всі додатки-клієнти отримують заархівовані дані через інтерфейс Historian API. Інтерфейс Historian API представляє собою програмований інтерфейс клієнт-сервер, який забезпечує підтримку з'єднання з Historian Server і надає функції збереження і вилучення даних в розподіленій мережі.

Historian Server встановлюється на серверах, клієнтське ПЗ - на операторських станціях.

Historian Server отримує дані з запущеного проекту верхнього рівня і надає доступ до них клієнтам. Для операторів розроблений зручний інтерфейс роботи з архівними даними:

1) Мнемосхема «Архів повідомлень» (рис. 2.15) - надається можливість переглянути в архіві повідомлення, при цьому оператор може фільтрувати повідомлення як по типу (інформаційні, попереджувальні і т.п.), так і за належністю до ЕБ.

2) Мнемосхема «Аналогові сигнали» (рис. 2.16) - надається можливість переглянути архів з будь-якого технологічного аналогового параметру. При цьому оператор може створити будь-який набір параметрів, які його цікавлять. Тут же можна задати джерело архівних даних (основний або резервний сервер), діапазон на шкалі часу (від 1 хвилини до 4 діб).

3) Мнемосхема «Дискретні сигнали» - аналогічна мнемосхемі «Аналогові сигнали», тільки на ній здійснюється перегляд технологічних дискретних сигналів.

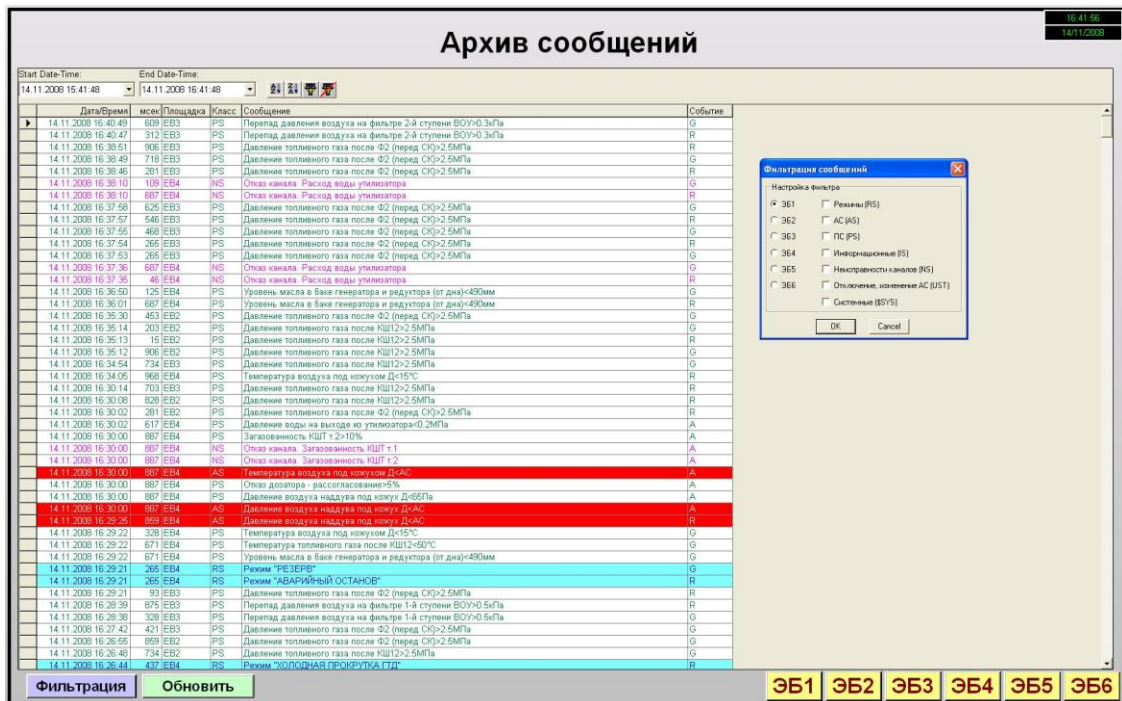


Рисунок 2.15 - Мнемосхема «Архів повідомлень»

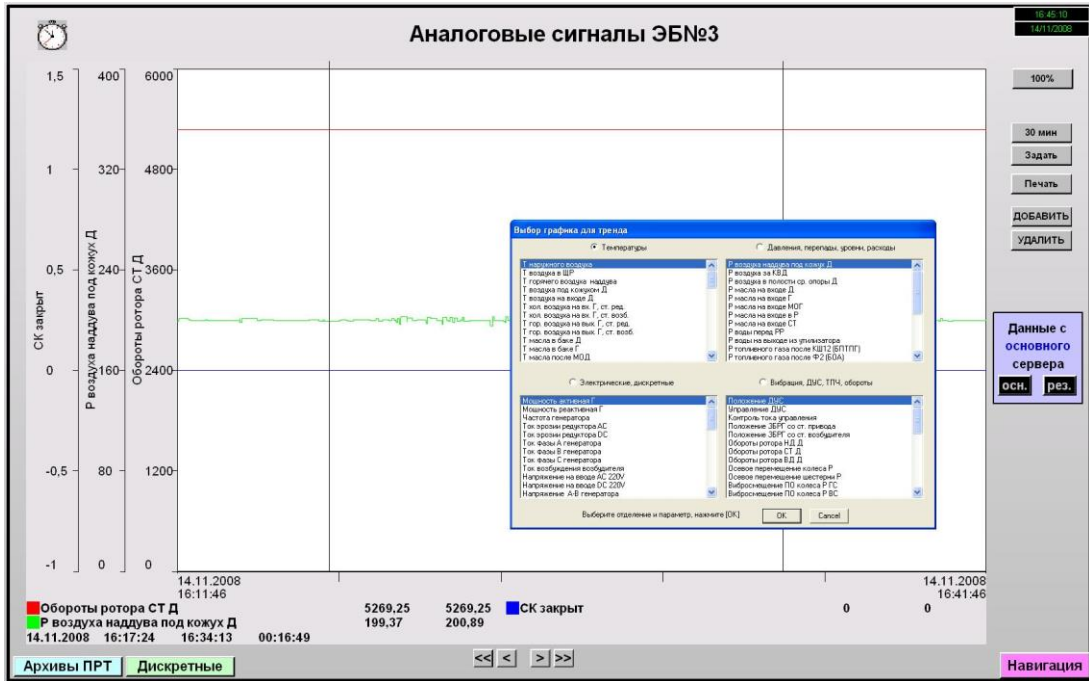


Рисунок 2.16 - Мнемосхема «Аналогові сигнали»

2.3 Схема проходження та діагностики сигналу від вимірювальної апаратури

На СУз-61С. 151. 03 С1 представлена схема проходження і діагностики сигналу від вимірювальної апаратури.

Сигнал контрольованого технологічного параметра (температура, тиск, різниця тисків, вібрації, рівень, частота обертання валу) сприймається чутливим елементом відповідного датчика і перетворюється в електричний уніфікований сигнал 4-20 мА і надходить на вхід аналогового вхідного блоку. У вхідному аналоговому блоці відбувається перетворення електричного уніфікованого сигналу в машинний код, для подальшої передачі і обробки цього сигналу в контролері. Контролер працює за закладеною в нього програмою і сприймає сигнал в машинному коді, в одиницях, в межах від 4000 одиниць до 32000 одиниць. Програма контролера, обробивши отримані дані по заданому алгоритму, перетворює отримані дані в реальні величини для зручності сприйняття інформації оператором, і виводить їх на монітор, при необхідності включаючи пристрої сигналізації (у разі аварії або предаварійного стану). У контролері також закладена програма діагностики каналу на несправність. При виході сигналу за межі 4000-32000 одиниць, програма ідентифікує порушення цілісності каналу передачі контрольованого сигналу і виводить на монітор повідомлення про несправності каналу

Апаратно діагностика справності каналу передачі контрольованого сигналу реалізується для дискретних датчиків. На рис. 2.17 показаний приклад організації контролю кола дискретного датчика.

									Арк.
									52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата					

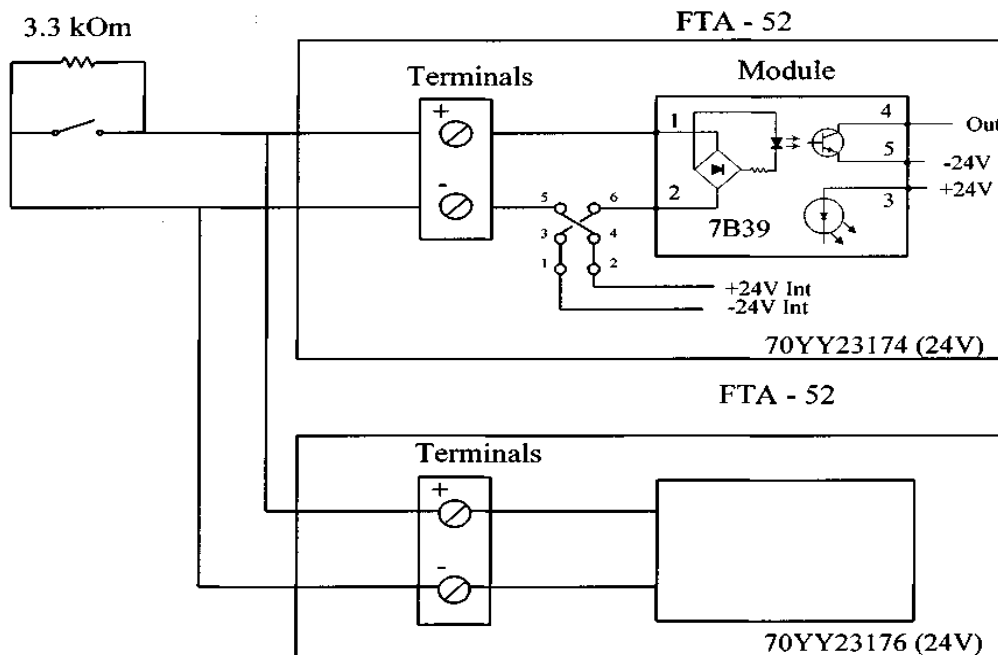


Рисунок 2.17 - Організація контролю кола дискретного датчика

Застосування нормалізатора СМ-2-101, що має більш низький поріг спрацьовування в порівнянні з СМ-2-102, дозволяє здійснювати контроль кіл дискретних датчиків. Підключення каналів контролю кіл дискретних датчиків (нормалізатора СМ-2-101) здійснюється внутрішнім монтажем системи; резистори 3,3 кОм повинні встановлюватися на клеммах датчиків. При обриві кола датчика опір каналу зростає, що викличе зміна струму нормалізатора СМ-2-101, внаслідок чого спрацює вихідне реле цього нормалізатора, і в результаті на монітор буде виведено повідомлення про обрив кола датчика.

2.4 Контроль і управління системою маслозмащування редуктора і генератора

На кресленні СУз-61С. 151. 03 С2 приведена функціональна схема системи змащення редуктора і генератора.

Система масляна редуктора і генератора призначена для змащення і охолодження вузлів тертя, підшипників і зубчастої пари. Вона забезпечує безперервну подачу масла в редуктор і генератор з заданими параметрами. У маслосистемі генератора і редуктора має застосовуватися масло ТП-22 ГОСТ 6457-74 або ТП-22С ТУ 38.101821-81.

Система змащення і агрегати (генератор і редуктор) обладнані діагностичною апаратурою (датчиками тиску, температури, рівня, вібрації, осьового зсуву) дозволяє оцінювати стан агрегатів в процесі роботи і забезпечувати автоматичне керування роботою установки і аварійним захистом.

В енергоблоці застосована циркуляційна під тиском система змащування генератора і редуктора з повітряним охолодженням масла.

Система масляна редуктора і генератора включає в себе: маслобак, насоси, маслоохолоджувачі, фільтри, напірний бак і трубку обв'язку з запірною-регулюючою арматурою.

Перед запуском необхідно провести підігрів масла електротеном ТЕН201 ... ТЕН205 до температури 15 ... 35°C, відкривши електроприводний кран КЕП202 і ручним способом редукційний клапан КП202, встановлений на вихідному колекторі. Після закінчення розігріву масла в баку генератора закрити кран КЕП202 і редукційний клапан КП202, що виконує функції запобіжного клапана, налаштований на тиск перепуску 0,6 МПа. Конструкція клапана дозволяє використовувати його в якості вентиля, що дозволяє відкрити його і, включивши насос, перемішувати масло в період розігріву перед пуском. Подача масла на змащення вузлів редуктора і генератора здійснюється двома електронасосними агрегатами з зануреними насосами Н201 і Н202 (один в роботі, другий - в резерві). На вихідних патрубках насосів встановлені лічильники води ЗО201 і ЗО202 і відсічні кульові крани КШ211 і КШ212.

Для заповнення системи проводиться забір масла з бака Б201 занурювальним насосом Н201 (Н202) через забірний клапан з сітчастим фільтром.

Від насоса Н201 (Н202) масло по трубопроводу подається в установку маслоохолоджувачів. Установка маслоохолоджувачів складається з 24 секцій масляних пластинчато-ребристих охолоджувачів СПР201 ... СПР224 (3 послідовних ходу по 8 секцій), встановлених в блоці маслоохолоджувачів. Крани кульові КШ218, КШ223, КШ236 ... КШ241 призначені для регулювання площі теплообміну в зимовий період шляхом зменшення кількості ходів з трьох до одного.

Для випуску повітря і забезпечення повного заповнення маслом секцій маслоохолоджувачів у верхній частині маслоохолоджувачів встановлені дроселі ДР201, ДР202, ДР203. Нижні колектори з'єднані між собою затворами зворотними ЗО203 і ЗО204 для забезпечення повного зливу масла при зупинці установки. Злив масла забезпечує приводний кран КЕП202, що відкривається відповідно до алгоритму управління.

З маслоохолоджувачів масло надходить на блок фільтрів мастила Ф202, Ф203, Ф204 з пропускною спроможністю кожного 480 л / хв і тонкістю фільтрації 25 мкм. Два фільтра повинні знаходитися в роботі, один - в резерві. Для відключення фільтрів при заміні фільтропакетів встановлені крани кульові КШ225, КШ226, КШ229, КШ230, КШ233, КШ234. Відбір імпульсів тиску для контролю ступеня забруднення фільтроелементів здійснюється через крани кульові КШ220 і КШ221. Ступінь забруднення фільтрів контролюється датчиком перепаду тиску з виводом попереджувального сигналу на пульт оператора при $\Delta P > 0,2$ МПа, а також виводом на манометри через крани кульові КШ219 і КШ222. Крани кульові КШ227, КШ231, КШ235 призначені для зливу відстою з фільтрів масла, а крани кульові КШ224,

									Арк.
									54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

КШ228, КШ232-для вирівнювання тиску в фільтрі.

Відфільтроване масло надходить в колектор масла редуктора і в напірний бак БН201, при цьому перепускний клапан КП203, що виконує функцію регулятора «до себе», закритий до тих пір, поки не наповниться напірний бак і не закриється клапан КДР201. Частина масла проходить через дросель в клапані КДР201 і потім через вікно оглядове ОС201 зливається в маслобак, що робить напірний бак частково проточним. Після заповнення напірного бака при тиску масла в колекторі редуктора 0.15 МПа, відкривається клапан КП203 і перепускає надлишкове масло в колектор мастила генератора. Тиск в колекторі мастила генератора регулюється перепускним клапаном КП201, який виконує функції регулятора «до себе» і налаштованим на тиск перепуску 0,05МПа, а надлишки масла зливаються в зливний колектор, потім через оглядове вікно ОС202 в маслобак. Тиск в колекторах мастила редуктора і генератора контролюється датчиками тиску з виводом сигналу на пульт оператора і в систему САУ:

- тиск в колекторі масла редуктора - 0,1 ... 0,15МПа (1 ... 1,5кгс / см²);
- тиск в колекторі масла генератора - 0,025 ... 0,05МПа (0,25 ... 0,5 кгс / см²).

Для відбору імпульсу тиску використовуються крани кульові КШ205, КШ206, КШ210, КШ214.

У колекторі передбачений датчик контролю температури. Датчики контролю температури встановлені також в підшипниках генератора (2 шт.) і підшипниках редуктора (8 шт.).

Відбір проб масла проводиться через кран кульовий КШ215 або пробовідбірником ПО з маслобака Б201.

При аварійній зупинці енергоблоку в разі знеструмлення, масло з напірного бака БН201 надходить в колектор масла редуктора, а з витратних бачків РБ в генератор, забезпечуючи тим самим масло всіх підшипників на час вибігу валопровода генератор - редуктор для змащення підшипників, до повного зупинення.

Бак масляний генератора призначений для зберігання, оновлення та відновлення безповоротних втрат масла в системі змащення редуктора і генератора.

Бак масляний є зварений прямокутний резервуар ємністю 8,96 м³ при робочому обсязі 5,85 м³.

Заповнення бака проводиться через фільтр підживлення з тонкістю фільтрації 25мкм і лічильник рідини.

									Арк.
									55
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

3 АНАЛІЗ НЕБЕЗПЕЧНИХ І ШКІДЛИВИХ ФАКТОРІВ, ЩО ВИНИКАЮТЬ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ

У будь-якому проектованому обладнанні або технологічному процесі конструктором передбачається виникнення потенційно небезпечних і шкідливих факторів проектованого обладнання. Також на стадії розробки агрегату розробляються заходи для того, щоб уникнути виникнення небезпечних і шкідливих факторів, або якщо вони виникнуть, запобігти їм.

У розглянутій компресорній станції людина стикається з потенційно небезпечними та шкідливими факторами в двох робочих зонах - операційна і компресорна установка.

Важливими чинниками для здоров'я оператора є:

- мікроклімат;
- освітленість;
- ергономічна організація робочого місця.

Основними потенційно небезпечними та шкідливими факторами при роботі ГТЕС є:

а) для операторної:

- пожежна безпека;
- ураження електричним струмом;
- шум;

б) для компресорної установки:

- вибухонебезпечність;
- пожежна безпека;
- вібрація;
- ураження електричним струмом;
- шум при роботі газотурбінного двигуна і нагнітача;

					СУз-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		56

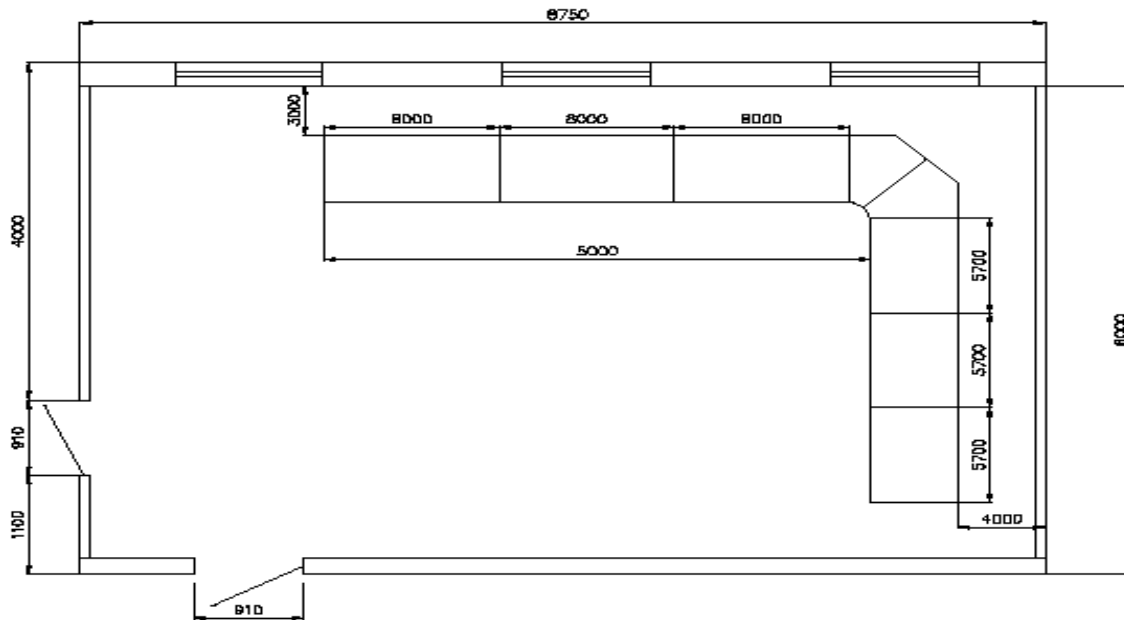


Рисунок 3.1 Схема операторної

На рис. 3.1 приведена схема операторної. У ній знаходяться автоматизоване робоче місце газотурбінного комплексу в складі, ГТЕС 1, ГТЕС 2 і ГТЕС 3 автоматичної системи пожежної сигналізації та пожежогасіння, два принтера. У операторної розташовані 3 вікна.

Оптимальні і допустимі показники мікроклімату робочої зони встановлюються ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень», за яким роботи в даному відділі відносяться до категорії робіт 1а, тобто з легкими енерговитратами працюючих (до 120 Ккал/год). Температура, відносна вологість і швидкість руху повітря в робочій зоні повинна відповідати нормам, зазначеним у таблиці 3.1

Таблиця 3.1 - Показники мікроклімату

	Період року	Температура, °C	Вологість, %
Оптимальні норми	Холодний	22-24	40-60
	Теплий	23-25	40-60
Допустимі норми	Холодний	21-25	Не більше 75
	Теплий	22-28	Не більше 55 (при 28°C)

Температура в кімнаті 20-22°C в холодну пору року, що підтримується за рахунок централізованої системи опалення, і до 25°C в теплу пору, що відповідає нормам. Також передбачено природне надходження зовнішнього повітря через квартиру, що відкривається, і двері розміром 0,95×2.

Рівень шуму на робочому місці не перевищує 50 дБ.

У операторної використовується природне (3 вікна) і штучне освітлення.

Встановлено 10 люмінісцентних ламп по 40 Вт.

Параметри робочого місця оператора відповідно до ГОСТу 22269-76- (Система «Людина-машина». Робоче місце оператора. Взаємне розташування елементів робочого місця. Загальні ергономічні вимоги) є: висота робочої поверхні столу 68 - 85 см (оптимальна висота робочої поверхні столу - 72,5 см). Модульними розмірами робочої поверхні столу для ПК є: довжина - 80 - 120 см, ширина - 80 - 100 см.

Робочий стіл має простір для ніг висотою не менше 70 см, шириною не менше 50 см, глибиною на рівні колін не менше 45 см і на рівні витягнутих ніг не менше 65 см. Конструкція робочого крісла забезпечує раціональну робочу позу оператора, дає можливість змінювати її з метою зниження статичного напруження м'язів шийно-плечової області і спини. Тип робочого крісла вибирається залежно від характеру та тривалості роботи з урахуванням росту користувача.

Крісло має конструкцію підйомно-поворотну і регулюється по висоті і кутам нахилу сидіння і спинки, а також по відстані від спинки до переднього краю сидіння: ширина і глибина сидіння не менше 40 см з заокругленим переднім краєм і можливістю регулювання кута нахилу вперед - до 15° і тому- до 5°;

- висота спинки стільця 30 +/- 2 см, ширина - не менше 38 см, радіус кривизни - 40 см;
- кут нахилу спинки у вертикальній площині в межах 0 +/- 30°;
- відстань від спинки до переднього краю сидіння регулюється в межах 26 - 40 см.

Крісло має регульовані стаціонарні або знімні підлокітники:

- довжина не менше 25 см і ширина - 5 - 7 см;
- висота над сидінням - 23 +/- 3 см;
- відстань між підлокітниками - 35 - 50 см.

Клавіатура розташовується на поверхні столу на відстані 10 - 30 см від краю, зверненого до користувача, або на спеціальній регульованій по висоті робочої поверхні, відокремленої від основної стільниці.

Робоче місце оператора обладнане підставкою для ніг шириною не менше 30 см, глибиною не менше 40 см і кутом нахилу опорної поверхні підставки до 20°. Поверхня підставки рифлена і має по передньому краю бортик заввишки 1 см. Підставка для паперів -

									Арк.
									58
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

пюпітр – має легко переміщатися по столу.

Вимоги пожежної безпеки до електроустановок

Найбільш поширеним джерелом займання є електрообладнання. Тому розглянемо умови безпечного його застосування, згідно з якими все електрообладнання поділяється на вибухозахищене, для пожежонебезпечних установок і нормального виконання. Вибір електрообладнання проводиться в залежності від прийнятого класу вибухо-пожежонебезпеки приміщення або установки.

Електрообладнання вибухонебезпечних приміщень і установок.

У вибухонебезпечних приміщеннях і близько вибухонебезпечних зовнішніх установок (в зоні від 3 до 5м по вертикалі і горизонталі від технологічного обладнання) дозволяється застосовувати тільки вибухозахищене електрообладнання, яке забезпечує безпеку його застосування на вибухонебезпечному середовищі (тобто не допускає спалаху вибухонебезпечного середовища).

До вибухозахищеного відноситься наступне електрообладнання:

- вибухонепроникна, коли оболонки електрообладнання можуть витримати найбільший тиск нариву при попаданні всередину оболонок горючих газів, парів і пилу, а також не допускають передачі вибуху в зовнішнє середовище;
- підвищеної надійності проти вибуху, коли виключається можливість іскріння, виникнення електричної дуги, небезпечних температур нагрівання. Частини, що нормально іскрять, повинні бути в будь-якому вибухозахищеному виконанні;
- маслонаповнене, коли частини, що іскрять і не іскрять, занурені в масло таким чином, щоб уникнути дотику між цими частинами, а також цих частин з вибухонебезпечним середовищем;
- те, що продувається під надлишковим тиском, коли електро-обладнання поміщається в щільно закриту оболонку, що продувається чистим повітрям. Причому в оболонці підтримується надлишковий тиск, що перешкоджає попаданню в неї вибухонебезпечної суміші з приміщення;
- іскробезпечні, коли виникають іскри, не здатні запалити вибухонебезпечну суміш; при неможливості забезпечення такого виконання для всіх частин електрообладнання його частини можуть поміщатися у вибухонепроникну оболонку;
- спеціальному, коли використовуються нові принципи, відмінні від перерахованих. Наприклад, застосування надлишкового тиску повітря або інертного газу без продувки, заповнення оболонки для струмоведучих частин епоксидними смолами, кварцовим піском і т. п.

Найбільш поширеним видом вибухозахищеного електрообладнання є вибухонепроникне обладнання. У конструкції такого устаткування передбачено гасіння полум'я в вузьких зазорах («щілинний захист») між фланцями і іншими частинами обладнання.

									Арк.
									59
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

Безпека систем газопостачання і трубопроводів

На підприємствах для зберігання запасу газу і в технологічних цілях встановлюють газгольдери низького і високого тиску. Газгольдери низького тиску використовують, як запасні ємності, як пристрої для очищення газу від механічних домішок і забезпечення рівномірності його подачі, а також в інших цілях. Газ в них знаходиться під тиском від 1,5 до 4 кПа. Газгольдери високого тиску призначені для створення ємностей газу, що забезпечують подачу його під постійним високим тиском (до 1,5 МПа) для технологічних потреб (до газових печей, різання металу і т. п.).

Гази від магістральних мереж до ємностей і від них до споживачів передаються по трубопроводах, що є транспортними пристроями. Зважаючи на велику різноманітність використовуваних газів встановлено розпізнавальне забарвлення трубопроводів. Пристрій, виготовлення, монтаж, випробування і приймання трубопроводів проводяться відповідно до «Правил будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском», а також «Правил будови і безпечної експлуатації стаціонарних компресорних установок, повітропроводів і газопроводів».

Монтувати газові трубопроводи доцільно на кронштейнах або спеціальних опорах, щоб можна було спостерігати за їх справністю, перевіряти герметичність і цим запобігати небезпеці вибухів і отруень при витоках газів.

Киснепроводи в залежності від робочого тиску кисню поділяються на три групи: низького тиску - до 0,07 МПа; середнього - понад 0,07 до 1,6 МПа і високого - понад 1,6 МПа.

Ацетиленопроводи всіх трьох груп і киснепроводи низького і середнього тиску виготовляють з сталевих безшовних труб. Надземні киснепроводи високого тиску виготовляють тільки з червономідних або латунних труб. У різьбових з'єднаннях киснепроводів забороняється застосовувати підмотування з льону, пеньки або кінців обтиральних, а також промазку суриком та іншими матеріалами, що містять жири. Для просочення або промазки таких з'єднань застосовують свинцевий глет, замішаний на дистильованій воді.

У фланцевих і штуцерних з'єднаннях киснепроводів забороняється застосування прокладок з органічного матеріалу (картон гума, пароніт та ін.). Залежно від тиску допускається застосування азбестового картону або металевих прокладок з алюмінію або отожженої міді.

Газопроводи обов'язково заземлюють, приєднуючи їх до захисного заземлення та також постачають струмопровідними перемичками, на всіх фланцевих з'єднаннях.

З метою запобігання деформації трубопроводу від коливань температури і виникнення зусиль, переданих на з'єднанні з ним машини і апарати, передбачають можливість вільного температурного розширення трубопроводу, для чого встановлюють пристрої, що компенсують.

Повітропроводи і газопроводи укладають з ухилом 0,003 в бік лінійних водовідокремлювачів, не допускаючи утворення зон, де може накопичуватися конденсат або масло. Всі пристрої для

									Арк.
									60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

видалення з воздуховода масла і води слід регулярно перевіряти.

Відігрівання цих пристроїв при їх замерзанні дозволяється тільки гарячою водою, парою або гарячим повітрям. Вентилі, засувки, клапани повинні бути постійно в повній справності і забезпечувати в будь-який час швидке і надійне припинення подачі повітря або газу. Наявні на робочих місцях в основних проходах апарати і трубопроводи з температурою поверхні вище + 45° С повинні мати теплову ізоляцію

Забезпечення безпеки при експлуатації компресорного устаткування

При роботі компресорного устаткування можливо надмірне підвищення температури або тиску стиснення газу, вплив на механічну міцність і створює небезпеку руйнування від вибуху. Температура повітря при стисканні його без охолодження різко підвищується в залежності від зростаючого тиску.

Абсолютний тиск, 0,1 МПа 1 2 3 4 5 6 7 8 9

Кінцева температура повітря, ° С ... 15 79 123 158 186 212 234 254 277 281

З підвищенням температури посилюється розкладання мастила, використовуваного для змащування деталей компресорного устаткування. Мастила при високій температурі частково випаровуються і у вигляді туману проникають в циліндри, утворюючи з повітрям вибухонебезпечні суміші. При концентрації в повітрі 6-10% масляної пари суміш може вибухати при температурі близько 200°С. Така небезпека усувається охолодженням компресора в цілому або кожної його ступені. Температура води, що виходить з сорочок компресора і холодильників, не повинна перевищувати 40°С. Температура повітря після кожного ступеня стиснення в нагнітальних патрубках не повинна перевищувати 170°С, для компресорів загальнопромислових 180°С, для компресорів технологічного призначення. У ряді спеціальних випадків ця температура повинна бути нижче 160-150°С. Велику небезпеку становить струмінь стисненого повітря, що вирвалася з аварійно порушено сполучення деталей компресорного устаткування. Володіючи великою швидкістю, вона може завдати обслуговуючому персоналу важкі ушкодження. Для забезпечення безпеки при експлуатації компресорного обладнання необхідно, щоб воно задовольняло вимогам ГОСТ 12.2.003-74. «ССБТ. Обладнання виробниче. Загальні вимоги безпеки. »

Компресорне обладнання повинно мати запобіжні сигналізуючі і блокувальні пристрої, що спрацьовують автоматично і забезпечують послідовність виконання технологічних операцій і захист устаткування від перевантажень. Кількість запобіжних клапанів та їх розміри розраховують так, щоб їх пропускна здатність була не менше продуктивності компресора.

Всі відкриті рухомі і обертові деталі (маховики, шківни, вали, муфти та ін.), розташовані на висоті менше 2 м над рівнем підлоги або майданчика обслуговування, повинні бути закриті суцільними або сітчастими кожухами. Огородження виконують знімними і легко розбірними.

										Арк.
										61
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ					

Компресори і трубопроводи ретельно заземлюють для відводу статичної електрики. Статична електрика утворюється внаслідок тертя пилу з повітрям, окалини і продуктів корозії (з трубопроводів), а також при обертанні приводних ременів. Пил, осідаючи з маслом, дає нагар, накопичення, якого може бути причиною заїдання поршня, механічних пошкоджень, аварії і вибуху. Повітря для повітряних компресорів повинно надходити чистим, для цього на компресорах продуктивністю до 10 м³/хв встановлюють фільтри при заборі повітря із приміщення. На компресорах більшої продуктивності забір повітря проводиться зовні приміщення на висоті не менше 3 м від рівня землі. Компресорне обладнання постачається контрольно-вимірювальною апаратурою: манометрами, термометрами, автоматичними регуляторами тиску, запобіжними клапанами і запірними пристосуваннями. Через несправність всмоктуючих або нагнітальних клапанів в окремих проміжних ступенів компресора можливо місцеве підвищення тиску, що не усувається регулятором тиску. Для ліквідації цього на проміжних ступенях встановлюють запобіжні клапани.

Для змащення циліндрів компресорів застосовується спеціальне масло з температурою спалаху 220-240°C, тобто більшої, ніж температура повітря, що стискається.

Всі встановлені контрольно-вимірювальні прилади повинні проходити державні випробування. При роботі компресора показання приладів перевіряють не рідше ніж через дві години і їх свідчення записують в журнал обліку роботи компресора. Робочі манометри перевіряються не рідше одного разу на шість місяців.

При роботі ГТЕС для попередження аварійних ситуацій використовуються 3 види сигналізації:

- попереджувальна сигналізація. Чи включається сигнальна лампочка або спрацьовує зумер, якщо технологічний параметр підходить до межі діапазону нормальної роботи агрегату;
- передаварійна сигналізація. Використовується світловий і звуковий сигнал. Спрацьовує, якщо технологічний параметр вийшов за межі нормальної роботи агрегату. У разі бездіяльності оператора система сама переводить роботу агрегату в безпечний режим (режим холостого ходу газотурбінного двигуна, режим холодної прокрутки агрегату).
- аварійна сигналізація. Використовується світловий і звуковий сигнал. Спрацьовує, якщо технологічний параметр вийшов за межі безпечної роботи агрегату. Система робить захисне відключення агрегату.

Заходи безпеки при експлуатації САУР

- За способом захисту людини від ураження електричним струмом виробу САУР повинні відповідати класам 1 і 2 (вироби, призначені для з'єднання з джерелом напруги 220В) і класу 3 (вироби, призначені для з'єднання з джерелом напруги 24В) по ГОСТ 12.2.007.0.-75 «ССБТ. Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки. »

									Арк.
									62
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

- Для забезпечення захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом корпус приладового контейнера, блок-каркас СРСІ-8-S, каркаси блоків живлення, комп'ютерів і моніторів, заземлюючі клеми євророзеток і заземлення кабелів живлення змінного струму повинні бути надійно з'єднані з шиною захисного заземлення шафи. Не допускається використовувати для заземлення елементи, що виконують роль кріпильних виробів. Шафа (або приладовий контейнер) має гвинти для підключення контуру об'єктового захисного заземлення (знак по ГОСТ 2.1130-75 «Вироби електротехнічні. Затискачі заземлюючі і знаки заземлення. Конструкція і розміри»).

- Не допускається нанесення лакофарбового покриття на елементи захисного заземлення. Біля елементів захисного заземлення повинен бути нанесений знак заземлення. Електричний опір між елементами захисного заземлення і корпусом приладового контейнера має бути не більше 0,1 Ом.

- Усі струмопровідні частини, що знаходяться під напругою, що перевищує 42В по відношенню до корпусу, повинні мати захист від випадкових дотиків.

- При експлуатації САУР необхідно дотримуватися "Правила улаштування електроустановок" (ПУЕ), "Правила експлуатації електроустановок споживачів" і "Правила техніки безпеки при експлуатації електроустановок".

- Підключення джерел електроживлення повинно здійснюватися через автоматичні вимикачі.

- Підключення зовнішніх кіл, роз'ємів, а також профілактичні роботи повинні проводитися тільки після відключення всіх напруг живлення. Заміну плавких вставок і автоматичних вимикачів можна виробляти без відключення живлення. Заміну несправних програмно-апаратних модулів проводити тільки при відключеному живленні.

- Перевірка правильності монтажу, підключення і відключення з'єднувальних кабелів мають здійснюватися тільки після їх знеструмлення з боку джерел живлення.

- Відключення датчиків і виконавчих механізмів від імпульсних ліній допускається тільки після перекриття імпульсних ліній і стравлення з них газу, або іншого середовища, параметри якої вимірюються.

- До роботи з САУР допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли спеціальний інструктаж з техніки безпеки і мають відповідний сертифікат.

- До обслуговування САУР допускаються особи, які мають допуск до роботи з напругою до 1000 В і групу не нижче 2 по ПТЕ і ПТБ електроустановок.

- При проведенні наладки і ремонтних робіт допускається користуватися паяльником і інструментом на напругу не вище 36В з обов'язковим з'єднанням їх корпусів з клемою захисного заземлення обслуговується пристрою.

									Арк.
									63
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				

ВИСНОВОК

Сучасні тенденції розвитку виробництва тісно пов'язані з вирішенням завдань автоматизації. Автоматизація виробництва включає як витіснення ручної праці і заміну його машинним без безпосередніх витрат зусиль людини, так і управління механізмами без постійної участі людини в процесі управління. В даний час отримало великий розвиток практичне застосування автоматизації процесів, які раніше здійснювалися виключно людьми.

Даний проект присвячений розробці та аналізу системи автоматизованого управління газотурбінної електростанцією. У роботі чітко викладені основні характеристики ГТЕС, його режими, описані програмно-технічні засоби системи, що дозволило розвинути і поглибити знання в області організації виробництва і набути навичок з експлуатації та налагодження систем автоматики.

Система автоматизованого управління газотурбінної електростанції є представником нового покоління управляючих систем, яка дозволяє забезпечити випуск автоматизованих газотурбінних електростанцій в повній заводській готовності. Практичний досвід показує, що система автоматизованого управління застосовується для підвищення ефективності, надійності і економічності роботи ГТЕС. В САУ є можливість зв'язку з вищим рівнем управління для забезпечення роботи в складі цеху або електростанції.

В процесі розробки і дослідження системи управління можна перекоонатися в тому, що це єдина система, що виконує всі функції забезпечення роботи ГТЕС.

Подальше освоєння нових ГТЕС вимагає від експлуатаційного персоналу подальшого підвищення рівня науково-технічних знань і технічної експлуатації. Необхідний сучасний підхід до створення нового покоління ГТЕС на основі параметричної та конструктивної уніфікації складових вузлів, систем і агрегатів.

					СУЗ-61С 151.03 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		64

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Ванін В. В. Оформлення конструкторської документації : навч. посіб./ В. В. Ванін, А. В. Блюк, Г. О. Гнітецька. – К. : Каравела, 2016. – 200 с.
2. Кумар Б.К. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебное пособие /. Б.К.Кумар, Е.К.Ботаханов — Алматы: КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, 2015. — 392 с.
3. Петров С.В. Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций. Учебное пособие / С.В. Петров, И.Н. Бирилло. — Ухта: УГТУ, 2014. — 115 с.
4. Коршак А.А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа. - Ростов н/Д: Феникс, 2015. — 365 с.
6. <https://www.woodward.com>
7. GS10 Valve Driver & Gas Fuel Valve_Actuator Assembly Technical Manuals. Manual 40167. <https://wenku.baidu.com/view/98c9b5315a8102d276a22fb4.html>
8. Series 90-70 Programmable Controller Data Sheet Manual GFK-0600F <https://www.cimtecautomation.com/files/pdf/IC697CPX935.pdf>
9. Нестеров К.Е. Программирование промышленных контроллеров Учебно-методическое пособие. / К. Е. Нестеров, А.М. Зюзев — Екатеринбург: Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина (УрФУ), 2019. — 96 с.
10. Третьяков А.А. Средства автоматизации управления: системы программирования контроллеров. Учебное пособие / А.А. Третьяков, И.А. Елизаров, В.Н. Назаров— Тамбов: ТГТУ, 2017. — 82 с.
11. Програма, методичні вказівки та контрольне завдання з курсу "Проектування пристроїв і систем управління" / Укладач О.Ю.Журавльов. - Суми: Вид-во СумДУ, 2006.- 23 с.
12. Macisaac B., Langton R. Gas Turbine Propulsion Systems. John Wiley & Sons, Ltd., 2011. -340 p.
13. GE Fanuc. Manual Guide i. GE Fanuc Automation CNC Europe S.A., Echternach, Luxemburg, 2005. — 126 с.
14. Мацелюх Н. П. Економічні теорії в системі наукових економічних знань: Навчальний посібник / Н.П. Мацелюх. — Київ, 2015. — 226 с..
15. Голінько В.І. Основи охорони праці: підручник / В.І. Голінько; М-во освіти і науки України; Нац. гірн. ун-т. – 2-ге вид. – Д.: НГУ, 2014. – 271 с.
16. Шудренко І. В. Основи охорони праці : навч. посіб. / І. В. Шудренко. – Житомир : Видавець, О. О. Євенок, 2016. – 214 с.

									Арк.
									65
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	СУз-61С 151.03 ПЗ				