

У 30
С 423

Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія



Ю. С. Скалько

СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА ОБЛІКУ
В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЦІ
Навчально-методичний посібник

для студентів ЗДІА
спеціальності 8(7).05060201 «Гідроенергетика»
рівня «магістр» та «спеціаліст» всіх форм навчання

Міністерство освіти і науки України
Запорізька державна інженерна академія

*Затверджено до друку
рішенням науково-методичної ради ЗДІА
протокол № 5 від 25.06.2015р.*

**СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА ОБЛІКУ
В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЦІ**
Навчально-методичний посібник

*для студентів ЗДІА
спеціальності 8(7).05060201 «Гідроенергетика»
рівня «магістр» та «спеціаліст» всіх форм навчання*

*Рекомендовано до видання
на засіданні кафедри ГЕ,
протокол № 17 від 12.05.2015р.*

Запоріжжя
ЗДІА
2015

ББК У 30
С 423

Ю. С. Скалько, к.т.н., доцент

Відповідальний за випуск: *зав. кафедри ГЕ,
д.т.н., професор О. В. Волков*

Рецензенти:

С. М. Тиховод, д.т.н., доцент, зав. кафедри теоретичної та загальної електротехніки Запорізького національного технічного університету;

Ю. Г. Качан, д.т.н., професор, зав. кафедри електротехніки та енергетичного менеджменту Запорізької державної інженерної академії.

Скалько Ю. С.

С 423 Системи керування та обліку в електроенергетиці та електромеханіці: навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА спеціальності 8(7).05060201 «Гідроенергетика» рівня «магістр» та «спеціаліст» всіх форм навчання / Скалько Ю. С.; Запоріз. держ. інж. акад. – Запоріжжя: ЗДІА, 2015. – 138 с.

Навчально-методичний посібник з дисципліни «Системи керування та обліку в електроенергетиці та електромеханіці» містить відомості по автоматичним системам керування частотою, активною потужністю та напругою синхронних генераторів електростанцій, автоматизованим системам керування технологічними процесами та їх основним складовим: програмованим логічним контролерам, інформаційним промисловим мережам, SCADA-системам, а також системам обліку електроенергії.

Посібник призначений для вивчення лекційного матеріалу, проведення практичних занять, контрольних та самостійних робіт з дисципліни «Системи керування та обліку в електроенергетиці та електромеханіці», а також може бути використаний при підготовці курсового проекту з даної дисципліни та при дипломному проектуванні.

Для студентів спеціальності «Гідроенергетика» рівня «магістр» та «спеціаліст» всіх форм навчання.

ЗМІСТ

Вступ	5
1 Автоматичне керування генераторами електростанцій	6
1.1 Призначення і особливості автоматичного керування	6
1.2 Автоматичне керування гідрогенераторами	7
2 Автоматичне керування включенням синхронних генераторів на паралельну роботу	15
2.1 Способи автоматичного керування	15
2.2 Автоматичне включення за способом самосинхронізації	17
2.3 Автоматичне включення за способом точної синхронізації	22
2.4 Автоматичні синхронізатори	24
3 Автоматичне регулювання частоти обертання генераторів	29
3.1 Призначення і особливості	29
3.2 Алгоритми автоматичного регулювання	30
4 Автоматичне керування потужністю генераторів	41
4.1 Призначення і особливості	41
4.2 Автоматичне керування потужністю гідрогенераторів	43
5 Автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності синхронних генераторів	47
5.1 Призначення автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності	47
5.2 Збуджувачі синхронних генераторів і їх характеристики	50
5.3 Автоматичні регулятори напруги і реактивної потужності синхронних генераторів з тиристорним збудженням	54
6 Автоматизовані системи керування технологічними процесами	63
6.1 Структура автоматизованих систем керування технологічними процесами	64
6.2 Проектування автоматизованих систем керування технологічними процесами	68
6.3 Структурні схеми об'єкту регулювання	71
7 Програмовані логічні контролери	74
7.1 Типи програмованих логічних контролерів	76
7.2 Характеристики програмованих логічних контролерів	83
7.3 Приклад програмованого логічного контролера	87

7.4	Комп'ютер в системах автоматизації	93
8	Промислові інформаційні мережі	101
8.1	Топологія мереж	104
8.2	Типові протоколи	106
8.3	Взаємодія вузлів мережі	109
9	Системи людино-машинного інтерфейсу	111
9.1	Вимоги до інтерфейсу	112
10	SCADA-системи	116
10.1	Функції і структура SCADA-системи	116
10.2	Взаємодія з персональними комп'ютерами. Протокол OPC	117
10.3	Тренди	120
10.4	Аларми	121
10.5	Бази даних	124
11	Облік електричної енергії	128
11.1	Організація обліку	128
11.2	Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії	131
	Перелік використаної та рекомендованої літератури	138

ВСТУП

Процес виробництва і передачі електроенергії є настільки динамічним і постійно підвласним випадковим обурюючим діям, що без автоматичного керування його функціонування є неможливим. Такі його особливості, як рівність в кожен момент часу генерованої та необхідної потужності, що визначається випадково змінюваним навантаженням, час від часу виникаючі короткі замикання, висока швидкоплинність електромагнітних і електромеханічних перехідних процесів, зумовили розвиток технічних засобів автоматичного керування ще в початковий період становлення електроенергетики.

Під *автоматичним* розуміється керування процесом виробництва, передачі і використання електроенергії в цілому без безпосередньої участі людини. На сучасному етапі автоматичне керування здійснюється окремими електроенергетичними об'єктами та їх сукупностями. У посібнику розглянуті системи автоматичного керування основними показниками синхронних генераторів електростанцій — частотою, напругою, активною та реактивною потужностями.

Керування процесом виробництва і передачі електроенергії в цілому поки що здійснено лише при деякому оперативному втручанні людини — диспетчера електроенергетичної системи. Таке керування називається *автоматизованим*. У посібнику розглянуті як загальні властивості та характеристики автоматизованих систем керування технологічними процесами, так і найважливіші складові таких систем — програмовані логічні контролери, промислові інформаційні мережі та системи людино-машинного інтерфейсу.

Даний навчально-методичний посібник розроблений на базі узагальнення робіт відомих українських та російських вчених в області керування та обліку в електроенергетиці, регулювання в енергосистемах та автоматизації систем керування технологічними процесами.

1 АВТОМАТИЧНЕ КЕРУВАННЯ ГЕНЕРАТОРАМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

1.1 Призначення і особливості автоматичного керування

На електричних станціях (ЕС), що виробляють електроенергію шляхом перетворення в неї механічної енергії синхронних генераторів, відбуваються складні технологічні процеси перетворення потенційної енергії енергоносія в кінетичну енергію гідравлічних і парових турбін.

Необхідна для цього погоджена взаємодія енергетичного устаткування і механізмів ЕС забезпечується їх автоматичним керуванням, що реалізується різними автоматичними пристроями керування — пристроями автоматики, а керування виробництвом електроенергії в цілому — автоматизованою системою керування технологічними процесами (АСК ТП) електростанцій.

Автоматичні керуючі пристрої діляться на пристрої технологічної автоматики і автоматики керування електричною частиною ЕС.

Особливістю технологічної автоматики є формування необхідної для функціонування автоматичних пристроїв інформації на основі перетворень в електричні сигнали (у виді змін інформаційних параметрів напруги або струму) змінюваних параметрів енергоносія, механічних і гідравлічних параметрів. Проте у ряді випадків використовуються неелектричні (гідромеханічні і гідродинамічні) пристрої автоматичного керування, наприклад, частотою обертання гідравлічних та парових турбін.

Автоматичне керування основними електроенергетичними агрегатами електричних станцій — гідрогенераторами (ГГ) та турбогенераторами (ТГ) — зводиться до керування змінами їх стану і забезпечення оптимальних режимів роботи. Зміни стану — нормальні або аварійні пуск і останов, включення на паралельну роботу, перевод з генераторного в режим синхронного компенсатора (СК) і зворотний перевод — проводяться відносно рідко і короткочасно автоматичними пристроями дискретної (релейної) дії. Керування нормальними режимами роботи виконується постійно автоматичними керуючими пристроями безперервної дії, головним чином автоматичними регуляторами.

Автоматичний пуск і останов пов'язані з координуваним автоматичним керуванням численним та різноманітним обладнанням, що забезпечує функціонування електроенергетичних агрегатів. Автоматичне керування істотно різне на гідроелектростанціях (ГЕС) і теплових електростанціях (ТЕС) та має

особливості на гідроакумуючих (ГАЕС) і атомних (АЕС) електростанціях. У цілому комплекс технічних засобів автоматичного керування допоміжним устаткуванням утворює технологічну автоматику керування електроенергетичними агрегатами ЕС, а комплекс технічних засобів автоматичного керування ГГ і ТГ входить до складу автоматики електроенергетичних систем (ЕЕС).

1.2 Автоматичне керування гідрогенераторами

Формування сигналів автоматичного керування. На електростанціях часто використовується типовий алгоритм і його реалізація на логічних елементах автоматичного керування пуском, остановом, переводом в режим роботи синхронним компенсатором і поверненням у генераторний режим гідрогенератора ГЕС (рис. 1.1) з будь-якими типами гідротурбіни і із застосуванням останньої модифікації електрогідравлічного автоматичного регулятора частоти обертання ЕГР-2И [3].

Алгоритм дії і типова схема автоматичного пристрою забезпечують повністю автоматичне керування технологічними процесами вказаних змін стану гідрогенератора і передбачають виконання наступних операцій:

- контроль готовності турбіни Т генератора Г до пуску з перевіркою його справності і працездатності пристроїв технічного водопостачання ТВС, а також підшипника гідротурбіни ПТ (з гумовими вкладишами);
- охолодження масла у ваннах підшипника синхронного генератора ПГ і опорного підп'ятника ОП гідроагрегата, постачання дистильованої охолоджувальної води ДВ для обмоток статора;
- забезпечення розбудженого стану і відключеного вимикача синхронного генератора;
- наявність достатнього тиску в маслонапорній установці МНУ;
- нормальний і прискорений пуск і включення синхронного генератора способом точної автоматичної синхронізації і способом самосинхронізації відповідно з автоматичним набором навантаження;
- пуск і перевод в режим синхронного компенсатора і перевод з режиму СК в генераторний режим;
- нормальний і аварійний останов гідроагрегату.

Алгоритм реалізує пріоритет виконання останньої команди як в процесі здійснення нормальних операцій, так і при прискореному пуску і аварійному останові.

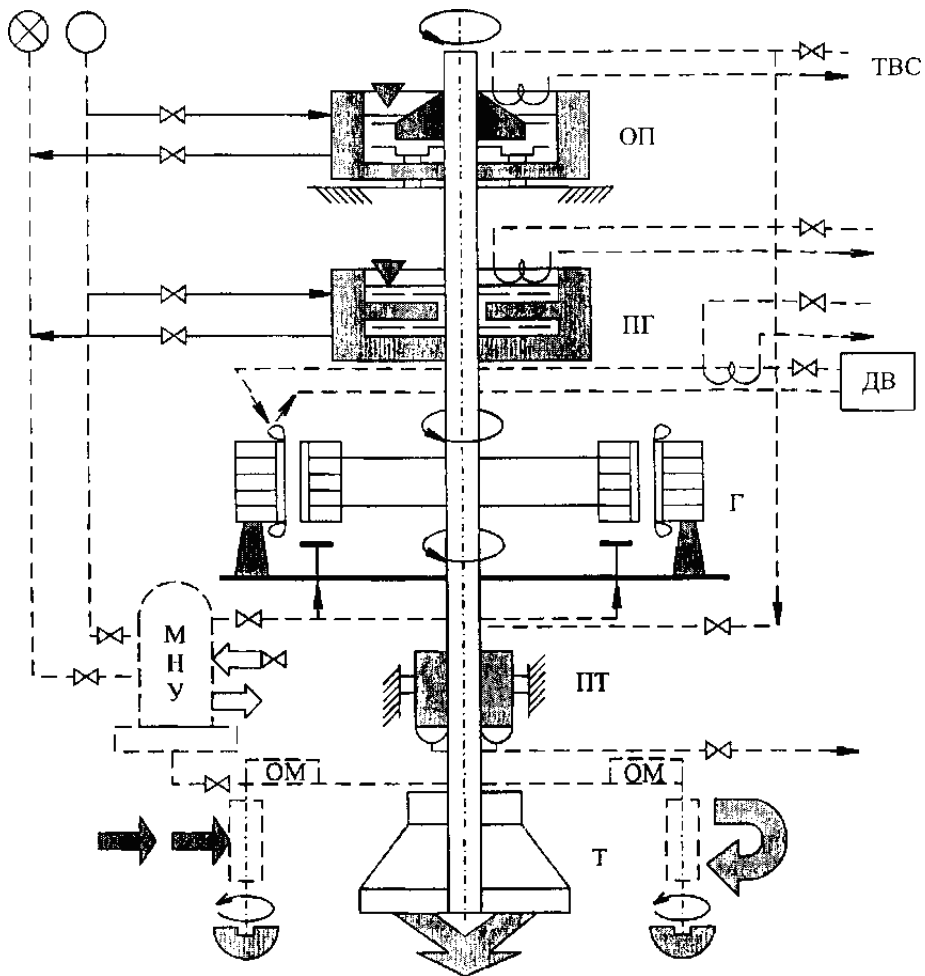


Рисунок 1.1 – Схема вертикального гідроагрегату і взаємодії його допоміжного устаткування

На рис. 1.2,а приведена логічна схема формування сигналів командної інформації по автоматичному керуванню зміною стану гідроагрегату.

Сигнал *нормального пуску* НП (рис. 1.2,а) формується через логічний елемент DW1 (АБО) від ключа керування SA1.1, або від АСУ технологічними процесами ГЕС, або від пристрою протиаварійної автоматики УПА, запам'ятовується статичним тригером ST1 (вхід встановлення S), якщо на його вхід скидання R через елемент DW2 не приходять один з наступних пріоритетних командних сигналів або сигналів неготовності синхронного генератора:

- пуск в режим СК (від ключа керування SA2.1), або нормальний останов (від положення ключа SA1.2), або відміна пуску (від кнопки SB1);
- генератор збуджений (від вимірювального реле КА.1 струму ротора) або його вимикач включений (від контакту Q.1).

Запам'ятовування сигналу нормального пуску дозволяється і при збудженому генераторі, якщо включений ключ SA3 автоматичного синхронізатора — положення SA3.1: логічний сигнал «1» від SA3.1 на інверсному вході логічного елемента $D\bar{X}$ не пропускає на елемент DW2 сигнал про наявність струму в обмотці збудження генератора.

Для надійності дії сигналу на відміну пуску передбачена його подача на вхід DWU2 (АБО-НЕ) і проходження сигналу нормального пуску послідовно через DXU1 (І-НЕ) і DWU2 з додатковим контролем операції на відміну пуску від кнопки SB1.

Логічна схема на рис. 1.2,а ілюструє також реалізацію алгоритма проходження сигналу на *прискорений пуск* УП гідроагрегату від УПА, а саме від вимірювального реле KF зниження частоти в електроенергетичній системі. Він фіксується тригером ST2 (вхід встановлення S), якщо на його вхід скидання R через елемент DW3 не поступає один з сигналів: від SA1.2 (останов) або від SB1 (відміна пуску), або від Q.2 (генератор включений), або від SA3.1 (точна синхронізація) — при прискореному пуску гідроагрегатор включається на паралельну роботу швидшим способом самосинхронізації. Сигнал проходить через послідовно сполучені елементи DXU3 та DWU4, дублюючи, як і для нормального пуску, заборону на пуск гідроагрегату сигналом з найвищим пріоритетом на відміну пуску від SB1.

При наявності сигналу від SA2.1 або від АСУ (елемент DW4 на рис. 1.2,б) на пуск гідроагрегатора в *режим роботи синхронним компенсатором*, він запам'ятовується тригером ST3 за умови відсутності на входах елемента DWU5 одного із заборонних сигналів від SA2.2 (вивід з режиму СК), або від SB2

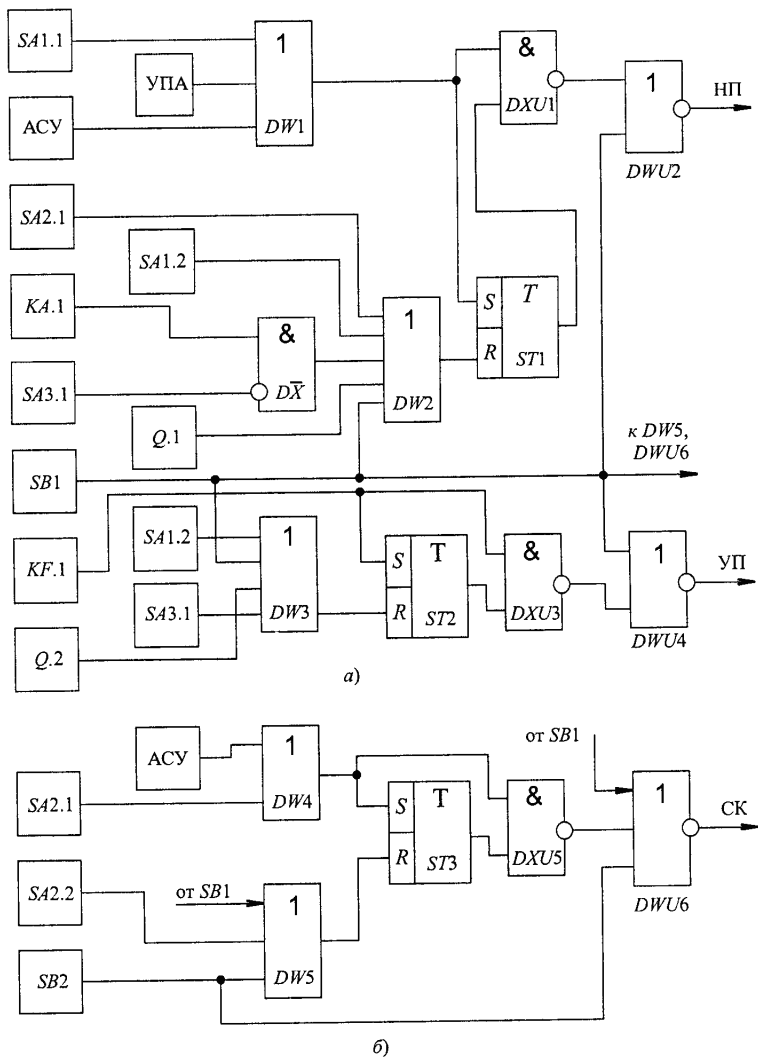


Рисунок 1.2 – Логічна схема формування сигналів на пуск гідроагрегата (а) і перевод його з генераторного в режим синхронного компенсатора (б)

(відміна пуску в режим СК), або від SB1. Сигнал також проходить послідовно через елементи DXU5, DWU6, що забезпечують резервування заборон на його виконання сигналами від SB1 і SB2.

Аналогічно формується сигнал на останов гідроагрегату. Типовий алгоритм формує і ряд додаткових сигналів.

Виконання сигналів керування станом гідрогенератора. Виконання сформованих розглянутими схемами сигналів керування зміною стану гідрогенератора забезпечується логічними схемами, реалізованими інтегральними логічними елементами або електромеханічними реле з герметизованими контактами (герконами), за вказаних умов забезпечення його функціонування допоміжним устаткуванням, особливо готовності гідроагрегату до пуску в генераторний режим роботи.

На рис. 1.3 приведена спрощена релейно-контактна схема автоматичного пуску гідрогенератора. Сигнали на нормальний НП або прискорений УП пуск (див. рис. 1.2,а,б) фіксуються електромеханічними реле постійного струму KL1 і KL2 відповідно (на схемі показані лише їх контакти). Вказані реле перш за все включають (контактами KL1.1, KL2.1) в дію пристрій технічного водопостачання ТВС (змазка підшипника турбіни і охолодження масляних ванн підп'ятника і підшипника синхронного генератора). При прискореному пуску — замкнутий контакт SAF ключа самосинхронізації гідрогенератора, збуджується (контактами KL1.2, KL2.2) реле KL3 команди автоматичного пуску АП.

Контактом KL3.1 включаються приводи відкриття затворів гідротехнічного устаткування, а KL3.2 — привод відведення стопора обмежувача відкриття направляючого апарату ООНА турбіни. Контактом KL3.3 готується ланцюг збудження реле KL4 стартової команди пуску СП на електрогідравлічний автоматичний регулятор частоти обертання гідротурбіни АРЧВ. Реле KL4 спрацьовує після замикання контактів реле KL5 і KL6 контролю витрат води в робочому ущільненні валу турбіни і технічного водопостачання відповідно, а також кінцевого вимикача КQ закриття затвора.

По ланцюгу, що замикається контактом KL4.1, АРЧВ повністю відводить механізм обмеження відкриття направляючого апарату турбіни і відкриває його на 30...35% повного відкриття.

При досягненні частотою обертання значення приблизно 80% номінальної направляючий апарат прикривається до положення, що відповідає холостому ходу турбіни. Частота обертання контролюється вимірювальним

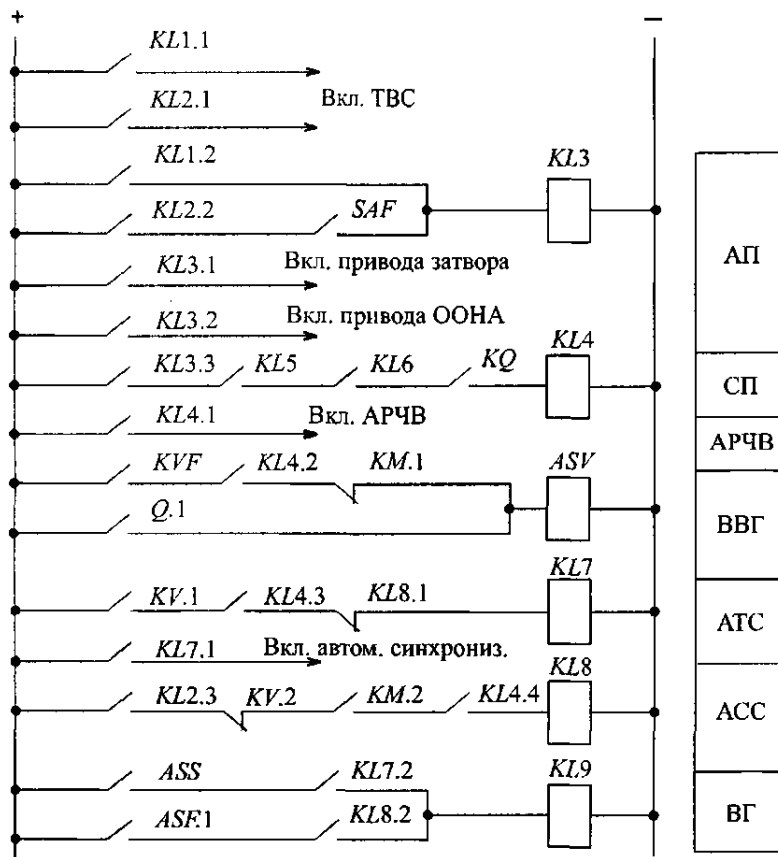


Рисунок 1.3 – Спрощена схема автоматичного керування пуском гідроагрегата

реле напруги KVF вимірювального синхронного генератора із збудженням постійним магнітом (на схемі не показаний).

При частоті обертання, рівній 95% номінальній, включається збудження синхронного генератора ВВГ – включається автомат гасіння поля ASV контактами реле KVF і KL4.2 при відключеному контакторі КМ (замкнутий його допоміжний контакт КМ.1) резистора R, замикаючого обмотку ротора LG генератора (див. рис. 2.1). Після появи ЕРС генератора E_T контактом вимірювального реле KV.1, підключеного до вимірювального трансформатора

TV1 синхронного генератора, при замкнутому контакті KL4.3 і замкнутому розмикаючому контакті KL8.1 реле контролю відсутності сигналу прискореного пуску збуджується реле KL7 включення пристрою точної автоматичної синхронізації генератора АТС (контактом KL7.1).

Після настання умов автоматичної синхронізації контактом ASS автоматичного синхронізатора через контакт KL7.2, що замкнувся, збуджується реле KL9 включення вимикача Q (рис. 2.1) синхронного генератора ВГ.

Сигнал на прискорений пуск виконується після спрацьовування реле KL2, яке контактом KL2.2 при, як вказувалося, включеному ключі SAF самосинхронізації (на схемі показаний його замикаючий контакт) збуджує реле автоматичного пуску KL3. При вказаному положенні ключа самосинхронізації і відключеному і незбудженому синхронному генераторі включається контактор КМ (див. рис. 2.1), який замикає контактом обмотку ротора через гасильний резистор R, розмикає контактом КМ.1 ланцюг включення ASV і готує замикаючим контактом КМ.2 (рис. 1.3) ланцюг живлення обмотки реле KL8, яке спрацьовує після замикання KL2.3 і KL4.4 при замкнутому розмикаючому контакті KV.2 вимірювального реле напруги синхронного генератора (контроль його незбудженого стану) і запускає автоматичний пристрій самосинхронізації АСС.

Після настання умов самосинхронізації замикається його контакт ASF.1 і через вже замкнутий контакт KL8.2 збуджує реле KL9 включення вимикача Q синхронного генератора, допоміжним контактом Q.1 якого включається його збудження ВВГ (автоматом ASV). Синхронний генератор втягується в синхронізм і починає працювати синхронно з генераторами своєї електростанції і електроенергетичної системи ЕЕС (див. рис. 2.1).

Автоматика керування змінами станів ГГ входить в склад АСК ТП гідроелектростанцією. Мікропроцесорна автоматизована система керування ГЕС містить відповідну підсистему «ПУСК». Мікропроцесорна АСК ТП гідроакмулюючих ГЕС забезпечує автоматичне керування і значно складнішими специфічними для ГАЕС змінами станів оборотних гідроагрегатів: частотний пуск в насосний або в компенсаторний режими з насосним напрямом обертання, перевод з насосного режиму в компенсаторний або навпаки, останов з насосного або компенсаторного режиму з насосним обертанням. Процеси зміни стану відображаються на дисплеях ПЕОМ у складі АСК ТП.

Контрольні питання

1. Які операції виконуються автоматичною системою зміни стану гідро-генератора?
2. Як реалізується прискорений пуск гідроагрегату?
3. Коли вмикається збудження генератора при нормальному пуску?
4. У яких режимах може працювати генератор?
5. У чому відмінність гідрогенератора від турбогенератора?
6. Що таке насосний режим?
7. Які величини генератора треба регулювати?
8. Які існують аварійні режими?

2 АВТОМАТИЧНЕ КЕРУВАННЯ ВКЛЮЧЕННЯМ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА ПАРАЛЕЛЬНУ РОБОТУ

2.1 Способи автоматичного керування

ЕРС синхронних генераторів зсунуті по фазі лише на кути δ_n , визначувані передаваною активною потужністю і обумовлені супроводжуючими вироблення і передачу електроенергії електромагнітними процесами (реактивною потужністю). Кут зсуву фаз і частота обертання змінюються лише при електромеханічних перехідних процесах в електропередачах в межах, не порушуючих синхронної динамічної стійкості електроенергетичної системи.

Для того, щоб включити вимикачем Q (рис. 2.1) синхронний генератор G на паралельну роботу з синхронно обертаючимися генераторами електростанції та ЕЕС, необхідно виконати ряд операцій. Використовуються два способи включення синхронних генераторів на паралельну роботу: швидкодіючий спосіб *самосинхронізації* і відносно повільний спосіб *точної синхронізації*. Відповідно розрізняються два види автоматичного керування включенням синхронних генераторів, а саме автоматична самосинхронізація і автоматична точна синхронізація.

При *самосинхронізації* вимикач гідро- і турбогенератора включається при близькій до синхронної частоти обертання ω_r , тобто при малому ковзанні [3]

$$s = \frac{\omega_s}{\omega_c} = \frac{\omega_c - \omega_r}{\omega_c} = 0,03 \dots 0,05 \quad (2.1)$$

при незбудженому синхронному генераторі (практично при відсутності його ЕРС E_r), і після збудження, що відразу ж включається, синхронний генератор самостійно за час 1...2 с входить (втягується) в синхронізм — починає працювати синхронно.

При *точній автоматичній синхронізації* генератор збуджується до ЕРС холостого ходу $E_{r,x}$, практично рівній напрузі $U_{ш}$ на шинах електростанції (при блокувній схемі з врахуванням трансформатора). Вимикач синхронного генератора включається при досить малому ковзанні $s = 0,014 \dots 0,025$ у момент збігу по фазі його ЕРС і напруги на шинах електростанції. Після невеликих затухаючих хитань ротора, обумовлених вказаним ковзанням, генератор входить в синхронний режим роботи.

Як вказувалося, швидкодіюча самосинхронізація застосовується при автоматичному прискореному пуску, пуску в режим роботи синхронним компен-

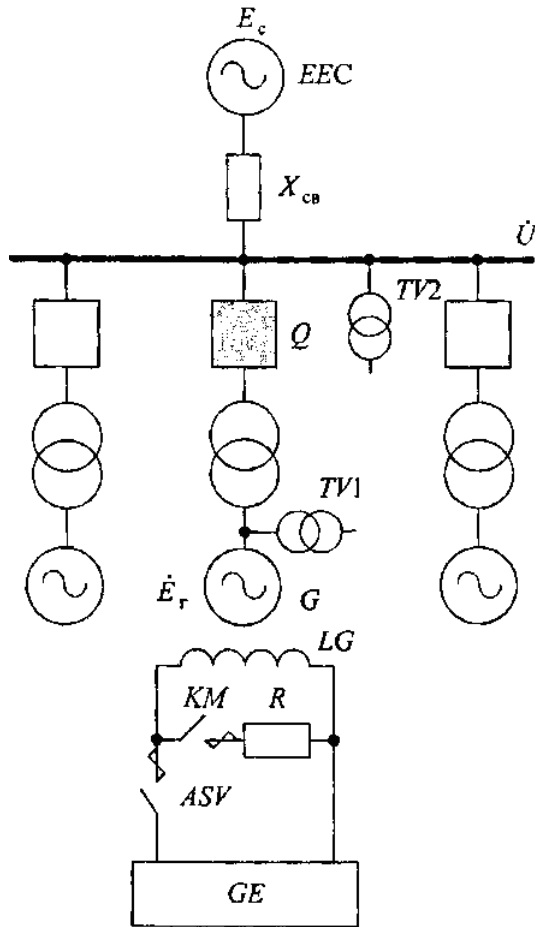


Рисунок 2.1 – Спрощена електрична схема електростанції з синхронізованим генератором і її зв'язку з електроенергетичною системою

сатором гідрогенераторів і при спробах негайного відновлення нормального режиму роботи вимкнених турбогенераторів. Також самосинхронізація застосовується при відносно малих потужностях гідрогенераторів (до 50 МВт). При автоматичному керуванні нормальним пуском гідро- і турбогенератори включаються на паралельну роботу автоматичним пристроєм точної синхронізації.

2.2 Автоматичне включення за способом самосинхронізації

Процес самосинхронізації. У момент включення вимикача Q у обмотках статора генератора виникає струм включення $I''_{в.с}$, обмежений сумою надперехідного опору генератора $X''_d > X''_r > X''_q$ — залежно від положення ротора — і опору зв'язку $X_{св}$ з джерелом еквівалентної ЕРС електроенергетичної системи E_c .

Струм $I''_{в.с}$ викликає динамічну дію на обмотки та обумовлює виникнення ударного обертаючого моменту $M_{в.с}$ на валу гідроагрегату. Обертаючий момент асинхронний, його значення залежить від ковзання s і кута δ_b між подовжньою віссю ротора і магнітною віссю магнітного поля статора та має максимум при куті δ_b , рівному або кратному $\pi/4$.

Проте вказані дії на синхронний генератор менш інтенсивні, ніж при трифазному КЗ на його виводах, оскільки струм КЗ обмежується тільки надперехідним опором X''_d з врахуванням якого генератор розраховується за умовами механічної міцності при його проектуванні. Тому самосинхронізація практично завжди є допустимою.

Асинхронний обертаючий момент створюється трифазною системою струмів, наведених в провідних частинах ротора — магнітопроводі і заспокоїливих обмотках з частотою ковзання. Однофазний індуктований струм в обмотці збудження ротора, замкнутій через гасильний резистор R (для запобігання руйнування ізоляції обмотки наведеною відносно високою ЕРС), створює пульсуючий магнітний потік, який не впливає на результуючий процес самосинхронізації генератора. Напрямок залежного від ковзання асинхронного обертаючого моменту M_{ac} завжди зменшує ковзання генератора: при $\omega_r < \omega_c$ момент M_{ac} розганяє генератор, а при $\omega_r > \omega_c$ негативний M_{ac} знижує частоту його обертання. Тому асинхронний обертаючий момент швидко наближає частоту обертання ω_r до синхронної. Стале ковзання s_y визначається рівністю $M_{ac,y}$ невеликому механічному моменту M_m , що розвивається турбіною на валу енергоагрегату (рис. 2.2,а).

На вал гідрогенератора впливає і реактивний обертаючий момент M_p , що обумовлений явнополюсністю ротора і змінюється з подвійною частотою ковзання (рис. 2.2,б)

$$M_p = U_{ш}^2 \frac{X_d - X_q}{2X_d X_q} \sin 2\omega_s t. \quad (2.2)$$

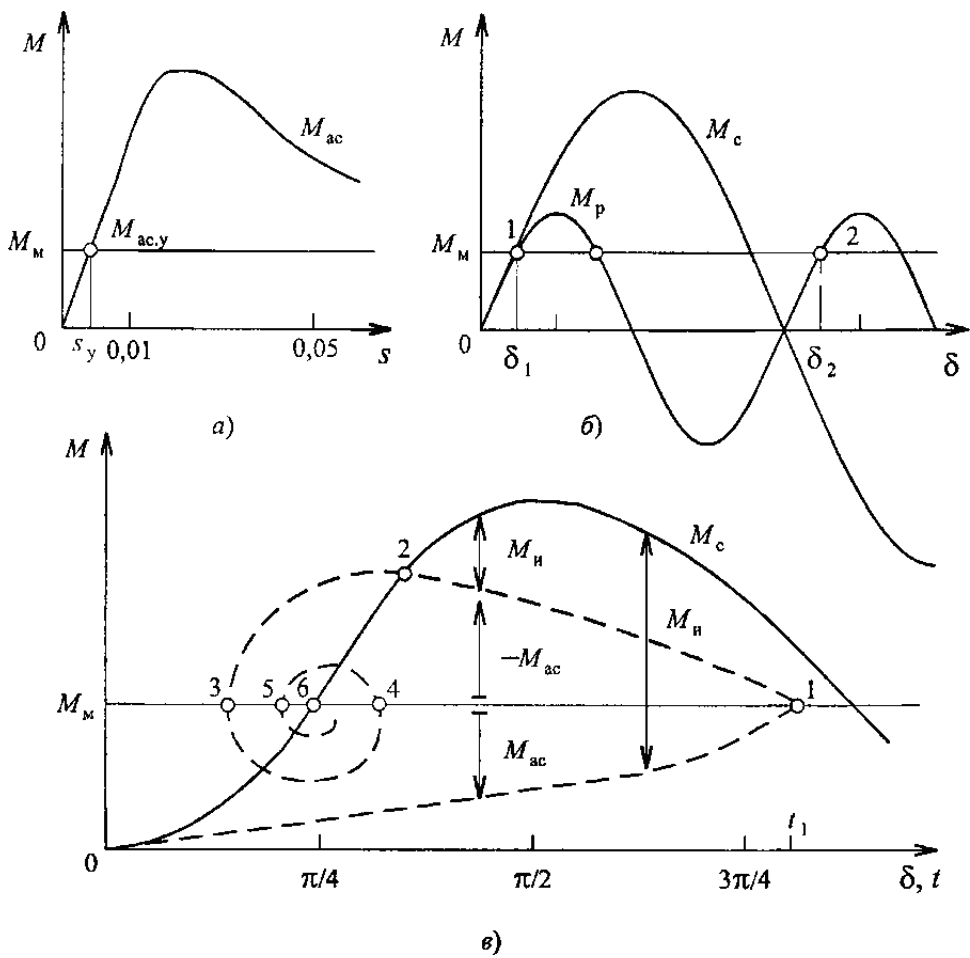


Рисунок 2.2 – Графіки асинхронного (а), реактивного і синхронного (б) обертаючих моментів і графік процесу самосинхронізації (в) генератора

При малому механічному моменті M_m , протягом періоду ковзання турбіни реактивний момент двічі з рівною імовірністю знижує частоту ковзання до $\omega_s = 0$ і може зафіксувати положення ротора як при кутах $\delta_1 \approx 0$, так і при $\delta_2 \approx \pi$. Друге з вказаних положень ротора неправильне: при кутах $\delta > \pi$ негативний синхронний електромагнітний момент M_c , що з'являється після включення збудження генератора, ударно виштовхне ротор на одне полюсне ділення, додатково механічно впливаючи на вал енергоагрегату. Тому збудження генератора включається (автоматом ASV) відразу після його підключення до шин електростанції допоміжним контактом вимикача Q.1 (див. рис. 1.3). Після включення збудження генератор під впливом наростаючого моменту M_c самостійно протягом 1...2 с втягується в синхронізм. Втягування генератора в синхронізм з фіксацією сталого положення ротора при куті $\delta \approx 0$ проводиться наростаючим експоненційно (відображено на початковій ділянці графіка $M_c = f(\delta, t)$ на рис. 2.2,в) синхронним моментом.

При цьому синхронний режим може настати протягом одного ($0 < \delta < \pi$) або декількох напівперіодів ковзання. Процес починається із згаданого сталого за рахунок асинхронного моменту $M_{ac,y} = |-M_m|$ позитивного ($\omega_r < \omega_c$) ковзання s_y і кута δ , прийнятого на рис. 2.2,в в цілях спрощення $\delta = 0$. Виникаючий прискорюючий генератор синхронний момент M_c зменшує ковзання $s < s_y$ (кут $\delta = \omega_s t$ збільшується). При цьому зменшується і середній прискорюючий асинхронний момент $+M_{ac}$. У момент часу t_1 ковзання та асинхронний момент знижуються до нуля (точка 1 на рис. 2.2,в). Проте за інерцією, за рахунок надлишкової кінетичної енергії, ротор продовжує прискорюватися, ковзання, оскільки $\omega_r > \omega_c$, згідно (2.1) змінює знак. Знову виникаючий, але негативний асинхронний момент $-M_{ac}$ стає гальмівним, наростає по абсолютному значенню, поки не врівноважує позитивний надлишковий момент, створюваний синхронним обертаючим моментом $M_{in} = M_c - M_{ac} - M_m$ (точка 2), і потім інтенсивніше знижує ковзання. Точка 3 знову відповідає відсутності ковзання і асинхронного момента. На ділянці графіка між точками 3 і 4 ковзання і асинхронний момент знову позитивні ($\omega_r < \omega_c$), ротор прискорюється. На рис. 2.2,в показані також ділянки графіка зміни негативного і позитивного асинхронного моменту між точками 4, 5 та 5, 6 відповідно. У момент часу, відповідний точці 6, настає усталений синхронний режим роботи. Як вказувалося, процес втягування в синхронізм може бути тривалішим і закінчуватися після декількох напівперіодів ковзання, тобто при куті $\delta = 2l\pi$.

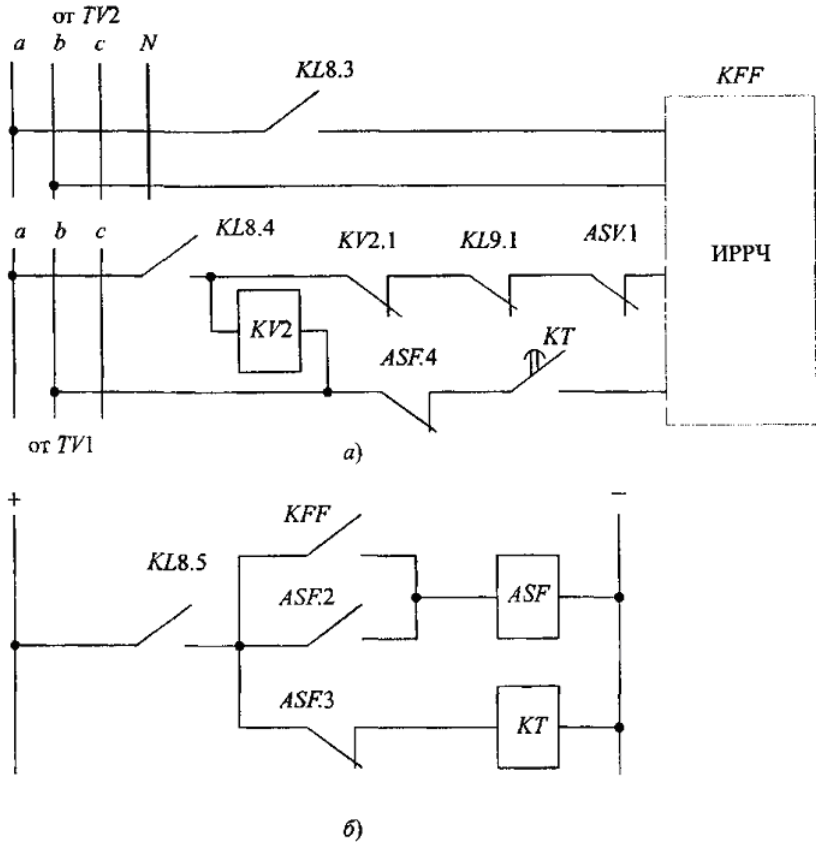


Рисунок 2.3 – Схема вимірювальної (а) і логічної (б) частин пристрою автоматичної самосинхронізації

Пристрій автоматичної самосинхронізації входить у склад автоматичної системи керування зміною стану гідрогенератора. Вимірювальною його частиною є вимірювальне реле KFF (рис. 2.3,а) різниці частот ИРРЧ з двома вхідними діючими величинами: вторинною напругою $U_{ш}$ первинного вимірювального трансформатора напруги TV2 шин електростанції і остаточною ЕРС синхронного генератора, збуджуваною залишковою намагніченістю його ротора. Відносно низьке її значення $E_{г,ост} \approx 0,02E_{г,х}$ і інтенсивне зростан-

ня до ЕРС холостого ходу $E_{г,x}$ в процесі збудження генератора визначають особливості ланцюга підключення ИРРЧ до трансформатора напруги TV1 генератора і необхідність його автоматичного відключення максимальним вимірювальним реле напруги KV2.

Пристрій автоматичної самосинхронізації включається в роботу контактами реле KL8 при включеному положенні ключа самосинхронізації SAF. Замикаючим контактом SAF (див. рис. 2.1) дозволяється виконання сигналу на прискорений пуск гідроагрегату. Контактими KL8.3, KL8.4 і KL8.5 готуються ланцюги підключення реле різниці частот KFF і включається в роботу релейно-контактна логічна частина автоматичного пристрою відповідно (рис. 2.3,б).

Ланцюг підключення ИРРЧ до вимірювального трансформатора напруги TV1 (до залишкової ЕРС синхронного генератора) контролюється розмикаючими контактами KV2.1 реле напруги (відсутність напруги генератора), KL9.1 реле включення вимикача синхронного генератора (вимикач відключений) і допоміжним контактом ASV.1 автомата включення збудження — генератор незбуджений. Ланцюг замикається з витримкою часу реле КТ і розмикається контактом ASF.4 виконавчого реле пристрою самосинхронізації.

При досягненні гідрогенератором частоти обертання ω_r близької до синхронної, тобто при різниці частот $\omega_s = |\omega_c - \omega_r|$ рівної або меншої встановленої частоти спрацьовування ИРРЧ, воно короткочасно замикає свій контакт KFF і збуджує виконавче реле ASF, яке контактом ASF.2 самоутримується (запам'ятовує спрацьовування ИРРЧ), а контактом ASF.1 при замкненому раніше контакті KL8.2 збуджує реле KL9 включення вимикача Q синхронного генератора (див. рис. 1.3). Потім його допоміжним контактом Q.1 замикається ланцюг живлення обмотки автомата ASV включення збудження синхронного генератора.

При цьому обмотка контактора KM, що замикає, як вказувалося, обмотку ротора генератора на гасильний резистор R (див. рис. 2.1), знеструмлюється (на схемі не показано) і його контакт KM розмикається. Реле різниці частот KFF відключається від вимірювального трансформатора напруги TV1 синхронного генератора контактами KV2.1, KL9.1, ASV.1 (рис. 2.3,а).

Промисловістю випускається мікросхемне реле різниці частот РРП11. Реле складається з двох активних керованих інтеграторів тривалості напівперіодів зміни $e_{г,ост}$ і $u_{ш}$, напруга на виходах яких зворотно пропорційна частотам ω_c і ω_r , і елементу порівняння їх абсолютних значень релейної дії.

2.3 Автоматичне включення за способом точної синхронізації

При точній синхронізації, як вказувалося, генератор включається у збудженому стані при ЕРС холостого ходу $E_{г.х}$. Спокійне і успішне включення синхронного генератора на паралельну роботу забезпечується за наступних умов точної синхронізації:

- рівність амплітуд ЕРС $E_{г.х}$ і напруги $U_{ш}$ на шинах електростанції (вторинних напруг первинних вимірювальних трансформаторів напруги TV1 і TV2 (див. рис. 2.1), встановлених на виводах генератора і шинах електростанції);
- близька до синхронної ω_c частота обертання генератора ω_r ;
- збіг по фазі векторів ЕРС $\dot{E}_{г.х}$ і напруги $\dot{U}_{ш}$ у момент включення (з'єднання контактів) вимикача Q синхронного генератора (з врахуванням зсуву по фазі, створюваного трансформатором блоку).

Перша вимога очевидна і її виконання не викликає труднощів. Третя обумовлюється неминучою відмінністю частоти обертання генератора при підготовці його до включення від синхронної: відбувається відносне обертання векторів $\dot{E}_{г.х}$ і $\dot{U}_{ш}$ з різницею частот $\omega_s = \omega_c - \omega_r$ і необхідністю $\omega_s \neq 0$ для функціонування автоматики синхронізації. При цьому кут зсуву фаз між ними $\delta = \omega_s t$ безперервно змінюється. На щиті керування електростанцією він відображається *синхрооскопом* з круговою шкалою і стрілкою, що обертається з частотою ω_s (рис. 2.4,а).

Забезпечення збігу векторів $\dot{E}_{г.х}$ і $\dot{U}_{ш}$ у момент включення вимикача досягається попереджувачим включенням приводу при наявності кута зсуву фаз, що зменшується, — кута випередження $\delta_{оп}$ — з таким розрахунком, аби за час дії приводу — час t_b включення вимикача — кут δ зсуву фаз зменшився до $\delta = 0$. Наприклад, при рівномірному обертанні генератора ($\omega_s = \text{const}$) кут $\delta_{оп}$ має бути рівний

$$\delta_{оп} = \omega_s t_b. \quad (2.3)$$

Операція вибору моменту включення приводу вимикача є основною і вкрай відповідальною, що і зумовило історично ранню автоматизацію включення синхронних генераторів на паралельну роботу.

Обмеження різниці частот $\omega_s < \omega_{сд}$ пов'язане з вибором кута випередження. Проте значення допустимої $\omega_{сд}$ обмежуються і умовою успішності синхронізації, тобто стійкою паралельною роботою синхронного генератора

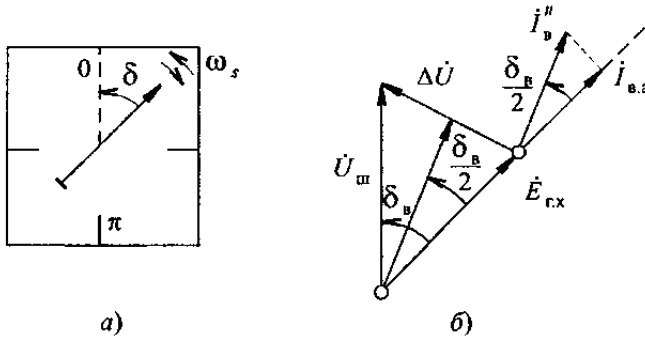


Рисунок 2.4 – Схема синхроскопа (а), векторна діаграма електричних величин у момент включення синхронного генератора (б)

після його включення. Ротор генератора в момент включення має надлишкову кінетичну енергію. Тому після включення починаються затухаючі коливання ротора (хитання) синхронного генератора, інтенсивність яких не повинна привести до випадання генератора з синхронізму в перший їх напівперіод.

Дії на генератор при точній синхронізації. У реальних умовах включення генератора на паралельну роботу практично завжди відбувається при деякому куті зсуву фаз між ЕРС $\dot{E}_{г.х}$ і напругою $\dot{U}_{ш}$ — куті включення δ_b . Навіть сучасні достатньо досконалі автоматичні пристрої точної синхронізації повністю не виключають його. Тому синхронний генератор піддається більш-менш інтенсивним динамічним діям і при точній автоматичній синхронізації.

Напруга $\Delta \dot{U}$ (рис. 2.4,б), обумовлена кутом δ_b і рівна при $E_{г.х} = U_{ш} = E$

$$\Delta \dot{U} = 2E \sin \frac{\delta_b}{2}, \quad (2.4)$$

викликає початковий періодичний струм включення генератора, обмежений його надперехідним опором X''_d і опором зв'язку $X_{св}$ з джерелом еквівалентної ЕРС електроенергетичної системи

$$I''_B = \frac{\Delta U}{X''_d + X_{св}} = \frac{2E \sin \frac{\delta_b}{2}}{X''_d + X_{св}}. \quad (2.5)$$

Як і при самосинхронізації, струм I_B'' надає динамічну дію на обмотки статора синхронного генератора. При цьому виникає ударний електромагнітний синхронний обертаючий момент на валу генератора, рівний у відносних одиницях потужності, створюваній активній складовій струму включення $I_{B.a}$ (рис. 2.4,б):

$$M_c = EI_{B.a} = EI_B'' \cos \frac{\delta_B}{2} = \frac{2E^2}{X_d'' + X_{CB}} \sin \frac{\delta_B}{2} \cos \frac{\delta_B}{2} = \frac{E^2}{X_\Sigma''} \sin \delta_B. \quad (2.6)$$

Вільні аперіодичні струми в обмотках статора, створюючи нерухоме в просторі магнітне поле, що взаємодіє з магнітним полем ротора, яке обертається, створюють вільну затухаючу складову електромагнітного моменту, що змінюється у функції, зокрема, косинуса кута $\delta_r = \omega_r t$ обертання неявнополюсного турбогенератора, рівну при неврахуванні загасання

$$M_{CB} = -\frac{2E^2 \sin \frac{\delta_B}{2}}{X_\Sigma''} \cos \left(\omega_r t + \frac{\delta_B}{2} \right). \quad (2.7)$$

Небезпечним для генератора є максимальний результуючий обертаючий момент $M_{B \max} = M_c + M_{CB \max}$, що виникає при куті включення $\delta_B \approx 2\pi/3$ та $\omega_r t = \pi - (\delta_B/2)$. Проте кут включення, що забезпечується автоматичним пристроєм точної синхронізації, відносно невеликий, і тому синхронний генератор при його включенні на паралельну роботу за способом точної автоматичної синхронізації піддається менш інтенсивним динамічним діям, ніж при самосинхронізації. Вони показові лише з точки зору недопустимості помилкових включень при великих кутах δ_B і враховуються як умови допустимості протиаварійних несинхронних включень електропередач.

Що стосується хитань синхронного генератора після його включення, то, при обмеженій принципом дії або технічними можливостями автоматичного пристрою точної синхронізації різниці частот ω_{sd} , вони зазвичай не викликають небезпеки випадання ненавантаженого генератора з синхронізму.

2.4 Автоматичні синхронізатори

Автоматичні пристрої точної синхронізації (АУТС) синхронних генераторів складаються з трьох частин, що забезпечують три умови точної синхронізації: рівність амплітуд ЕРС генератора $E_{r,x}$ і напруги $U_{ш}$ на шинах

електростанції, близька до синхронної частота обертання (мала частота ковзання ω_s) генератора і збіг по фазі вказаних ЕРС і напруги у момент включення (замикання контактів) вимикача синхронного генератора. Такі пристрої відповідно називаються зрівнювачем амплітуд напруги, зрівнювачем частот і *автоматичним синхронізатором*.

Автоматичний синхронізатор забезпечує виконання найбільш відповідальної операції точної синхронізації по забезпеченню практичного збігу по фазі ЕРС генератора і напруги на шинах електростанції у момент включення вимикача генератора. Він видає керуючу дію на включення приводу вимикача з випередженням моменту часу збігу векторів $\vec{E}_{Г.Х}$ і $\vec{U}_{Ш}$, що знаходяться у відносному обертанні, тобто за наявності між ними кута зсуву по фазі — кута $\delta_{оп}$ випередження.

Історично першими з'явилися автоматичні синхронізатори, що визначає заданий незмінний кут випередження, які звалися автоматичними синхронізаторами з постійним кутом випередження (СПВО) $\delta_{оп} = \text{const}$. Проте кут випередження $\delta_{оп} = \omega_s t_b$ при постійному часі включення вимикача t_b має бути змінним, залежним від ω_s .

За рівномірного обертання генератора постійним є час випередження $t_{оп}$, рівний часу t_b включення вимикача. Тому сучасні автоматичні синхронізатори визначають момент включення приводу вимикача за постійним часом випередження (СПВО) $t_{оп} = \text{const}$.

За нерівномірного, зазвичай рівноприскореного, обертання генератора при його пуску кут випередження має бути змінним. Тому останні розробки автоматичного синхронізатора представляють собою спеціалізований аналоговий або цифровий обчислювальний пристрій, що визначає необхідний кут випередження $\delta_{оп}(\omega_s)$ в припущенні рівноприскореного (або рівносповільненого) обертання синхронного генератора, тобто при постійному прискоренні ротора генератора $a_r = \text{const}$.

Автоматичні синхронізатори дають керуючу дію на включення вимикача синхронного генератора, лише якщо частота ковзання ω_s не перевищує допустимого значення $\omega_{сд}$, обмеженого їх технічними можливостями або умовами успішності синхронізації (генератор після включення не випадає з синхронізму).

Автоматичні синхронізатори з постійним часом випередження входять до складу поширених на електричних станціях автоматичних пристроїв точної синхронізації типів АСТ-4 і УБАС. Вони використовують інформацію про

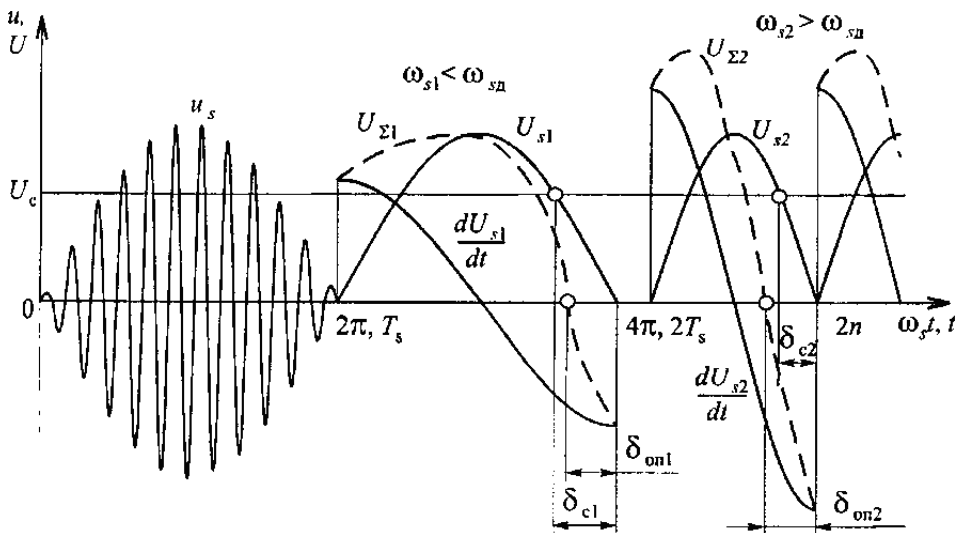


Рисунок 2.5 – Часові графіки напруги биття u_s , напруги U_s , його похідної та їх суми

кут зсуву фаз δ і різниці частот ω_s на основі перетворень напруги биття u_s (рис. 2.5), рівної при $|\dot{E}_{r,x}| = |\dot{U}_{ш}| = E$

$$u_s = e_{r,x} - u_{ш} = E_m (\sin \omega_r t - \sin \omega_c t) = 2E \sin \frac{\omega_s t}{2} \cos \frac{\omega_r + \omega_c}{2} t \quad (2.8)$$

в напругу

$$U_s = 2E \sin \frac{\omega_s t}{2}, \quad (2.9)$$

форма кривої якої є такою, що огинає амплітудні значення напруги u_s . Перетворення зводиться до випрямлення (випрямляч VS на рис. 2.6) напруги u_s і виділення фільтром низьких частот (ФНЧ) ZF складової U_s , що змінюється з різницею частот $\omega_s \ll (\omega_r + \omega_c)/2 \approx \omega_c$ (рис. 2.5).

Напруга U_s знижується до нуля згідно (2.9) при $\omega_s t = 2\pi n$ наприклад $U_{s1} = 0$ при $\omega_s t = 4\pi$ в моменти часу nT_s збігу по фазі $\dot{E}_{r,x}$ і $\dot{U}_{ш}$ (в кінці кожного періоду T_s биття). Для фіксації постійного часу випередження $t_{оп} = \text{const}$ використовується властивість суми напруги U_s і його похідної (диференціатор AD і суматор AW на рис. 2.6)

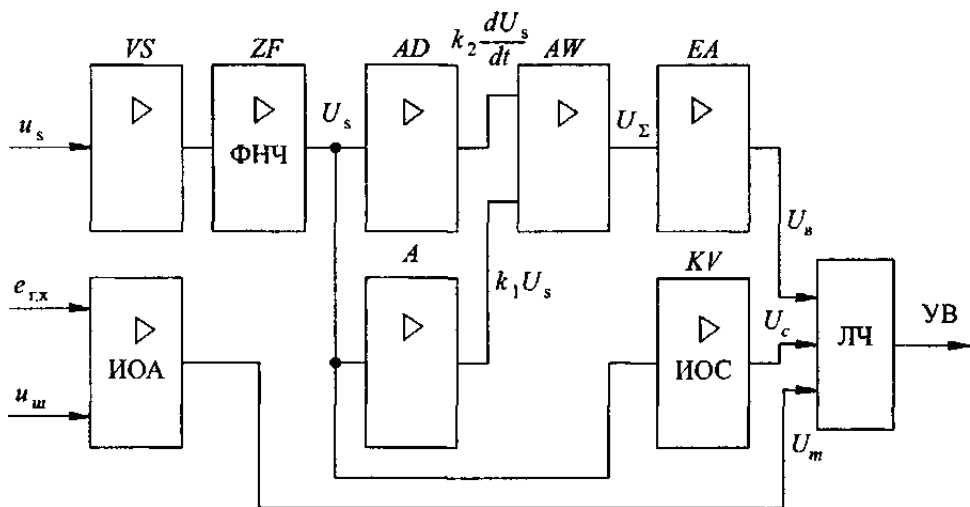


Рисунок 2.6 – Функціональна схема автоматичного синхронізатора з постійним часом випередження

$$\frac{dU_s}{dt} = E\omega_s \cos \frac{\omega_s t}{2} \quad (2.10)$$

проходить через нульове значення з випередженням оптимального для синхронізації моменту nT_s зниження до нуля напруги U_s на час $t_{\text{оп}}$, не залежний при обмежених кутах $\delta_{\text{оп}} = \omega_s t_{\text{оп}} < \pi/3$ від різниці частот ω_s .

Сумарна напруга (рис. 2.5)

$$U_\Sigma = K_1 U_s + K_2 \frac{dU_s}{dt} = 2K_1 E \sin \frac{\omega_s t_0}{2} + K_2 E \omega_s \cos \frac{\omega_s t_0}{2} = 0 \quad (2.11)$$

у момент часу $t_0 = T_s - t_{\text{оп}}$. Оскільки $\omega_s T_s = 2\pi$, то при $t_{\text{оп}} = T_s - t_0$ згідно (2.11)

$$2K_1 \text{tg} \frac{\omega_s t_{\text{оп}}}{2} = K_2 \omega_s. \quad (2.12)$$

При малих кутах $\delta_{\text{оп}} = \omega_s t_{\text{оп}} \leq \pi/3$ функція $\text{tg}(\delta_{\text{оп}}/2) \approx \delta_{\text{оп}}/2$. Тому

$$t_{\text{оп}} = \frac{K_2}{K_1} = \text{const.} \quad (2.13)$$

Таким чином, незалежність часу випередження від ω_s забезпечується, як і вказувалося, лише при обмежених допустимих значеннях ω_s , зокрема при $t_{оп} = t_B = 0,3$ с, що не перевищують

$$\omega_{сд} \leq \frac{\pi/3}{0,3} \approx \pi \text{ рад/с.} \quad (2.14)$$

Дискретний сигнал на включення приводу вимикача формується компаратором ЕА (рис. 2.6) релейної дії, що порівнює напругу на виході суматора АW з нульовим значенням (нуль-індикатором).

Сигнал перетворюється на керуючу дію УВ на включення приводу вимикача логічною частиною ЛЧ за умови, що різниця частот ω_s не перевищує вказане допустиме значення $\omega_{сд}$, що обмежується вимірювальним органом ковзання ІОС. Він містить вимірювальне реле мінімальної напруги, що фіксує допустимий кут випередження $\delta_{оп.д}$.

Напруга спрацьовування реле

$$U_c = U_{sm} \sin \frac{\delta_{оп.д}}{2} = 2E \sin \frac{\omega_{сд} t_B}{2}. \quad (2.15)$$

При $\omega_{s1} < \omega_{сд}$ кут випередження, визначуваний синхронізатором $\delta_{оп1} = \omega_{s1} t_B < \delta_{оп.д} = \omega_{сд} t_B$, тому по мірі зниження напруги U_s і кута δ першим (при δ_{c1}) спрацьовує реле ІОС (сигнал U_c) і дозволяє проходження сигнала U_B компаратора ЕА через логічну частину ЛЧ (рис. 2.6). Заборона формування керуючої дії на вмикання приводу вимикача проводиться і від вимірювального органу амплітуд ІОА (сигналом U_m) при недопустимій різниці амплітуд $E_{г.х}$ і $U_{ш}$, оскільки розглянуті співвідношення, що визначають час випередження синхронізатора, справедливі лише за умови рівності амплітуд.

Контрольні питання

1. Які існують типи синхронізації та чим вони відрізняються?
2. Що таке ковзання та як воно змінюється в процесі пуску та роботи генератора?
3. Якими є умови здійснення точної синхронізації?
4. Робота автоматичного синхронізатора.
5. Коли можна використовувати самосинхронізацію?
6. Що відбудеться при ввімкненні генератора без синхронізації?

3 АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

3.1 Призначення і особливості

Частота обертання гідравлічної або парової турбіни визначає частоту синусоїдальної напруги синхронного генератора, яка є одним із найважливіших показників якості виробленої ним електричної енергії. За вимогами ГОСТ 13109-87 на норми якості електроенергії частота має бути високостабільною: допустимі її відхилення Δf від номінальної промислової $f_{\text{ном}} = 50$ Гц не повинні перевищувати $\Delta f = \pm 0.1$ Гц.

Утримати частоту у вказаних межах в специфічних умовах роботи гідро- і турбогенераторів, обумовлених необхідністю рівності генерованої та споживаної активної потужності в кожен момент часу при безперервно випадково змінюваному навантаженні електроенергетичної системи, можна лише безперервним автоматичним керуванням частотою обертання турбін.

Безперервне автоматичне керування називається автоматичним регулюванням, а саме стабілізуючим регулюванням, що підтримує частоту обертання на незмінному встановленому рівні $\omega_{\text{пр}} = 100\pi$ рад/с. Воно здійснюється *автоматичними регуляторами частоти обертання (АРЧВ) [3]*.

У режимі пуску парової турбіни АРЧВ функціонує як програмний регулятор при заданому змінюваному значенні частоти обертання, визначуваному технологічними умовами її розвороту. В процесі підготовки генератора до включення на паралельну роботу способом точної синхронізації АРЧВ, взаємодіючи з автоматичним пристроєм керування частотою ковзання синхронного генератора, забезпечує доцільну для функціонування автоматичного синхронізатора частоту ковзання ω_{sy} .

Необхідність високої стабільності частоти напруги синхронного генератора визначає відповідні особливості автоматичного регулювання частоти обертання турбіни.

У нормальному режимі паралельно і синхронно працюючих навантажених генераторів вказані зміни навантаження електроенергетичної системи порушують оптимальні техніко-економічні показники режиму їх роботи, відновлювані пристроями автоматичного керування активною потужністю синхронних генераторів — *автоматичними регуляторами активної потужності (АРМ)*. Тому АРЧВ турбін функціонують спільно з АРМ синхронних генераторів, взаємодіючи з ними, що є важливою особливістю автоматичного

регулювання їх частоти обертання.

Взаємодія АРЧВ гідравлічних і парових турбін з АРМ виявляється істотно різною, зважаючи на рухливість (мобільність) перших і надзвичайну інерційність, обумовлену технологією підготовки пари, других. Гідроагрегати можуть змінювати своє навантаження швидко і в повному діапазоні від холостого ходу до номінального. Навантаження теплового енергоагрегату відбувається повільно і при автоматичному керуванні; зниження потужності парової турбіни обмежується технологічним мінімумом продуктивності парогенератору.

Дискретне зменшення активного навантаження синхронного генератора безпечно для гідравлічних і досить небезпечно для парових турбін.

Ще одна особливість АРЧВ обумовлюється різною поведінкою турбіни синхронного генератора як регульованого об'єкту при механічному перехідному процесі — пуску і підготовці генератора до синхронізації або при його холостому ході — і при електромеханічному перехідному процесі, що виникає в навантаженому режимі його паралельної роботи в електроенергетичній системі. При механічному перехідному процесі турбіна описується передавальною функцією інтегруючої ланки, а при електромеханічному перехідному процесі в навантажених гідро- або турбогенераторі — передавальною функцією аперіодичної ланки.

3.2 Алгоритми автоматичного регулювання

Під алгоритмом автоматичного регулювання частоти обертання розуміється аналітична залежність між положенням регульовального елемента — направляючого апарату гідравлічної або регульовальних клапанів парової турбін — і відхиленням частоти обертання від заданої $\Delta\omega = \omega_{\text{пр}} - \omega$.

Здатність підтримувати регульований параметр — частоту обертання — на незмінному рівні має *астатичний* регулятор (характеристика регулювання 1 — залежність частоти обертання ω від потужності навантаження P на рис. 3.1). Він функціонує по інтегральному (І), пропорційно-інтегральному (ІІ) або пропорційно-інтегрально-диференціальному (ІІД) алгоритмам автоматичного регулювання. Інтегрування відхилення частоти обертання $\Delta\omega$ забезпечує зміну стану регульовального елемента турбіни і фіксацію його зміненого стану після зникнення $\Delta\omega$. Цим і забезпечується астатична характеристика регулювання.

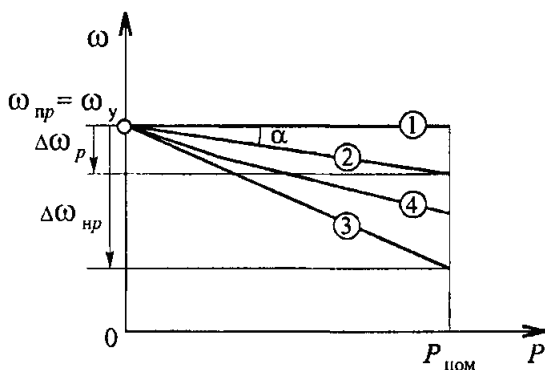


Рисунок 3.1 – Характеристики регулювання: 1 – астатична; 2 – статична; 3 – характеристика за відсутності автоматичного регулювання; 4 – зі змінним статизмом

Проте в процесі розвороту турбіни і підготовки генератора до синхронізації, а також для необхідної взаємодії з автоматичним регулятором активної потужності АРЧВ повинен забезпечувати статичну характеристику регулювання 2. *Статичним* є регулятор, що функціонує на основі пропорційного (П) або пропорційно-диференціального (ПД) алгоритмів регулювання. Пропорційна залежність між положенням регульовального елемента турбіни і відхиленням частоти обертання означає неможливість повного усунення $\Delta\omega$, що виникає, оскільки саме його відмінність від нуля ($\Delta\omega \neq 0$) визначає зміну стану регульовального елемента. Тому, якщо зникає відхилення частоти обертання, то регульовальний елемент повертається у вихідний стан.

Статичний регулятор може лише зменшити відхилення частоти обертання $\Delta\omega_{нр}$, яке було б за відсутності регулювання (характеристика 3), до залишкового відхилення $\Delta\omega_p$ у багато разів меншого. Відносне залишкове відхилення частоти обертання визначає нахил характеристики регулювання, що характеризується коефіцієнтом статизма

$$K_{ст} = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta\omega_p}{P_{ном}}. \quad (3.1)$$

Взаємодіюча сукупність автоматичного регулятора АР (рис. 3.2) і регульованого об'єкту РО – турбіни генератора Т – являє собою автоматичну систему регулювання частоти обертання (АСРЧВ). Вона функціонує як за-

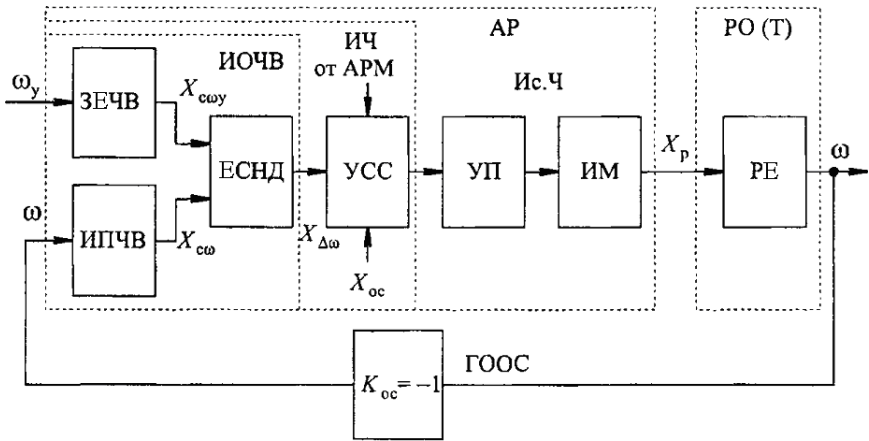


Рисунок 3.2 – Функціональна схема автоматичної системи регулювання частоти обертання

мкнена головним жорстким негативним зворотним зв'язком ГООС, що реалізується безінерційною ланкою (ланцюгом) з коефіцієнтом передачі $K_{oc} = -1$.

Автоматичний регулятор АР у функціональній схемі АСРЧВ представляється вимірювальною частиною ИЧ, що містить вимірювальний орган частоти обертання ИОЧВ. Він, у свою чергу, складається з елементу порівняння безперервної дії ЕСНД сигналу про частоту обертання $X_{c\omega}$, що формується її вимірювальним перетворювачем ИПЧВ, і сигналу $X_{c\omega_y}$ про її задане (встановлене) задаючим елементом ЗЕЧВ значення ω_y і підсилювача-суматора УСС сигналів місцевого негативного зворотного зв'язку X_{oc} і від АРМ. Виконавча частина Ис.Ч складається з підсилювача-перетворювача УП і виконавчого елементу (механізму) ИМ. При цьому у складі РО виділяється елемент, що сприймає регулюючу дію X_p регулятора на турбіну — регулювальний елемент РЕ. Це, зазвичай, направляючий апарат гідротурбіни або регулюючі клапани парової турбіни.

Алгоритм автоматичного регулювання реалізується синтезом структурної схеми АСРЧВ, що складається з типових ланок, двома способами: паралельним і послідовним з'єднанням ланок в ланцюзі прямого зв'язку; обхватом послідовно сполучених ланок функціональним місцевим негативним звор-

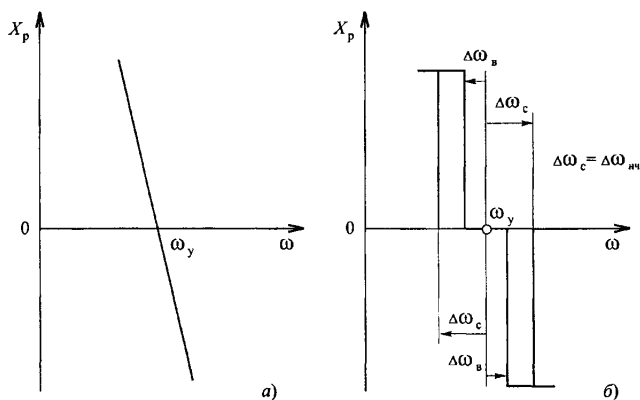


Рисунок 3.3 – Характеристики підсилювачів-перетворювачів: а – безперервна; б – релейна

тним зв'язком.

При *першому способі* алгоритм регулювання і спосіб дії на регулювальний елемент турбіни залежать від динамічних властивостей виконавчого елемента регулятора.

Застосовуються виконавчі механізми двох типів:

- з гідравлічним (масляним) підсилювачем або двигуном;
- з електричним двигуном та механічним редуктором.

Автоматичний регулятор з гідравлічним виконавчим механізмом діє на регулювальний елемент турбіни безперервно, що і властиво автоматичним керуючим пристроям з безперервною характеристикою (рис. 3.3,а).

Особливість електродвигунного виконавчого механізму – постійна швидкість його руху, що обумовлює реалізацію тільки дискретної дії на електродвигун – його включення та відключення. Така дія досягається найпростішим аналого-дискретним перетворенням сигналу вимірювальної частини – релейним підсилювачем-перетворювачем УП регулятора двосторонньої дії. Автоматичний регулятор має релейну характеристику (рис. 3.3,б) і зазвичай називається релейно-імпульсним або позиційним. Він характеризується зоною нечутливості, тобто не реагує на малі відхилення частоти обертання, визначувані частотою спрацьовування релейного елемента.

Від типу виконавчого елемента залежить також алгоритм автоматичного

регулювання:

— при гідравлічному підсилювачі, що заміщається аперіодичною структурною ланкою з передавальною функцією $H(p) \approx 1/(pT_a + 1)$, реалізується будь-який з названих алгоритмів безперервного регулювання;

— при гідравлічному двигуні, рух якого описується передавальною функцією інтегруючої ланки $H(p) \approx 1/pT_i$, регулювання обмежується лише ПІ- або ПІД-алгоритмами безперервного регулювання.

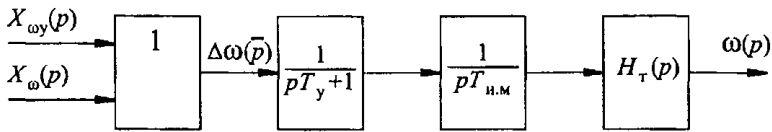
Вказаними (ПІ і ПІД) алгоритмами обмежується і функціонування автоматичних регуляторів дискретної дії (позиційних) з електродвигунним виконавчим механізмом. Стійке функціонування позиційного регулятора можливе лише при динамічних властивостях релейного підсилювача-перетворювача, характерних для типової інтегруючої структурної ланки.

Достатнє для практики наближення до передавальної функції інтегруючої ланки досягається обхватом релейного підсилювача-перетворювача функціональним негативним зворотним зв'язком, що реалізується аперіодичною ланкою.

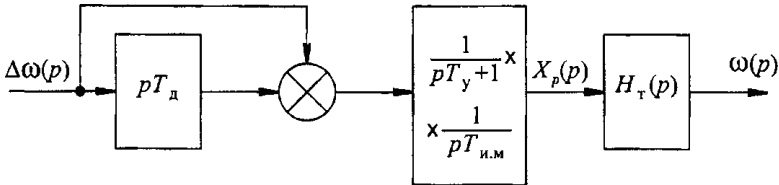
Сигнал негативного зворотного зв'язку у вигляді експоненціально наростаючої напруги $U_{o.c}$ після спрацьовування УП і пуску електродвигуна повертає його і відключає електродвигун набагато раніше за момент зниження напруги на виході УСС до напруги повернення $U_B \sim \Delta\omega_B$ релейного елементу. За рахунок експоненціально убуваючої напруги $U_{o.c}$ після повернення релейного елементу він знову спрацьовує. Таким чином, безперервна дискретна дія релейного елементу на електродвигун перетворюється на часо-імпульсну. Причому відносна тривалість включеного стану електродвигуна з кожним спрацьовуванням релейного елементу зменшується. Електродвигун, що періодично включається на весь менший час, поступово підводить регулювальний елемент турбіни до нового сталого стану, відповідного практичному зникненню $\Delta\omega$.

Таким чином, завдяки вказаному зворотному зв'язку, не допускається неминуче перерегулювання і, як результат, автоколивальний, тобто нестійкий, стан АСРЧВ.

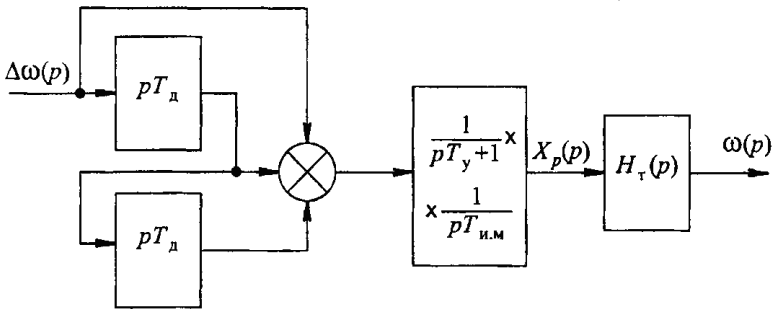
На рис. 3.4,а–в приведені структурні схеми, що реалізують формовані за першим способом алгоритми автоматичного регулювання І-, ПІ-, ПІД-регуляторів відповідно. Передавальні функції АСРЧВ в розімкненому стані визначаються перемноженням передавальних функцій послідовно і складанням паралельно сполучених структурних ланок, включаючи і турбіну



а)



б)



в)

Рисунок 3.4 – Структурні схеми АСРЧВ з інтегральним (а), пропорційно-інтегральним (б) та пропорційно-інтегрально-диференціальним (в) регуляторами, синтезованими ланками в ланцюзі прямого зв'язку

з передавальною функцією $H_T(p)$. При заміщенні для простоти відносно малоінерційного вимірювального перетворювача частоти ИПЧВ і елементу порівняння ЕСНД безінерційними ланками з одиничним коефіцієнтом передачі $K_{е.с} = 1$, гідравлічного підсилювача УП – аперіодичною з постійною часу T_y , а виконавчого механізму – інтегруючою ланкою з постійною часу, рівною постійній часу диференціаторів $T_{и.м} = T_d$ передавальні функції АСРЧВ в розімкненому стані записуються як пропорційні:

$$H_I(p) \sim \frac{1}{pT_y + 1} \frac{1}{pT_{и.м}} H_T(p) = \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} H_T(p); \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} H_{ПІ}(p) &\sim (1 + pT_d) \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} H_T(p) = \\ &= \left[\frac{1}{pT_y + 1} + \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} \right] H_T(p); \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} H_{ПІД}(p) &\sim (1 + pT_d + p^2T_d^2) \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} H_T(p) = \\ &= \left[\frac{1}{pT_y + 1} + \frac{1}{pT_{и.м}(pT_y + 1)} + \frac{pT_d}{pT_y + 1} \right] H_T(p). \end{aligned} \quad (3.4)$$

Проте виявляється, що при інтегруючому виконавчому механізмі АРЧВ з розглянутою структурною схемою астатичного І-регулятора непрацездатна. Як вказувалося, в процесі пуску і при холостому ході гідро- або турбоагрегату динамічні властивості турбіни, як і виконавчого елементу регулятора, описуються передавальною функцією інтегруючої ланки. Тому структурна схема АСРЧВ виходить з двома послідовно сполученими інтегруючими ланками, що означає структурну її нестійкість.

Теоретично така АСРЧВ в замкненому стані знаходиться на межі стійкості, оскільки характеристичне рівняння — рівність нулю знаменника передавальної функції замкненої АСРЧВ — має уявні корені. Практично це означає, що вона збуджується — переходить в автоколивальний, тобто нестійкий стан — при будь-якій скільки завгодно малій дії (обуренні).

Автоматичні системи з ПІ-регуляторами і ПІД-регуляторами є реалізованими. Проте на практиці, алгоритм автоматичного регулювання частоти обертання турбін з інтегруючими механізмами формується виключно за *другим способом*, тобто обхватом функціональним зворотним зв'язком виконавчого і інших послідовно з ним сполучених елементів АРЧВ. При цьому динамічні властивості виконавчого елементу не впливають на алгоритм автоматичного регулювання: другий спосіб формування алгоритму і синтезу структурної схеми АСРЧВ є універсальним. Якщо функціональний негативний зворотний зв'язок охоплює практично увесь регулятор (рис. 3.5,а), то

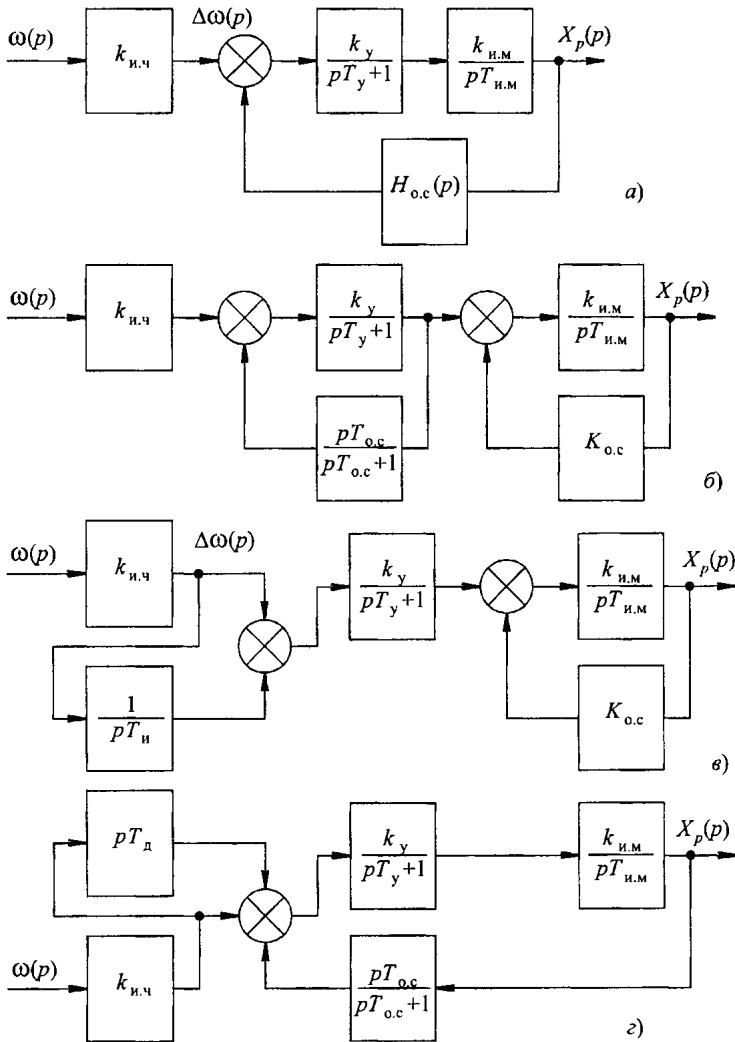


Рисунок 3.5 – Структурні схеми пропорційного або пропорційно-інтегрального (а, б), пропорційно-інтегрального (б, в) і пропорційно-інтегрально-диференціального (г) регуляторів, що синтезуються функціональним зворотним зв'язком

алгоритм автоматичного регулювання при зазвичай досить високому коефіцієнті посилення сигналів регулятором визначається передавальною функцією $H_{o.c}(p)$ структурної ланки, що реалізовує зворотний зв'язок.

Як відомо, передавальна функція $H_3(p)$ замкненого елемента або сукупності послідовно сполучених елементів, замкнених негативним зворотним зв'язком, визначається за передавальними функціями розімкненої їх сукупності, в даному випадку регулятора $H_p(p)$ і зворотного зв'язку $H_{o.c}(p)$ як

$$H_3(p) = \frac{H_p(p)}{1 + H_p(p)H_{o.c}(p)}. \quad (3.5)$$

Комплексний коефіцієнт передачі (при $p = j\omega$)

$$K_3(j\omega) = \frac{K_p(j\omega)}{1 + K_p(j\omega)K_{o.c}(j\omega)}. \quad (3.6)$$

Якщо при будь-якому значенні p , тобто при будь-якій частоті дії на АСЧВ, абсолютні значення

$$H_p(p)H_{o.c}(p) \gg 1; \quad K_p(\omega)K_{o.c}(\omega) \gg 1, \quad (3.7)$$

то передавальна функція і комплексний коефіцієнт передачі

$$H_3(p) = \frac{1}{H_{o.c}(p)}; \quad K_3(j\omega) = \frac{1}{K_{o.c}(j\omega)}. \quad (3.8)$$

Співвідношення (3.7) практично, а для так званих граничних АСР — і теоретично, завжди виконуються.

Якщо функціональний зворотний зв'язок жорсткий (див. рис. 3.5,а)

$$H_{o.c}(p) = K_{o.c}, \quad (3.9)$$

то виходить алгоритм пропорційного регулювання, а регулятор — статичний пропорційної дії (П-регулятор). При аперіодичній ланці з постійною часу $T_{и.п}$, що представляє вимірювальний перетворювач частоти ИПЧВ з коефіцієнтом перетворення $k_{и.ч}$, передавальна функція П-регулятора згідно (3.8) і з урахуванням (3.9)

$$H_{п}(p) = \frac{k_{и.ч}}{pT_{и.п} + 1} \frac{1}{K_{o.c}} = K_{п} \frac{1}{pT_{и.п} + 1}. \quad (3.10)$$

При гнучкому функціональному зворотному зв'язку, що реалізовується реальною диференціюючою ланкою

$$H_{o.c}(p) = \frac{pT_{o.c}}{pT_{o.c} + 1}, \quad (3.11)$$

виходить астатичний ПІ-регулятор з передавальною функцією:

$$H_{\text{ПІ}}(p) = \frac{k_{\text{и.ч}}}{pT_{\text{и.п}} + 1} \frac{pT_{o.c} + 1}{pT_{o.c}}. \quad (3.12)$$

При перехідному процесі регулятор функціонує аналогічно статичному, але сталий режим настає після повного відновлення частоти обертання.

Тут варто відзначити, що місцевий гнучкий негативний зворотний зв'язок, що виконується ідеальним диференціатором

$$H_{г.о.с}(p) = pT_{o.c}, \quad (3.13)$$

не є функціональним. Він використовується лише для зміни постійних часу аперіодичних ланок.

Живані на практиці АРЧВ турбін функціонують за алгоритмами автоматичного регулювання, що формуються способом обхвату їх елементів функціональними негативними зворотними зв'язками.

Автоматичні регулятори частоти обертання парових турбін є статичними ПІ-регуляторами, а гідравлічних турбін — астатичними ПІ- або ПІД-регуляторами. Відмінність обумовлюється несумірністю постійних часу інерції турбін. Необхідний для аперіодичності зміни частоти обертання при пусках турбін і підготовці генераторів до синхронізації статизм характеристик регулювання частоти обертання парових турбін укладається в допустимі межі $K_{\text{ст.п}} \approx 0,05$, а гідравлічних — досягає $K_{\text{ст.г}} > 0,15 \dots 0,2$, що є неприпустимим.

Контрольні питання

1. Чому частоту обертання генераторів необхідно підтримувати постійною?
2. Чим відрізняються статичне та астатичне регулювання?
3. Які існують виконавчі механізми у АСРЧВ?
4. Які типи регуляторів та коли використовуються для регулювання частоти?

5. У чому відмінність регулювання частоти для гідрогенераторів та турбогенераторів?
6. Що таке жорсткий зворотній зв'язок?
7. Що таке гнучкий зворотній зв'язок?
8. Що таке передаточні функції та для чого вони використовуються?

4 АВТОМАТИЧНЕ КЕРУВАННЯ ПОТУЖНІСТЮ ГЕНЕРАТОРІВ

4.1 Призначення і особливості

Основне завдання автоматичного керування активною потужністю синхронних генераторів — забезпечити вироблення і передачу електроенергії при найменшій питомій витраті умовного палива. Вона вирішується оптимізацією режимів роботи гідро- і турбогенераторів і електричних станцій в цілому за активною потужністю. Як відомо, оптимальність режиму досягається при рівності відносних приростів витрати умовного палива електростанціями з врахуванням втрат електроенергії на її передачу і рівності відносних приростів витрати палива енергоагрегатами електростанції. Проте істотно різні технічні можливості гідро- і турбогенераторів вимушують по-різному підходити до їх використання при автоматичному керуванні активною потужністю.

Як вказувалося у 3 розділі, автоматичне керування потужністю органічно пов'язане з автоматичним регулюванням частоти обертання енергоагрегатів. При цьому одне з них виявляється головним та визначає режим роботи синхронного генератора.

Вкрай інерційні і малорухливі громіздкі електроенергетичні блоки «парогенератор–турбіна–електрогенератор» теплових і особливо атомних електростанцій практичної участі в автоматичному регулюванні частоти промислового струму не приймають. Вони піддаються автоматичному керуванню виключно за потужністю і покривають базову прогнозовану частину графіка навантаження енергосистеми. Їх режими роботи визначаються автоматичними регуляторами активної потужності, що впливають на автоматичні регулятори частоти обертання. Тому на турбогенераторах застосовуються статичні АРЧВ із значним статизмом, що обумовлює практичну незалежність їх потужності від частоти при зазвичай малих її відхиленнях від номінальної.

Турбогенератори різних років випусків і різної потужності мають характеристики відносних приростів витрати палива, що істотно відрізняються. Автоматичні регулятори розподіляють потужність навантаження електростанції між паралельно працюючими турбогенераторами за вказаним критерієм оптимальності режимів роботи за активною потужністю і підтримують її на заданому рівні.

Рухливі гідрогенератори, що легко переносять будь-які зміни наванта-

ження, покривають змінну частину графіка навантаження під керуванням астатичних ПІ-регуляторів частоти обертання. Автоматичне регулювання частоти промислового струму — головне завдання автоматичного керування потужністю гідрогенераторів. Усі гідроелектростанції є частотерегулюючими. Автоматичне керування потужністю практично зводиться до зрівнювання активних потужностей, тобто рівномірному розподілу навантаження електростанції між однотипними гідрогенераторами.

Відповідно до вказаних особливостей зміни потужності турбо- і гідроенераторів автоматичні регулятори потужності працюють в одному з двох вказаних режимів: автоматичне регулювання потужності з додатковою дією по частоті; автоматичне регулювання частоти промислового струму з додатковою дією по потужності. Перший режим характерний для турбогенераторів, а другий — для гідроенераторів. Автоматичні регулятори потужності реалізують задане загальностанційною автоматичною системою керування частотою і потужністю (АСРЧМ) вторинне регулювання частоти промислового струму: АРЧВ турбін виконують функцію первинних регуляторів частоти.

Турбогенератори, як вказувалося, практично не приймають участі в підтримці частоти в нормальних режимах роботи при її допустимих відхиленнях $\Delta f = \pm 0,1$ Гц. Проте при значних зниженнях частоти автоматичні регулятори потужності турбогенераторів збільшують їх навантаження по сигналу відхилення частоти.

Автоматичні регулятори потужності синхронних генераторів є електрично слідкуючими (за заданою змінюваною загальностанційною АСРЧМ потужністю), інерційними, функціонуючими по І-алгоритму, регуляторами, що впливають на АРЧВ через задаючі їх елементи — механізм керування турбіною (МУТ) або механізм зміни потужності (МИМ). Оскільки зміни їх станів проводяться електродвигунами — виконавчими механізмами з постійною швидкістю руху, то АРМ виконуються як позиційні (імпульсні) регулятори. Як вказувалося у 3 розділі, лише при імпульсній дії на електродвигун і лише при обхваті релейного підсилювача регулятора функціональним зворотним зв'язком, що реалізовується аперіодичним елементом, забезпечується формування інтегрального алгоритму регулювання. Автоматичні регулятори потужності забезпечують астатичне регулювання потужності в першому з вказаних режимів і астатичне регулювання частоти в другому режимі.

Особливість керування потужністю турбогенераторів — її короткочасне (імпульсне) зниження в аварійних режимах з метою запобігання порушенню

динамічної стійкості паралельної роботи електростанції з електроенергетичною системою, зумовила обладнання сучасних потужних турбогенераторів двома АРМ: зазвичай досить інерційним автоматичним регулятором їх навантаження в нормальних режимах і швидкодіючим регулятором активної потужності (БАРМ) в аварійних режимах короткочасної дії. Використовуються і можливості тривалого, обмеженого технологічними особливостями теплових енергоблоків, зниження електроенергії, що виробляється ними, для запобігання порушенню статичної стійкості в післяаварійних режимах.

4.2 Автоматичне керування потужністю гідрогенераторів

Оскільки гідроелектростанції є частоторегулюючими, то астатичні АРЧВ завантажують синхронні генератори по відхиленню частоти. Автоматичне керування потужністю СГ полягає в забезпеченні покриття гідроелектростанціями випадково змінюваного навантаження, що обумовлює відхилення частоти, і базового (планового) навантаження ГЕС при номінальній частоті і їх розподілі між паралельно працюючими генераторами.

Якщо вся встановлена потужність ГЕС не може бути передана за умовою статичної стійкості електропередачі, то виникає додаткове завдання автоматичного обмеження передаваної потужності або забезпечення заданого перетікання потужності.

Оскільки астатичні АРЧВ принципово не можуть розподіляти навантаження ГЕС між паралельно працюючими гідрогенераторами, то цю функцію виконують автоматичні регулятори потужності. У зв'язку з однотипністю гідрогенераторів розподіл потужності зводиться до її зрівнювання. При цьому зазвичай говорять про *групове автоматичне регулювання активною потужністю* (ГРАМ) [3, 4].

Функціональна схема (рис. 4.1) ілюструє автоматичне керування потужністю гідрогенераторів з пристроєм урівнювання УРАМ.

Схема є багатоконтурною автоматичною системою, замкненою по ланцюгу головного зворотного зв'язку, який передає інформацію про сумарне навантаження ГЕС.

Джерелами такої інформації є або безпосередні — вимірювальні перетворювачі потужності ИПМ синхронних генераторів, або непрямі — датчики відкриття направляючих апаратів (зазвичай сельсини ВГ) гідротурбін з суматорами СС1 і СС2 їх сигналів, зокрема випрямлених ЕРС сельсинів.

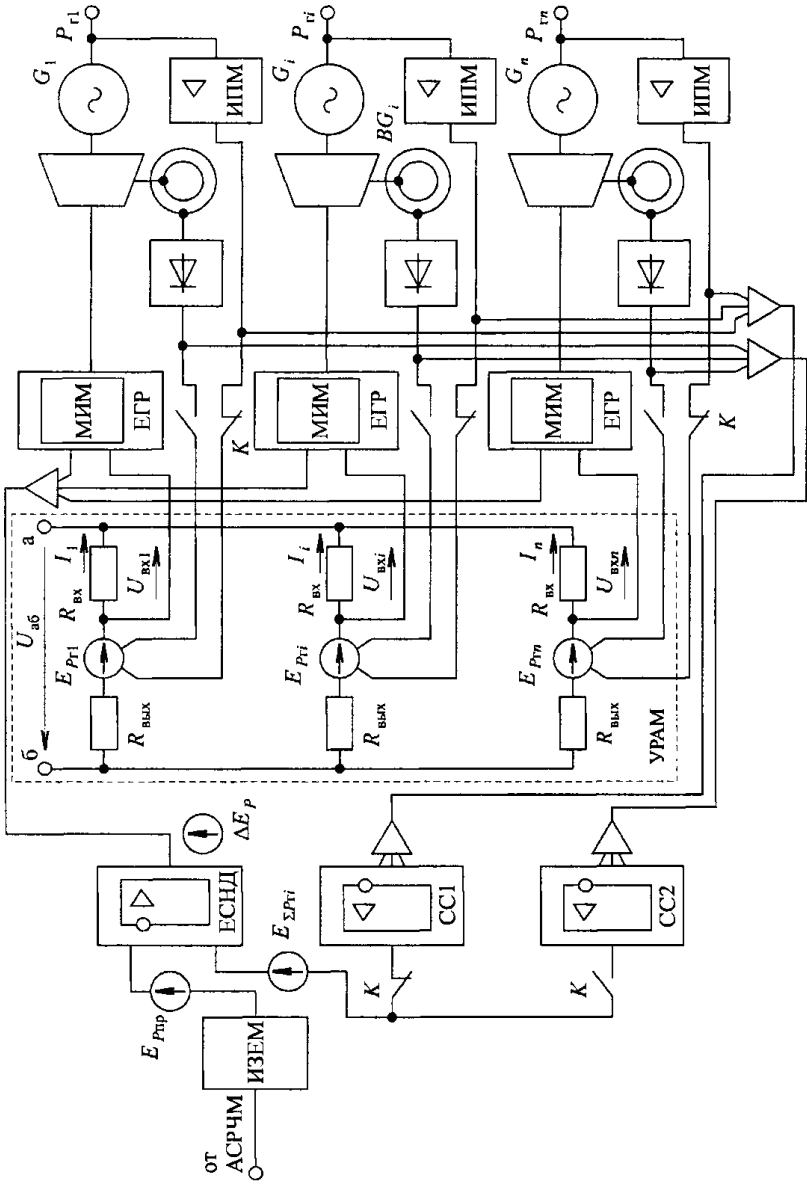


Рисунок 4.1 – Схема автоматичного керування потужністю гідрогенераторів

Задаючи навантаження ГЕС інтегруючий елемент, керований від АСРЧМ електроенергетичної системи, встановлює задану активну потужність ГЕС. Сигнал у вигляді, наприклад, ЕРС $E_{P_{гпр}}$ індукційного датчика ИЗЕМ, як завжди зіставляється елементом порівняння безперервної дії ЕСНД з сигналом ЕРС $E_{\Sigma P_{гi}}$ одного з суматорів. Різниця вказаних ЕРС ΔE_p визначає дію через релейний підсилювач-перетворювач УП на електродвигуни МИМ електрогідролічних АРЧВ гідротурбін ЕГР.

У пристрої зрівнювання зазвичай використовується схема паралельного з'єднання гілок з джерелами ЕРС (схема багатопроменевої зірки). У кожен гілку схеми включається вхідний ланцюг МИМ з вхідним опором $R_{вх}$ і вихідний ланцюг з випрямленою ЕРС $E_{P_{гi}}$ сельсина ВГ або ЕРС ИПМ одного з гідроагрегатів з вихідним опором $R_{вих}$ (на схемі умовно показано їх підключення контактами К).

Еквівалентна напруга $U_{аб}$ паралельно сполучених n гілок з однаковими провідностями $Y = 1/(R_{вх} + R_{вих})$:

$$U_{аб} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{P_{гi}} Y}{\sum_{i=1}^n Y} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{P_{гi}}}{n} \sim P_{гi_{гпр}} \quad (4.1)$$

відображує рівну частку в покритті навантаження $\sum P_{гi}$ гідроелектростанції одним синхронним генератором, тобто моделює його задану потужність.

Вихідна ЕРС сельсина або ИПМ пропорційна дійсній потужності синхронного генератора $P_{гi}$. У кожній гілці відбувається порівняння заданого і дійсного навантажень синхронного генератора, оскільки вхідна напруга $U_{вхi}$ пропорційна їх різниці

$$U_{вхi} = I_i R_{вх} = \frac{E_{P_{гi}} - U_{аб}}{1 + R_{вих}/R_{вх}} \sim P_{гi} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{гi}. \quad (4.2)$$

Електродвигун МИМ електрогідролічного АРЧВ турбіни обертається (переривисто) до тих пір, поки напруга $U_{вхi}$ практично (з точністю до напруги спрацьовування УП) не зникне, тобто доки потужність синхронного генератора $P_{гi}$ не стане рівною $\sum P_{гi}/n$.

Таким чином, дія АРЧВ визначається відхиленням частоти і зміною зада-

ної потужності відповідно до співвідношення

$$K_f \Delta f + K_p \left(P_{ri} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{ri} \right) = 0, \quad (4.3)$$

яке відображує так званий *уявно-статичний* закон автоматичного регулювання частоти і потужності гідрогенератора. Він забезпечує, як і вказувалося, астатичне регулювання частоти і примусовий рівномірний розподіл навантаження ГЕС між паралельно працюючими однотипними гідрогенераторами.

Відомо декілька модифікацій технічної реалізації розглянутої загальної схеми автоматичного керування потужністю синхронних генераторів гідроелектростанцій. Серед них є варіанти без схеми зрівнювання з індивідуальними завданнями навантаження кожного гідрогенератора.

Сигнал рівнодолевої заданої потужності формується дискретно керованим дільником вихідної напруги інтегруючого задаючого елемента потужності електростанції ІЗЕМ на число n паралельно працюючих синхронних генераторів.

У сучасному апаратному виконанні він є інтегральним операційним підсилювачем з набором паралельно сполучених резисторів негативного зворотного зв'язку $R_{o,c}$, що визначають коефіцієнт його передачі: як відомо, при постійному опорі $R_{вх}$ резистора на інвертуючому вході ІОУ коефіцієнт передачі дорівнює відношенню еквівалентного опору $R_{o,c}/n$ та $R_{вх}$.

Таку схему групового регулювання активною потужністю називають схемою з *радіальним розподілом навантаження* ГЕС між гідрогенераторами. Вихідна напруга керованого дільника порівнюється з ЕРС датчика відкриття направляючого апарату гідротурбіни або ИПМ синхронного генератора. Вона застосовується спільно з електрогідравлічними АРЧВ типу ЕГР-2И.

Контрольні питання

1. У чому відмінність керування потужністю гідрогенераторами та турбогенераторами?
2. Що таке групове регулювання активною потужністю?
3. Яке призначення сельсинів у системі керування потужністю?
4. Як пов'язані між собою регулювання частоти та потужності?
5. Який закон регулювання реалізує АРЧВ?

5 АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ І РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

5.1 Призначення автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності

Технічна необхідність і економічна доцільність автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності обумовлюються специфічними особливостями процесу виробництва і розподілу електроенергії. Напруга, визначується збудженням синхронних генераторів, різна по абсолютному значенню і по фазі в кожному з вузлів схеми електроенергетичної системи. Вона є багатовимірним вектором (рис. 5.1,б).

Відмінність напруг необхідна для передачі (транспортування) електроенергії. Напруга на початку лінії електропередачі (рис. 5.1,а) від гідро- або теплової електростанції ЕС в електроенергетичну систему ЕЕС відрізняється від напруги \dot{U}_c системи на $\Delta\dot{U}$, що визначається активною P_L і реактивною Q_L потужностями в лінії [3]

$$\dot{U}_L = \dot{U}_c + \Delta\dot{U} = U_c + I_p X_L + jI_q X_L. \quad (5.1)$$

З (5.1) і векторної діаграми рис. 5.1,б видно, що:

- відмінність напруги по фазі необхідна для передачі активної потужності

$$P = \frac{U_L U_c}{X_L} \sin \delta_L; \quad (5.2)$$

- відмінність абсолютних значень напруги визначається реактивною потужністю електропередачі.

При даній нарузі \dot{U}_c передавана потужність P_L визначається вектором напруги \dot{U}_L і реактивною потужністю Q_L .

При незмінних абсолютних значеннях напруги U_L і U_c і куті $\delta_{L,пр} = \pi/2$ по лінії передається, як відомо, найбільша можлива потужність — гранична потужність лінії $P_{L,пр}$.

Якщо напруга U_L у міру зростання потужності P_L зменшується, що має місце при незмінній нерегульованій ЕРС генераторів електростанції, то кут $\delta_{L,пр}$ досягає граничного значення при $P_L < P_{L,пр}$. При подальшій спробі збільшення передаваної потужності порушується статична стійкість електропередачі.

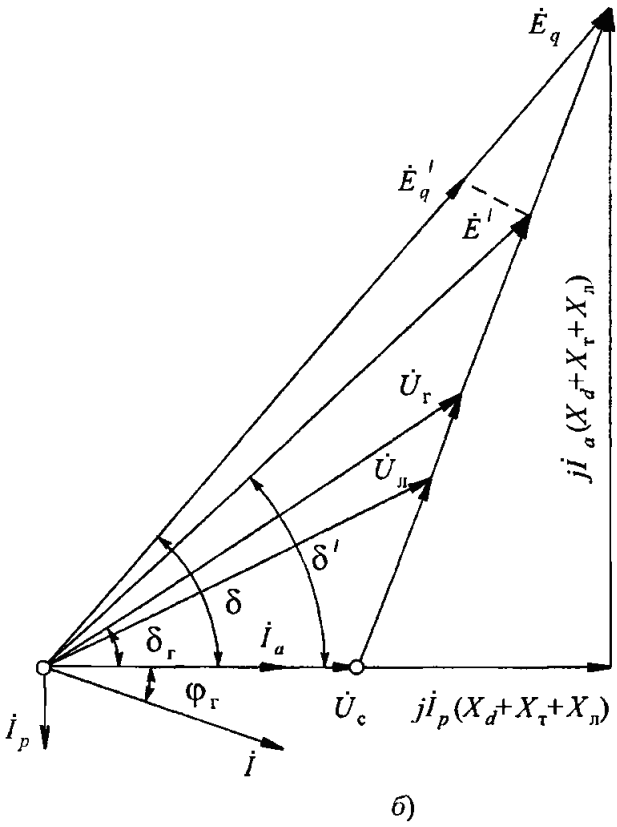
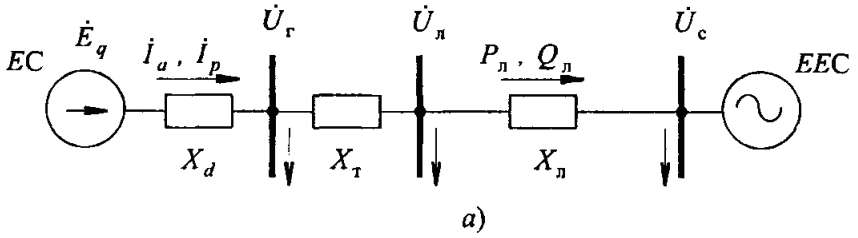


Рисунок 5.1 – Схема (а) і векторна діаграма напруги (б) електропередачі

При раптовому зниженні напруги під час короткого замикання в електроенергетичній системі збереження синхронної роботи електростанції залежить від швидкості відновлення напруги в процесі і після відключення короткого замикання.

В разі настання асинхронного ходу від швидкості відновлення і рівнів напруги залежить успішність і час відновлення синхронної роботи електричних станцій. Тому автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності має важливе значення для забезпечення статичної, динамічної і результуючої стійкості електропередачі.

Кінцевим пунктом транспортування електроенергії є її споживач. Напруга споживача повинна мати номінальне значення незалежно від випадкових змін ситуації в електроенергетичній системі або кількості споживаної електроенергії. Напруга — один з показників якості електроенергії. Згідно ДСТУ на норми якості електричної енергії відхилення напруги у споживачів не повинне перевищувати $\pm 5\%$ номінального, лише в післяаварійних режимах допускається пониження напруги на 10%. Вказані норми можуть бути витримані лише при автоматичному регулюванні напруги.

Таким чином, основними задачами автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності є:

- забезпечення раціональних потоків реактивної потужності в процесі передачі електроенергії від електричних станцій до споживачів;
- збереження або підвищення статичної стійкості електропередач в нормальних режимах роботи;
- підвищення динамічної і результуючої стійкості електроенергетичної системи в аварійних режимах;
- забезпечення необхідної напруги у споживачів, тобто забезпечення однієї з норм якості електроенергії.

Вказані задачі автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності вирішуються:

- автоматичним регулюванням збудження синхронних генераторів електростанцій;
- регулюванням збудження синхронних компенсаторів і двигунів;
- регулюванням потужності керованих статичних джерел реактивної потужності;
- автоматичним регулюванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

Синхронні машини, керовані джерела реактивної потужності і трансформатори з пристроями зміни їх коефіцієнтів трансформації є відповідними регульованими об'єктами.

Збудження синхронних генераторів практично забезпечується відповідно двома основними видами автоматичного регулювання збудження, а саме:

- пропорційної (П-) дії;
- пропорційно-диференціальної (ПД-) — «сильної» дії (СД).

При пропорційному регулюванні керуюча дія визначається відхиленням напруги від заданого значення, струмом навантаження генератора і коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_r$. Для вироблення регулюючої дії при автоматичному регулюванні збудження сильної дії використовується похідна (перша і друга) напруги і інших режимних параметрів електропередачі.

Підвищення динамічної стійкості досягається швидким збільшенням струму збудження до його гранично допустимого значення — так званим *форсуванням збудження* синхронного генератора. Для забезпечення результуючої стійкості шляхом ресинхронізації генератора і в інших випадках необхідно його *роззбудження*. Форсування збудження і роззбудження здійснюється пристроями релейного автоматичного керування збудженням.

Автоматичне регулювання і релейне керування збудженням сприяють швидкому і повному гасінню коливань, що виникають після відновлення синхронної роботи електропередачі: підвищують чіткість дії пристроїв релейного захисту; сприяють швидкому відновленню напруги після відключення коротких замикань, полегшуючи самозапуск електродвигунів; вирішують інші завдання з поліпшення якості режимів електроенергетичної системи.

5.2 Збуджувачі синхронних генераторів і їх характеристики

Види збуджувачів. Напруга і реактивна потужність синхронного генератора визначаються станом його збуджувача, що сприймає керуючу дію *автоматичного регулятора збудження* (АРВ). Від властивостей і характеристик збуджувача залежить успішність виконання вказаних вище задач автоматичного регулювання збудження.

Класичним збуджувачем синхронного генератора G є електрична машина GE постійного струму з паралельним самозбудженням — позитивним зворотним зв'язком за напругою (рис. 5.2,а). У зв'язку з його істотним технічним недоліком — низькою надійністю дії і обмеженою пропускнуою (по струму)

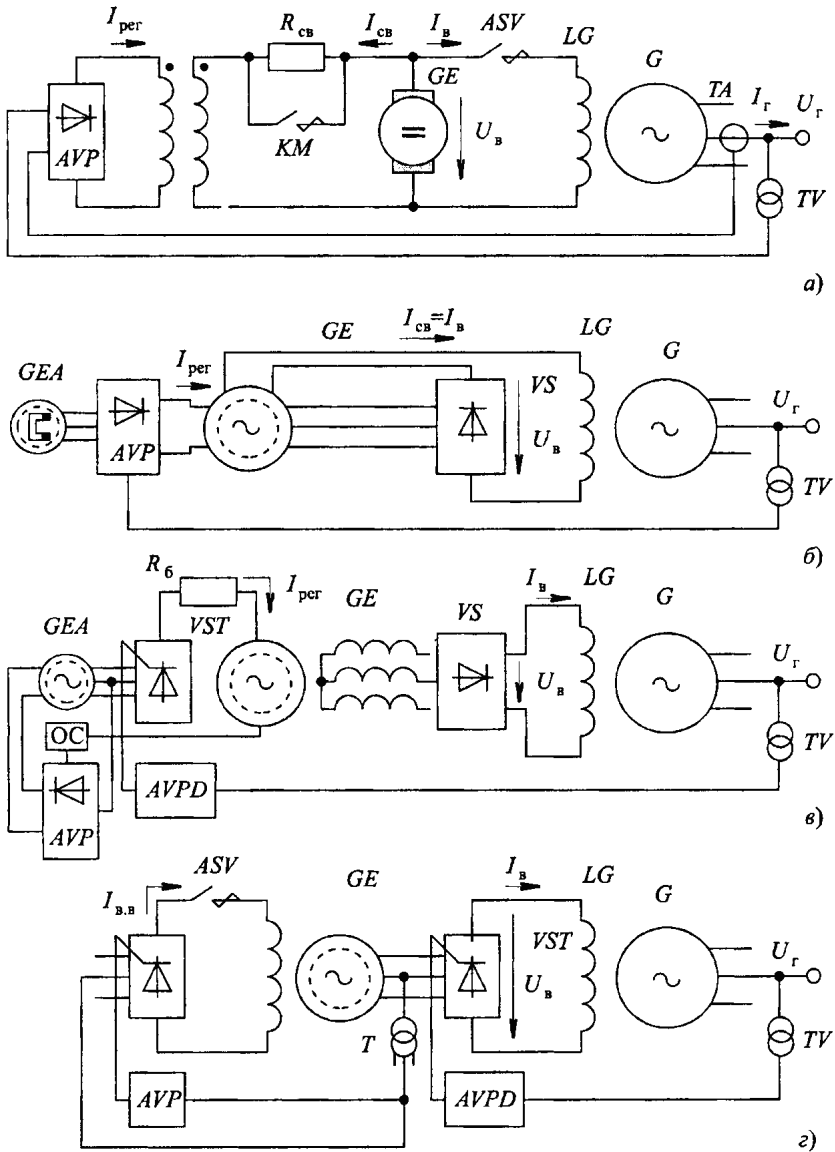


Рисунок 5.2 – Схеми збудження синхронних генераторів

спроможністю щіткового колектора, у міру зростання потужності синхронних генераторів з'явився збуджувач, що складається з індукторного генератора GE змінного струму підвищеної частоти з послідовним самозбудженням (позитивним зворотним зв'язком по струму) і некерованого напівпровідникового (діодного) випрямляча VS (рис. 5.2,б).

Сучасна модифікація такого збуджувача містить обернений (з обмотками змінного струму на роторі) багатополюсний генератор GE і діодний випрямляч VS, що обертається (розташований на валу синхронного генератора G), жорстко сполучений з обмоткою збудження LG — безщіткове збудження (рис. 5.2,б). Живлення ланцюга збудження оберненого генератора GE проводиться від допоміжного багатополюсного генератора GEA із збудженням постійними магнітами (рис. 5.2,б) або індукторного генератора з самозбудженням (рис. 5.2,в).

Збуджувачем сучасних потужних синхронних генераторів з кільцями ротора служить допоміжний синхронний генератор GE і керований тиристорний перетворювач VST — незалежне тиристорне збудження (рис. 5.2,г). Деяке поширення отримало і тиристорне самозбудження, при якому тиристорний перетворювач VST підключається через трансформатор T до збуджуваного синхронного генератора.

Тиристорний перетворювач VST використовується і при безщітковому збудженні в ланцюзі обмотки збудження оберненого синхронного генератора GE. У інверторному режимі він проводить роззбудження (гасіння поля синхронного генератора). У перспективі — створення безщіткового тиристорного збуджувача з керованим (тиристорним) перетворювачем, що обертається.

Показники і характеристики збуджувачів. Встановлено два показники для оцінки збуджувача синхронного генератора:

- швидкість наростання напруги на обмотці ротора LG в перехідному процесі його зміни від номінального до найбільшого можливого значення (в процесі форсування збудження);
- кратність форсування збудження, рівна відношенню найбільшого можливого сталого струму ротора (струму форсування) $I_{в.ф}$ до номінального $I_{в.ном}$.

Перший показник обумовлений інерційністю збуджувачів. Наприклад, при форсуванні збудження генератора з електромашинним збуджувачем постійного струму (рис. 5.2,а) проводиться релейна (замикання контакту КМ) зміна самозбудження до найбільшої можливої міри. При цьому до обмотки

самозбудження прикладається напруга $\Delta U_B = I_{\text{св.ном}} R_{\text{св}}$.

Середня швидкість наростання напруги збудження $(dU_B/dt)_{\text{ср}}$ практично з врахуванням нелінійності характеристики збуджувача визначається як:

$$\left(\frac{dU_B}{dt}\right) = 0,632 \frac{U_{\text{в.ф}} - U_{\text{в.ном}}}{\Delta T}, \quad (5.3)$$

де ΔT — час наростання напруги U_B від номінального до значення

$$U_B = U_{\text{в.ном}} + 0,632(U_{\text{в.ф}} - U_{\text{в.ном}}). \quad (5.4)$$

Перехідний процес у збуджувачі описується нелінійним диференціальним рівнянням першого порядку. Збуджувач представляють лінеаризованою аперіодичною ланкою першого порядку з коефіцієнтом передачі k_B і деякою еквівалентною постійною часу T_e і передавальною функцією

$$H(p) = \frac{k_B}{1 + pT_e}. \quad (5.5)$$

Тиристорний збуджувач є практично безінерційним. Він вносить лише фіксовану затримку в перехідний процес, обумовлену дискретністю керування тиристорами. У структурній схемі автоматичної системи регулювання він представляється запізнювальною ланкою або, в цілях спрощення, безінерційною ланкою. Тому приймається, що у тиристорного збуджувача швидкість наростання напруги $(dU_B/dt)_{\text{ср}} \rightarrow \infty$. Для інерційних збуджувачів швидкість наростання напруги ротора встановлена не менше $(dU_B/dt)_{\text{ср}} = 2$ од.з./с. За одиницю збудження (од.з.) береться номінальна напруга $U_{\text{в.ном}}$ збудження синхронного генератора.

Кратність форсування $K_{\text{ф}}$ збудження може визначатися по відношенню найбільшої можливої (граничної) напруги $U_{\text{в.ф}}$ до номінальної $U_{\text{в.ном}}$ або, як вказувалося, по відношенню струмів $I_{\text{в.ф}}$ і $I_{\text{в.ном}}$. Кратність форсування електромашинного збуджувача зазвичай не перевищує 2, а тиристорного складає приблизно 4.

Швидкість наростання при даній кратності форсування $K_{\text{ф}}$ залежить, як вказувалося, від постійної часу T_e , що визначає можливості реалізації П- або ПД-регулювання. Найбільш інерційні ($T_e > 0,5$ с) електромашинні збуджувачі постійного струму, при яких реалізується лише П-регулювання збудження.

Швидкодіючі тиристорні збуджувачі — власне тиристорний (рис. 5.2,г) і безщітковий з тиристорним перетворювачем в ланцюзі збудження оберненого генератора (рис. 5.2,в) — забезпечують ефективність ПД-регулювання збудження.

Мала інерційність безщіткового збуджувача забезпечується за рахунок потужності тиристорного перетворювача, що розсіюється на баластному резисторі R_6 в ланцюзі збудження оберненого генератора GE значного опору і жорсткого негативного зворотного зв'язку, що знижує його постійну часу T_e .

5.3 Автоматичні регулятори напруги і реактивної потужності синхронних генераторів з тиристорним збудженням

Призначення і особливості. Як вказувалося, при практично безінерційних тиристорних збуджувачах сучасних потужних синхронних генераторів (див. рис. 5.2,в,г) реалізуються алгоритми пропорційно-диференціального (ПД-) автоматичного регулювання напруги і реактивної потужності. Інтенсивність і швидкість їх дії на збуджувач зумовили назву *регулювання «сильної» дії* (АРВ СД), що закріпилася у спеціальній літературі. Вказані досить цінні властивості АРВ СД забезпечуються використанням сигналів, що формуються не лише за відхиленням, але і за швидкістю зміни значення напруги синхронного генератора, та відображають швидкість і прискорення наростання найважливішого для забезпечення нормального функціонування сучасних протяжних і сильно навантажених електропередач режимного параметра — кута зсуву фаз між ЕРС \dot{E}_q синхронного генератора електростанції і напругою \dot{U}_c на шинах приймальної підстанції ЕЕС (див. рис. 5.1,б).

Тому призначенням АРВ СД є не лише підтримка напруги на заданому рівні на шинах електростанції та генерованої або споживаної синхронним генератором реактивної потужності, але і підвищення до максимально можливих рівнів статичної і динамічної стійкості паралельної роботи електричних станцій.

Графіки регулюючих дій (РВ) при пропорційному (рис. 5.3,а) і при пропорційно-диференціальному автоматичному регулюванні збудження (рис. 5.3,б), наприклад при використанні лише першої похідної напруги синхронного генератора, демонструють вказані переваги АРВ СД.

Регулююча дія $PВ_c$ дорівнює сумі дій $PВ_{\pi}$ і $PВ'$ обумовлених відхиленням і швидкістю зміни напруги. З графіків видно, що в початковий момент

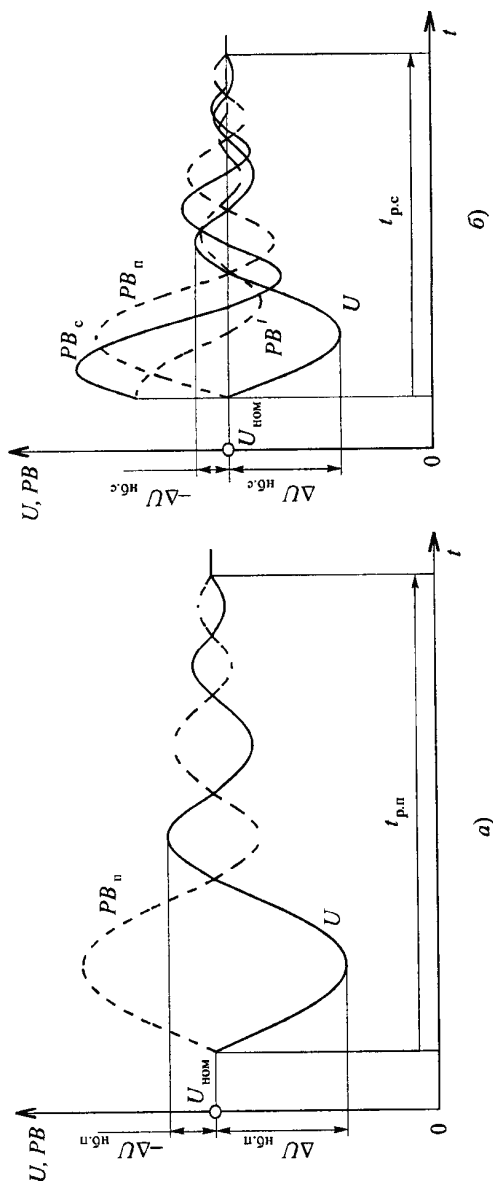


Рисунок 5.3 – Часові графіки зміни напруги синхронного генератора і регулюючих дій П-регулятора (а) та ПД-регулятора (б) збудження

зміни напруги регулююча дія PB_{Π} ще відсутня, тоді як дія PB' максимальна і тим більше, чим більшим могло б виявитися відхилення напруги $\Delta U_{\text{нб}}$ за відсутності регулювання збудження. Тому в одних і тих же умовах найбільше відхилення напруги $\Delta U_{\text{нб.с}}$ при автоматичному регулюванні сильної дії значно менше відхилення $\Delta U_{\text{нб.п}}$ при пропорційному регулюванні.

Процес відновлення напруги протікає швидше ($t_{\text{пер.с}} < t_{\text{пер.п}}$) і більш якісно, тобто при менш виражених явищах перерегулювання і інтенсивнішому загасанні зазвичай коливального перехідного процесу. Вказане поліпшення якості регулювання обумовлюється зміною знаку регулюючої дії PB_c з випередженням моменту часу, коли регульована напруга досягає первинного значення: починається протидія відновленню напруги. Тому перевищення ($-\Delta U_{\text{нб.с}}$) напругою заданого значення в перший період коливального процесу його відновлення при регулюванні сильної дії менше перевищення ($-\Delta U_{\text{нб.п}}$) при пропорційному регулюванні. Таким чином, автоматичне регулювання збудження сильної дії забезпечує заспокоєння (демпфування) коливань напруги.

Алгоритм автоматичного регулювання збудження сильної дії. Під алгоритмом або законом автоматичного регулювання розуміється функція режимних параметрів електропередачі, що визначає регулюючу дію на збуджувач генератора. Відповідно до призначення автоматичного регулювання збудження сильної дії природним було б формування дії за основним параметром, від якого залежить статична, динамічна і результуюча стійкість електропередачі — за кутом δ зсуву фаз між ЕРС \dot{E}_q генератора і напругою \dot{U}_c підстанції ЕЕС (див. рис. 5.1,б). Для отримання відповідних сигналів необхідна дистанційна передача інформації про вектор \dot{U}_c з приймального на передавальний кінець лінії.

У зв'язку зі складністю і недостатньою надійністю пристроїв такої передачі використовується зміна частоти напруги — миттєва частота синхронного генератора, пропорційна похідній кута δ за часом. Тому в алгоритм автоматичного регулювання збудження сильної дії входять: відхилення амплітуди або діючого значення напруги U_r від заданого значення $U_{r,\text{нр}}$; похідна напруги $U'_r = dU_r/dt$; зміна $\Delta'f \approx d\delta/dt$, перша похідна $f' = df/dt \sim d^2\delta/dt^2$ частоти f і похідна струму збудження генератора $I'_b = dI_b/dt$.

Відхилення напруги ΔU_r необхідне для забезпечення практично постійної (з точністю статичної похибки регулювання) напруги U_r при змінах струму навантаження синхронного генератора або напруги на початку лінії електро-

передачі

$$|\dot{U}_л| = |\dot{U}_г - j\dot{I}_г X_T| \approx \text{const}, \quad (5.6)$$

формованої на виході регулятора моделюванням падіння напруги $j\dot{I}_г X_T$ на опорі X_T трансформатора блоку генератор–трансформатор.

Роль похідної напруги $U_г$ в автоматичному регулюванні збудження ілюструвалася графіками PB' (рис. 5.3,б). Як відомо, використання сигналу по похідній регульованої величини представляє другий спосіб забезпечення стійкості функціонування замкнутої автоматичної системи регулювання: перший спосіб – введення місцевого гнучкого негативного зворотного зв'язку, тобто спосіб її стабілізації. Сигнал по похідній напруги стабілізує автоматичну систему регулювання збудження перш за все при холостому ході генератора.

Сигнали, що відображують зміну і похідну частоти спільно з сигналами по похідних напруги і струму збудження, тобто ЕРС генератора, підвищують стійкість замкнутої автоматичної системи регулювання, що включає навантажену лінію електропередачі, забезпечуючи загасання електромеханічних перехідних процесів – підвищують, як вказувалося, статичну і динамічну стійкість паралельної роботи електростанції з ЕЕС.

Таким чином, алгоритм автоматичного регулювання збудження сильної дії представляється у вигляді:

$$U_{\text{рег}} = k_U \Delta U + k'_U U' + k_f \Delta' f + k'_f f' + k'_I I'_B \quad (5.7)$$

або в операторній формі у вигляді

$$U_{\text{рег}}(p) = (k_U + pk'_U) \Delta U(p) + \left[\frac{pk_f}{pT_{д.п} + 1} + pk'_f \right] \Delta f(p) + pk'_I I'_B(p), \quad (5.8)$$

де Δf – відхилення частоти напруги генератора $f_г$ від синхронної f_c , $\Delta f = f_c - f_г$; k'_U, k_f, k'_f, k'_I – коефіцієнти з розмірністю постійної часу.

З виразів (5.7) і (5.8) видно, що сигнал по зміні частоти $\Delta' f$ формується реальною диференціюючою ланкою з відносно великою постійною часу $T_{д.п}$; він існує лише при перехідному процесі зміни частоти. У сталому режимі за наявності відхилення частоти Δf сигнал $\Delta' f$ відсутній.

Структурна схема регулятора. Як вказувалося, структура автоматичного регулятора при відомому алгоритмі може формуватися двома способами.

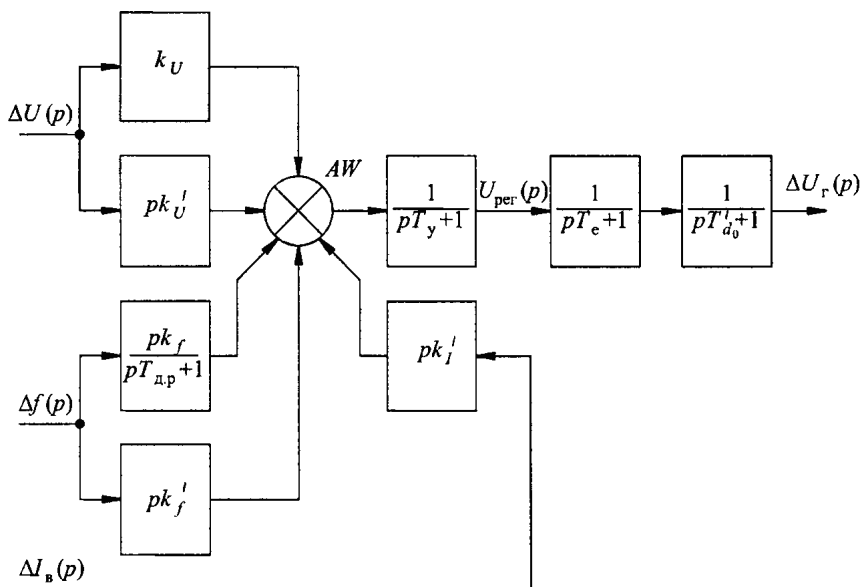


Рисунок 5.4 – Структурна схема автоматичної системи регулювання збудження автоматичним регулятором сильної дії

Відповідно до алгоритму (5.8) однозначно визначається перший спосіб паралельного з'єднання відповідних структурних ланок в ланцюзі прямого зв'язку схеми.

Ідеалізована структурна схема АРВ СД (рис. 5.4) містить безінерційну ланку з коефіцієнтом посилення k_U , ідеальні диференціюючі ланки з передавальними функціями pk'_U , pk'_f , pk'_j і реальну диференціюючу ланку з передавальною функцією $[p/(pT_{д.п} + 1)]k_f$; безінерційний суматор AW і аперіодичну ланку з передавальною функцією $1/(pT_y + 1)$, що відображує виконавчий підсилювач автоматичного регулятора.

Регульований об'єкт — синхронний генератор із збуджувачем — в структурній схемі автоматичної системи регулювання збудження сильної дії представляється двома послідовно сполученими аперіодичними ланками $1/(pT + 1)$ з постійними часу збуджувача $T_e < 0,1$ с і синхронного генератора $T'_{d0} = T_{d0}X'_d/X_d \approx 1$ с.

У реальній структурній схемі АРВ СД всі ланки інерційні, проте їх постійні

часу несумірні. Так, постійні часу диференціюючих ланок, близьких до ідеальних $T_{д,и}$, і реальних $T_{д,р}$ розрізняються на порядок: $T_{д,р} \approx T_{д,и}$. У зв'язку з меншою швидкістю вимірювальних перетворювачів відхилення частоти Δf , ніж вимірювальних перетворювачів відхилення амплітуди ΔU напруги генератора, в схему вводяться аперіодичні ланки в ланцюзі формування сигналів по зміні і похідній частоти.

Відомий, наприклад, наступний близький до реального алгоритм функціонування АРВ СД, що використовувався при дослідженнях динамічних властивостей регулятора (без сигналу по похідній струму I_B збудження)

$$U_{\text{пер}}(p) = \frac{\left[\frac{k_U}{0,014p + 1} + \frac{pk'_U}{0,026p + 1} \right] \Delta U(p) + \left[\frac{pk_f}{0,9p + 1} + \frac{pk'_f}{0,026p + 1} \right] \Delta f(p)}{(0,03p + 1)(0,045p + 1)(0,00042p^2 + 0,041p + 1)}, \quad (5.9)$$

у якому ланками другого порядку враховані послідовно сполучені дві аперіодичні ланки в ланцюзі формування сигналів $\Delta'f$ і f' і в підсилювально-виконавчій частині АРВ СД. Проте їх постійні часу відносно малі (в порівнянні з постійними часу збуджувача T_e і синхронного генератора T'_{d0}). Тому цілком допустимо при розрахунках параметрів налаштування АРВ СД — визначенні коефіцієнтів посилення сигналів k_U , k'_U , k_f , k'_f — користуватися ідеалізованим алгоритмом (5.8) і структурною схемою на рис. 5.4.

Функціональна схема автоматичного регулятора збудження сильної дії. Автоматичний регулятор, як відомо, складається з двох основних функціональних частин: вимірювальної ІЧ і виконавчої Іс.Ч (рис. 5.5). Особливістю АРВ СД є наявність в ньому логічної функціональної частини ЛЧ, що координує використання сигналів по похідних режимних параметрів.

Відповідно до алгоритму функціонування (5.7), (5.8) ІЧ містить три основні вимірювальні органи (ІО): напруги ІОН, зміни частоти ІОІЧ і струму збудження ІОТВ. Вимірювальний орган напруги формує сигнали по відхиленню ΔU і швидкості зміни dU/dt діючого значення напруги синхронного генератора, а ІОІЧ — сигнали по зміні $\Delta'f$ і похідній df/dt частоти.

Вимірювальний орган струму збудження окрім сигналу, що відображує, як вказувалося, швидкість зміни ЕРС синхронного генератора $dE_q/dt \sim dI_B/dt$, формує сигнали по відхиленню струму збудження від номінального ΔI_B та по інтегральній функції $\int \Delta I_B^2 dt$, необхідні для підтримки струму збудження

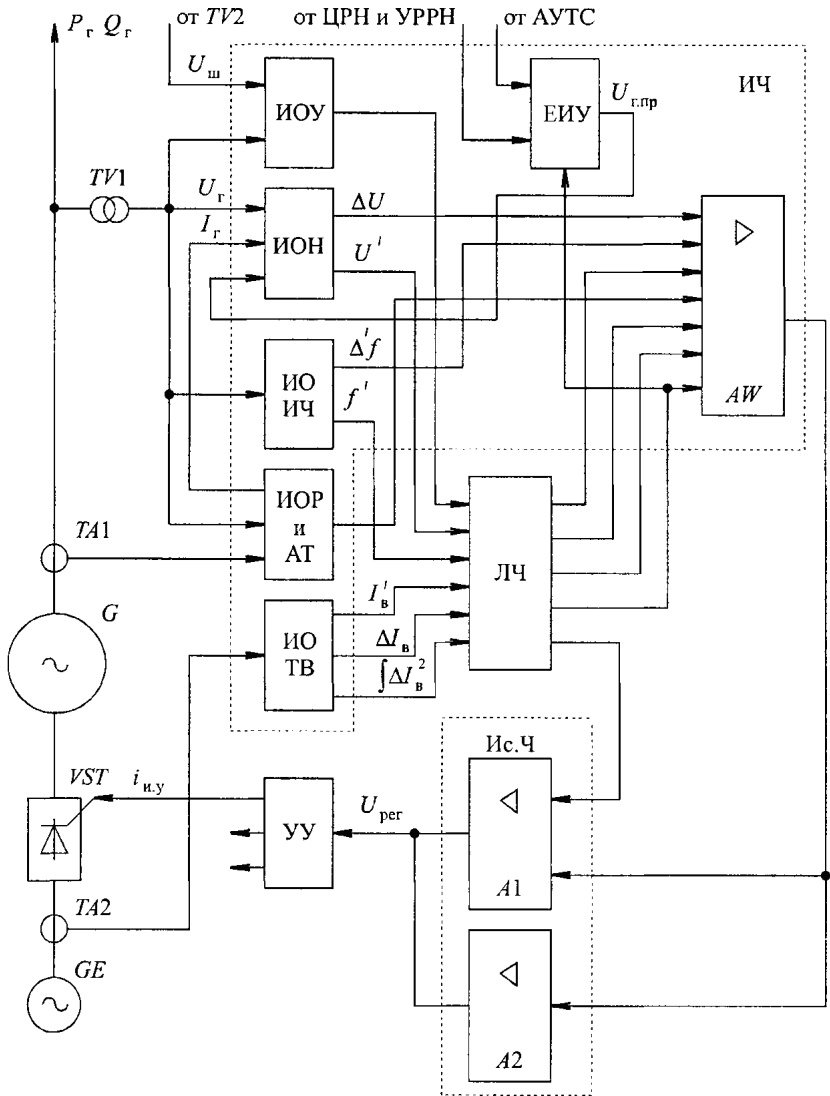


Рисунок 5.5 – Функціональна схема автоматичної системи регулювання збудження з АРВ сильної дії

на незмінному рівні в режимі вибігання синхронних генераторів атомних електростанцій (за технологічними умовами останову турбоагрегату) і для розвантаження синхронного генератора за генерованою реактивною потужністю відповідно.

На рис. 5.5 показані додаткові вимірювальні органи реактивного і активного струмів ІОР и АТ і кута зсуву фаз ІОУ між ЕРС холостого ходу генератора $\dot{E}_{г.х}$ (перед його синхронізацією) і напругою $\dot{U}_{ш}$ на шинах електростанції і елемент зміни уставки ЕІУ регулятора.

Формовані ними сигнали використовуються для запобігання порушенню синхронної статичної стійкості електропередачі в режимі споживання реактивної потужності синхронним генератором і для його автоматичної точної синхронізації.

Вимірювальна частина АРВ СД містить активний суматор АW сигналів відповідно до (5.8).

Сума сигналів вимірювальної частини ІЧ перетворюється на регулюючу дію у вигляді напруги $U_{рег}$ виконавчим підсилювачем або двома підсилювачами А1, А2 при двох тиристорних перетворювачах.

Технічне виконання автоматичних регуляторів збудження сильної дії. На багатьох електростанціях знаходиться в експлуатації електромагнітний АРВ СД, виконаний на магнітних підсилювачах. Останніми роками промисловістю поставляється аналоговий мікросхемний (напівпровідниковий) АРВ СДП, виконаний на інтегральних операційних підсилювачах, і аналого-цифровий АРВ СД для турбогенераторів з безцітковим збудженням.

В даний час перспективним є цифровий мікропроцесорний АРВ СДМ. У першій його розробці використовувався 8-розрядний мікропроцесор серії К580 і 10-розрядний АЦП з часом аналого-цифрового перетворення одного вхідного сигналу не більш $10^{-2} T_{п}$. В останній модифікації застосовується високопродуктивний 16-розрядний мікропроцесорний комплект БІС серії К1810 і швидкодіючий 12-розрядний АЦП з часом перетворення одного каналу $10^{-3} T_{п}$.

Програма на мові Ассемблера ASM-80 забезпечує його функціонування відповідно до алгоритму (5.7) і формування сигналів, необхідних для вказаних інших функцій АРВ СДМ з керування збудженням синхронного генератора. Регулятор містить вихідний ЦАП і видає регулюючу дію у вигляді вказаної напруги $U_{рег}$ постійного струму, що змінюється по абсолютному значенню і по знаку — регулятор реверсивної дії.

Контрольні питання

1. Якими є основні задачі автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності?
2. Як забезпечується збудження синхронних генераторів?
3. Які переваги мають тиристорні збуджувачі?
4. Що таке реактивна потужність?
5. Як змінюється напруга між місцем її генерації та місцем споживання?
6. Чим визначається вихідна напруга генератора?
7. Що таке регулятор збудження сильної дії?
8. Приведіть алгоритм регулювання сильної дії.
9. Для чого використовується та як реалізується форсування збудження?
10. Що таке роззбудження?
11. Які вхідні величини використовуються у алгоритмі автоматичного регулювання збудження?

6 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ

Розглянуті у попередніх розділах автоматичні системи керування синхронних генераторів вирішують локальні задачі керування. На теперішній час задача керування електростанціями та електроенергетичними системами в цілому не може бути реалізована у повністю автоматичному режимі, тому на практиці використовуються автоматизовані системи керування з участю людини в процесі керування.

Автоматизована система керування технологічними процесами — це людино-машинна система, що забезпечує автоматизований збір і обробку інформації, необхідної для оптимального керування в різних сферах людської діяльності.

Розвиток електроенергетики і інших галузей промисловості, де переважають безперервні технологічні процеси (хімічна, нафтопереробна, металургійна і ін.), затребував створення більш досконалих систем керування, ніж локальні автоматичні системи регулювання (АСР). Ці принципово нові системи отримали назву *автоматизованих систем керування технологічними процесами* — АСК ТП.

Створення АСК ТП стало можливим завдяки створенню ЕОМ другого і третього покоління, збільшенню їх обчислювальних ресурсів і надійності.

АСК ТП відрізняється від локальних АСР:

- досконалішою організацією потоків інформації;
- практично повною автоматизацією процесів отримання, обробки і представлення інформації;
- можливістю активного діалогу оперативного персоналу з ЕОМ в процесі керування для вироблення найбільш ефективних рішень;
- вищою мірою автоматизації функцій керування, включаючи пуск і зупинку виробництва.

Від систем керування автоматичними виробництвами типа цехів і заводів-автоматів (вищий рівень автоматизації) АСК ТП відрізняється значною мірою участі людини в процесах керування.

Перехід від АСК ТП до повністю автоматичних виробництв стримується:

- недосконалістю технологічних процесів — наявністю немеханізованих технологічних операцій;
- низькою надійністю технологічного устаткування, недостатньою на-

- дійністю засобів автоматизації і обчислювальної техніки;
- труднощами математичного опису завдань, що вирішуються людиною в АСК ТП.

Глобальна мета керування технологічним об'єктом керування (ТОУ) за допомогою АСК ТП полягає в підтримці екстремального значення критерію керування при виконанні всіх умов, що визначають безліч допустимих значень керівних дій.

В більшості випадків глобальна мета розбивається на ряд приватних цілей, для досягнення кожної з них потрібне рішення простіших задач керування.

6.1 Структура автоматизованих систем керування технологічними процесами

Функцією АСК ТП називають дії системи, направлені на досягнення однієї з приватних цілей керування.

Приватні цілі керування, як і функції, що їх реалізують, знаходяться в певній супідрядності, утворюючи функціональну структуру АСК ТП (рис. 6.1).

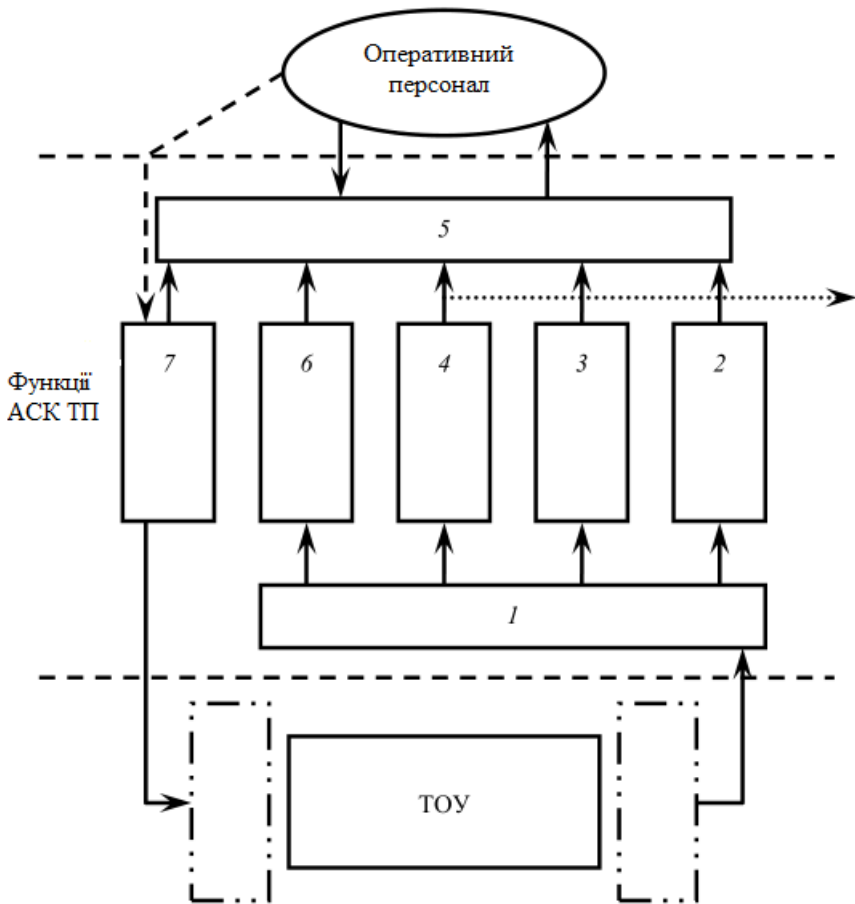
Функції АСК ТП:

1. Інформаційні — збір, перетворення і зберігання інформації про стан ТОУ; представлення цієї інформації оперативному персоналу або передача її для подальшої обробки.
2. Первинна обробка інформації про поточний стан ТОУ.
3. Виявлення відхилень технологічних параметрів і показників стану устаткування від встановлених значень.
4. Розрахунок значень невимірюваних величин і показників (непрямі виміри, розрахунок техніко-економічних показників, прогнозування);
5. Оперативне відображення і реєстрація інформації.
6. Обмін інформацією з оперативним персоналом.
7. Обмін інформацією з суміжними і високорівневими АСК ТП.

Для реалізації функцій АСК ТП необхідні:

- технічне забезпечення;
- програмне забезпечення;
- інформаційне забезпечення;
- організаційне забезпечення;
- оперативний персонал.

Технічне забезпечення АСК ТП складає комплекс технічних засобів (КТС),



1 – первинна обробка інформації; 2 – виявлення відхилень технологічних параметрів і показників стану устаткування від встановлених значень; 3 – розрахунок невимірюваних величин і показників; 4 – підготовка інформації і виконання процедур обміну з суміжними і іншими АСК ТП; 5 – оперативне і (або) по виклику відображення і реєстрація інформації; 6 – визначення раціонального режиму технологічного процесу; 7 – формування керівних дій, що реалізують вибраний режим.

Рисунок 6.1 – Типова функціональна структура АСК ТП

що містить наступні елементи:

- засоби отримання інформації про поточний стан ТООУ;
- УВК — керований обчислювальний комплекс;
- технічні засоби для реалізації функцій локальних систем автоматизації;
- виконавчі пристрої, що безпосередньо реалізують керуючі дії на ТООУ.

Першим і дотепер поширеним типом технічних структур АСК ТП є централізована. У системах з *централізованою структурою* вся інформація, необхідна для керування АТК, поступає в єдиний центр — операторський пункт, де встановлені практично всі технічні засоби АСК ТП, за винятком джерел інформації і виконавчих пристроїв. Така технічна структура найбільш проста і має ряд переваг.

Недоліками її є:

- необхідність надлишкового числа елементів АСК ТП для забезпечення високої надійності;
- великі витрати кабелю.

Такі системи доцільні для порівняно невеликих за потужністю і компактних АТК.

У зв'язку з впровадженням мікропроцесорної техніки все більше поширення набуває *розподілена технічна структура* АСК ТП, тобто розділена на ряд автономних підсистем — локальних технологічних станцій керування, територіально розподілених по технологічним ділянкам керування. Кожна локальна підсистема є однотипно виконаною централізованою структурою, ядром якої є керуюча мікро-ЕОМ. Ці мікро-ЕОМ об'єднані в єдину систему інформаційною мережею передачі даних.

До мережі підключається необхідне для керування АТК число терміналів для оперативного персоналу.

Програмне забезпечення АСК ТП зв'язує всі елементи розподіленої технічної структури в єдине ціле, що має ряд переваг:

- можливість отримання високих показників надійності за рахунок розщеплювання АСК ТП на сімейство порівняно невеликих і менш складних автономних підсистем і додаткового резервування кожної з цих підсистем через мережу;
- використання надійніших засобів мікроелектронної обчислювальної техніки;

- велика гнучкість при композиції і модернізації технічного і програмного забезпечення і т. д.

Більшість функцій АСК ТП реалізуються програмно, тому найважливішим компонентом АСК ТП є її програмне забезпечення (ПО) тобто сукупність програм, що забезпечують реалізацію функцій АСК ТП.

Програмне забезпечення АСК ТП ділиться на:

- загальне;
- спеціальне.

Загальне ПО поставляється в комплекті із засобами обчислювальної техніки.

Спеціальне ПО розробляється при створенні конкретної АСК ТП і включає програми, що реалізують її інформаційні і керуючі функції.

Програмне забезпечення створюється на базі математичного забезпечення (МО). МО — сукупність математичних методів, моделей і алгоритмів для вирішення завдань і обробки інформації із застосуванням обчислювальної техніки.

Для реалізації інформаційних керуючих функцій АСК ТП створюють спеціальне МО, до складу якого входять:

- алгоритм збору, обробки і представлення інформації;
- алгоритми керування з математичними моделями відповідних об'єктів керування;
- алгоритми локальної автоматизації.

Правила обміну інформацією і сама інформація, циркулююча в АСК ТП утворюють *інформаційне забезпечення* АСК ТП.

Організаційне забезпечення АСК ТП є сукупністю описів функціональної, технічної і організаційної структур системи, інструкцій і регламентів для оперативного персоналу, що забезпечує задане функціонування АСК ТП.

Оперативний персонал (ОП) АСК ТП складається з технологів-операторів, що здійснюють керування ТОУ, експлуатаційного персоналу, що забезпечує функціонування АСК ТП (оператори ЕОМ, програмісти, персонал по обслуговуванню апаратури КТС).

Оперативний персонал АСК ТП може працювати в контурі керування або поза ним.

При роботі в контурі керування ОП реалізує всі функції керування або їх частину, використовує рекомендації по раціональному керуванню ТОУ, вироблені КТС. Такий режим функціонування АСК ТП називають інформаційно-

порадним.

Якщо оперативний персонал працює поза контуром керування, він задає АСК ТП режим роботи і здійснює контроль за його дотриманням. У цьому випадку, в залежності від складу КТС, АСК ТП може функціонувати у двох режимах:

- комбінованому (супервізорному);
- в режимі безпосереднього цифрового керування, при якому УВК безпосередньо впливає на виконавчі пристрої, змінюючи керуючі дії на ТОУ.

6.2 Проектування автоматизованих систем керування технологічними процесами

Створення АСК ТП включає п'ять стадій:

1. Технічне завдання (ТЗ).
2. Технічний проект (ТП).
3. Робочий проект (РП).
4. Впровадження АСК ТП.
5. Аналіз її функціонування.

На стадії *технічного завдання* основним етапом є передпроектні науково-дослідницькі роботи (НДР), що зазвичай виконуються науково-дослідницькою організацією спільно з підприємством-замовником. Головне завдання передпроектних НДР — вивчення технологічного процесу як об'єкту керування. При цьому визначають мету і критерії якості функціонування ТОУ, техніко-економічні показники об'єкту-прототипу, їх зв'язки з технологічними показниками; структуру ТОУ, тобто вхідні дії (у тому числі контрольовані і неконтрольовані обурюючі дії, а також керуючі дії), вихідні координати і зв'язки між ними; структуру математичних моделей статички і динаміки, значення параметрів і їх стабільність (міра стаціонарності ТОУ); статистичні характеристики обурюючих дій.

Найбільш трудомістке завдання на етапі передпроектних НДР — побудова математичних моделей ТОУ, які надалі використовуються при синтезі АСК ТП. При синтезі локальних АСР зазвичай використовують лінеаризовані моделі динаміки у вигляді лінійних диференціальних рівнянь 1–2-го порядку із запізнюванням, які отримують обробкою експериментальних або розрахункових перехідних функцій за різними каналами дії. Для вирішення

завдань оптимального керування статичними режимами використовують кінцеві співвідношення, отримані з рівнянь матеріального і енергетичного балансу ТОВ, або рівняння регресії. У завданнях оптимального керування динамічними режимами використовують нелінійні диференціальні рівняння, отримані з рівнянь матеріального і енергетичного балансу, записаних в диференціальній формі.

При виконанні передпроектних НДР застосовують методи аналізу систем автоматичного керування, що вивчаються в курсі «Теорія автоматичного регулювання», і методи побудови математичних моделей, які викладаються в курсі «Моделювання в електротехніці та гідроенергетиці».

Результати, отримані на етапі передпроектних НДР, використовують на етапі ескізної розробки АСК ТП, в ході якого виконуються наступні роботи:

- вибір критерію і математична постановка завдання оптимального керування ТОВ, її декомпозиція (за необхідності) і вибір методів вирішення глобальної і локальних задач оптимального керування, на основі яких надалі будують алгоритм оптимального керування;
- розробка функціональної і алгоритмічної структури АСК ТП;
- визначення об'єму інформації про стан ТОВ і ресурсів обчислювального комплексу (швидкодія, об'єм пристроїв пам'яті), необхідних для реалізації всіх функцій АСК ТП;
- попередній вибір КТС, перш за все УВК;
- попередній розрахунок техніко-економічної ефективності АСК ТП.

Центральне місце серед робіт цієї стадії займає математична постановка завдання оптимального керування ТОВ.

Останні завдання даного етапу (окрім розрахунку техніко-економічної ефективності) відносяться до системотехнічного синтезу АСК ТП, при виконанні якого широко застосовують метод аналогій. Накопичений досвід розробки АСК ТП для ТОВ різної міри складності дозволяє перевести розробку ряду функцій і алгоритмів з категорії наукових робіт в категорію технічних, виконуваних проектним шляхом. До їх числа відносяться багато інформаційних функцій (первинна обробка початкової інформації, розрахунок ТЕП, інтегрування і усереднювання та ін.), а також типові функції локальних систем автоматизації, що реалізуються в АСК ТП програмним способом (сигналізація, протиаварійне блокування регулювання з використанням типових законів при безпосередньому цифровому керуванні та ін.).

Завершуючим етапом ескізної розробки АСК ТП є попередній розрахунок техніко-економічної ефективності розроблюваної системи. Виконують його фахівці з економіки, проте початкові дані для них повинні підготувати фахівці з автоматизації.

Завершуючою стадією першого етапу створення АСК ТП є розробка технічного завдання на проектування системи, яке повинне включати повний перелік функцій, техніко-економічне обґрунтування доцільності розробки АСК ТП, перелік і об'єм НДР і план-графік створення системи.

При розробці нетипових АСК ТП на перший етап доводиться приблизно 25% загальної трудомісткості, у тому числі на передпроектні НДР — 15%. При тиражуванні АСК ТП перша стадія може бути виключена або значно зменшена.

Наступним етапом створення нетипової АСК ТП є розробка *технічного проекту*, в ході якої приймаються основні технічні рішення, що реалізують вимоги технічного завдання. Роботи на цьому етапі виконують науково-дослідна і проектна організації.

Основним змістом НДР є розвиток і поглиблення передпроектних НДР, зокрема, уточнення математичних моделей і постановок задач оптимального керування, перевірка за допомогою імітаційного моделювання на ЕОМ працездатності і ефективності алгоритмів вибраних для реалізації найважливіших інформаційних і керуючих функцій АСК ТП. Уточнюються функціональна і алгоритмічна структури системи, опрацьовуються інформаційні зв'язки між функціями і алгоритмами, розробляється організаційна структура АСК ТП.

Дуже важливим і трудомістким етапом на стадії ТП є розробка спеціального програмного забезпечення системи. За наявними оцінками трудомісткість створення спеціального ПО була близька до загального об'єму передпроектних НДР і складала 15% від загальних трудовитрат на створення АСК ТП.

На стадії *робочого проекту* остаточно вибирають склад КТС і виконують розрахунки по оцінці надійності реалізації найважливіших функцій АСК ТП і системи в цілому. Загальні витрати праці на проектування складають приблизно 30 % від витрат на створення АСК ТП.

На стадії *впровадження* АСК ТП проводяться монтажні і пуско-налагоджувальні роботи, послідовність і зміст яких вивчаються в відповідному курсі. Трудовитрати на цій стадії складають близько 30% від загальних витрат на систему.

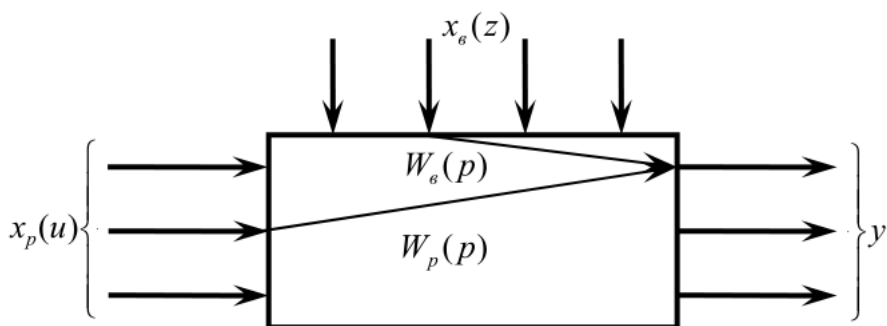


Рисунок 6.2 – Структурна схема об'єкту регулювання

При розробці головних зразків АСК ТП, що підлягають надалі тиражуванню на однотипних ТОУ, важливе значення має *аналіз функціонування* системи, в ході якого перевіряють ефективність рішень, прийнятих при її створенні, і визначають фактичну техніко-економічну ефективність АСК ТП.

6.3 Структурні схеми об'єкту регулювання

Один з етапів проектування систем регулювання технологічних процесів — вибір структури системи і розрахунок оптимальних параметрів регуляторів. І структура системи, і параметри регуляторів визначаються властивостями технологічного процесу як об'єкту регулювання.

Будь-який технологічний процес як об'єкт регулювання (рис. 6.2) характеризується наступними основними групами змінних:

1. Змінні, що характеризують стан процесу (сукупність їх позначимо вектором y). Ці змінні в процесі регулювання необхідно підтримувати на заданому рівні або змінювати за заданим законом. Точність стабілізації змінних стану може бути різною, залежно від вимог диктованих технологією і можливостей системи регулювання. Як правило, змінні, що входять у вектор y , вимірюють безпосередньо, але інколи їх можна обчислити, використовуючи модель об'єкту по інших безпосередньо вимірюваним змінним. Вектор y часто називають вектором регульованих величин.
2. Змінні, зміною яких система регулювання може впливати на об'єкт з

метою керування. Сукупність цих змінних позначають вектором x_p (або u) регулюючих дій. Зазвичай регулюючими діями служать зміни витрат матеріальних потоків або потоків енергії.

- Змінні, зміни яких не пов'язані з дією системи регулювання. Ці зміни відображають вплив на регульований об'єкт зовнішніх умов, зміни характеристик самого об'єкту і т. п. Їх називають обурюючими діями і позначають вектором x_b (або z). Вектор обурюючих дій, у свою чергу, можна розбити на дві складові — першу можна виміряти, а другу — не можна. Можливість виміру обурюючої дії дозволяє ввести в систему регулювання додатковий сигнал, що покращує можливості системи регулювання.

Аналіз технологічного процесу як об'єкту автоматичного регулювання передбачає оцінку його статичних і динамічних властивостей по кожному з каналів від будь-якої можливої керуючої дії до будь-якого можливого регульованого параметра, а також оцінку аналогічних характеристик по каналах зв'язку регульованих змінних із складовими вектора обурень. В ході такого аналізу необхідно вибрати структуру системи регулювання, тобто вирішити, з використанням якої регулюючої дії слід управляти тим або іншим параметром стану. В результаті у багатьох випадках (ні в якому разі не завжди) вдається виділити контури регулювання для кожної з регульованих величин, тобто отримати сукупність одноконтурних систем регулювання.

Важливим елементом синтезу АСР технологічного процесу є розрахунок одноконтурної системи регулювання. При цьому потрібно вибрати структуру і знайти числові значення параметрів регуляторів. Як правило, використовують наступні типові структури регулюючих пристроїв (типові закони регулювання): пропорційний (П) закон ($W_{\text{П}}(p) = K_{\text{П}}$); інтегральний (І) закон ($W_{\text{І}}(p) = K_{\text{І}}/p$); пропорційно-інтегральний (ПІ) закон регулювання ($W_{\text{ПІ}}(p) = K_{\text{П}} + K_{\text{І}}/p$) і, нарешті, пропорційно-інтегрально-диференціальний (ПІД) закон ($W_{\text{ПІД}}(p) = K_{\text{П}} + K_{\text{І}}/p + K_{\text{Д}} \cdot p$). При розрахунку системи перевіряють можливість використання найбільш простого закону регулювання, кожного разу оцінюючи якість регулювання, і, якщо воно не задовольняє вимогам, переходять до складніших законів або використовують так звані схемні методи поліпшення якості.

У теорії автоматичного регулювання розроблені різні методи розрахунку АСР при заданих критеріях якості, а також методи оцінки якості перехідних процесів при заданих параметрах об'єкту і регулятора. При цьому разом

з точними методами, що потребують великих витрат часу і ручної праці, розроблені наближені методи, що дозволяють порівняно швидко оцінити робочі параметри регулятора або якість перехідних процесів (метод Циглера–Нікольса для розрахунку налаштувань регуляторів; наближені формули для оцінки інтегрального квадратичного критерію і т. п.).

Широке впровадження обчислювальної техніки для проектування систем керування і реалізації самоналагоджувальних систем практично зняло обмеження, пов'язані з трудомісткістю методів розрахунку АСР. У теперішній час створюються пакети прикладних програм для розрахунку АСР, що дозволяють використовувати алгоритми, засновані на точних методах. При цьому наближені методи зазвичай застосовують для вибору початкових значень змінних в ітеративних методах розрахунку складних систем регулювання або на початковій стадії проектної розробки системи автоматизації складних технологічних об'єктів.

Контрольні питання

1. Що таке АСК ТП?
2. Якими є основні етапи проектування АСК ТП?
3. Назвіть основні характеристики сучасних АСК ТП.
4. Чим відрізняються автоматизовані системи від автоматичних?
5. Які основні вимоги до АСК ТП?
6. Які існують етапи проектування АСК ТП?
7. Основні складові елементи АСК ТП.
8. Назвіть види забезпечення АСК ТП.
9. Які недоліки мають АСК ТП?
10. Які математичні моделі використовуються в АСК ТП?

7 ПРОГРАМОВАНІ ЛОГІЧНІ КОНТРОЛЕРИ

Контролером в системах автоматизації називають пристрій, що виконує керування фізичними процесами по записаному в нього алгоритму з використанням інформації, що отримується від датчиків і виводиться у виконавчі пристрої [5].

Перші контролери з'явилися на рубежі 60-х і 70-х років в автомобільній промисловості, де використовувалися для автоматизації складальних ліній. У той час комп'ютери коштували надзвичайно дорого, тому контролери будувалися на жорсткій логіці (програмувалися апаратно), що було набагато дешевше. Проте переналаштування з однієї технологічної лінії на іншу вимагало фактично виготовлення нового контролера. Тому з'явилися контролери, алгоритм роботи яких міг бути змінений дещо простіше — за допомогою схеми з'єднань реле. Такі контролери отримали назву *програмованих логічних контролерів* (ПЛК), і цей термін зберігся до теперішнього часу. Скрізь нижче терміни «контролер» і «ПЛК» вживаються як синоніми.

Трохи пізніше з'явилися ПЛК, які можна було програмувати на машинно-орієнтованій мові, що було простіше конструктивно, але вимагало участі спеціально навченого програміста для внесення навіть незначних змін до алгоритму керування. З цієї миті почалася боротьба за спрощення процесу програмування ПЛК, яка привела спочатку до створення мов високого рівня, потім — спеціалізованих мов візуального програмування, схожих на мову релейної логіки. В даний час цей процес завершився створенням міжнародного стандарту ІЕС (МЕК) 1131-3, який пізніше був перейменований в МЕК 61131-3. Стандарт МЕК 61131-3 підтримує п'ять мов технологічного програмування [2, 6], що виключає необхідність залучення професійних програмістів при побудові систем з контролерами, залишаючи для них вирішення нестандартних завдань.

У зв'язку з тим, що спосіб програмування є найбільш істотною класифікуючою ознакою контролера, поняття «ПЛК» все рідше використовується для позначення керуючих контролерів, які не підтримують технологічні мови програмування.

З появою потужних і дешевих мікроконтролерів у 1972 р. ринок ПЛК почав рости експоненціально і за період з 1978 по 1990 рр. збільшився з 80 млн дол. до 1 млрд дол. і у 2002 р. складав 1,4 млрд дол. В даний час світовий ринок ПЛК продовжує рости, хоча і набагато меншими темпами. Проте останнє

зауваження не відноситься до країн СНД, де події змінюються дуже швидко у зв'язку з відродженням економіки, появою вітчизняних виробників і системних інтеграторів, а також великими інвестиціями міжнародних корпорацій в економіку країн СНД.

ПЛК використовуються практично у всіх сферах людської діяльності для автоматизації технологічних процесів, в системах протиаварійного захисту і сигналізації, у верстатах з ЧПУ, для керування дорожнім рухом, в системах життєзабезпечення будівель, для збору і архівації даних, в системах охорони, в медичному устаткуванні, для керування роботами, в системах зв'язку, при постановці фізичного експерименту, для керування космічними кораблями, для автоматизації випробувань продукції і так далі. Проте дотепер залишається багато галузей економіки, куди контролерна автоматизація тільки починає проникати.

Згідно останнього опиту, проведеному журналом Control Engineering спільно з Reed Research, велика частина опитаних використовує ПЛК в завданнях керування верстатами. На другому місці — завдання, пов'язані з керуванням технологічними процесами, далі йде керування переміщеннями і завдання діагностики. Найчастіше контролери використовують для вирішення власних завдань (54%), рідше для виробництва устаткування для продажу (25%) або для того і іншого (17%).

Контролери використовуються не тільки як автономні засоби локального керування технологічним установками, але і у складі широкомасштабних систем автоматизованого керування цілими підприємствами.

В даний час на нашому ринку переважають контролери іноземних фірм: Siemens, Mitsubishi, ABB, Schneider Electric, GE Fanuc, проте з часом збільшується частка ринку, зайнята продукцією українських та російських фірм: «Мікрол», «Фаствел», «Овен», «Елемер», «Эмикон» та ін. Це пояснюється наступними чинниками:

- вітчизняні фірми забезпечують більш кваліфіковану технічну підтримку і документацію українською мовою;
- велику роль грає термін постачання і територіальна близькість виробника до споживача;
- відповідність вітчизняних розробок державним стандартам, чого часто не можна сказати про імпортні контролери;
- краще знання місцевого ринку вітчизняними виробниками.

Жорсткі обмеження на вартість і величезна різноманітність цілей авто-

матизації привели до неможливості створення універсального ПЛК, як це трапилося з офісними комп'ютерами. Область автоматизації висуває безліч завдань, відповідно до яких розвивається і ринок, що містить сотні несхожих один на одного контролерів, що розрізняються десятками параметрів. Кожен виробник випускає декілька типів ПЛК різної потужності і вартості, щоб збільшити прибуток за рахунок сегментації ринку.

Вибір оптимального для конкретного завдання контролера ґрунтується зазвичай на відповідності функціональних характеристик контролера вирішуваному завданню за умови мінімальної його вартості. Враховуються також інші важливі характеристики (температурний діапазон, надійність, бренд виробника, наявність сертифікатів і тому подібне).

Не дивлячись на величезну різноманітність контролерів, в їх розвитку помітні наступні загальні тенденції:

- зменшення габаритних розмірів;
- розширення функціональних можливостей;
- збільшення числа підтримуваних інтерфейсів і мереж;
- використання ідеології «відкритих систем»;
- використання мов програмування стандарту МЕК 61131-3;
- зниження ціни.

Ще однією тенденцією є поява в контролерах ознак комп'ютера (наявність миші, клавіатури, монітора, ОС Windows, можливості підключення жорсткого диска), а в комп'ютерах — ознак контролера (розширений температурний діапазон, електронний диск, захист від пилу і вологи, кріплення на DIN-рейку, наявність сторожового таймера, збільшена кількість комунікаційних портів, використання ОС жорсткого реального часу, функції самотестування і діагностики, контроль цілісності прикладної програми). З'явилися комп'ютери в конструктивах для жорстких умов експлуатації. Апаратні відмінності між комп'ютером і контролером поступово зникають. Основними відмітними ознаками контролера залишаються його призначення і наявність технологічних мов програмування МЕК.

7.1 Типи програмованих логічних контролерів

Для класифікації величезної різноманітності контролерів, що існують в даний час, розглянемо їх істотні відмінності.

Основним показником ПЛК є число каналів введення-виведення. За цією

ознакою ПЛК діляться на наступні групи:

- нано-ПЛК (менше 16 каналів);
- мікро-ПЛК (від 16 до 100 каналів);
- середні (від 100 до 500 каналів);
- великі (більше 500 каналів).

За розташуванням модулів введення-виведення ПЛК бувають:

— *моноблочні*, в яких пристрій введення-виведення не може бути видалений з контролера або замінений на інший. Конструктивно контролер є єдиним цілим з пристроями введення-виведення (наприклад, одноплатний контролер). Моноблочний контролер може мати, наприклад, 16 каналів дискретного введення і 8 каналів релейного виведення;

— *модульні*, що складаються із загального корпусу (шасі), в якому розташовуються модуль центрального процесора і змінні модулі введення-виведення. Склад модулів вибирається користувачем залежно від вирішуваного завдання. Типове число слотів для змінних модулів — від 8 до 32;

— *розподілені* (з віддаленими модулями введення-виведення), в яких модулі введення-виведення виконані в окремих корпусах, з'єднуються з модулем контролера по мережі (зазвичай на основі інтерфейсу RS-485) і можуть бути розташовані на відстані до 1,2 км від процесорного модуля.

Часто перераховані конструктивні типи контролерів комбінуються, наприклад моноблочний контролер може мати декілька знімних плат; моноблочний і модульний контролери можуть бути доповнені віддаленими модулями введення-виведення, щоб збільшити загальну кількість каналів.

Багато контролерів мають набір змінних процесорних плат різній продуктивності. Це дозволяє розширити круг потенційних користувачів системи без зміни її конструктиву.

За конструктивним виконанням і способом кріплення контролери діляться на:

- панельні (для монтажу на панель або дверці шафи);
- для монтажу на DIN-рейку усередині шафи;
- для кріплення на стіні;
- стоечні — для монтажу в стійці;
- безкорпусні (зазвичай одноплатні) для застосування в спеціалізованих конструктивах виробників устаткування (OEM — Original Equipment Manufacturer).

За областю застосування контролери діляться на наступні типи:

- універсальні загальнопромислові;
- для керування роботами;
- для керування позиціонуванням і переміщенням;
- комунікаційні;
- ПІД-контролери;
- спеціалізовані.

За способом програмування контролери бувають:

- програмовані з лицьової панелі контролера;
- програмовані переносним програматором;
- програмовані за допомогою дисплея, миші і клавіатури;
- програмовані за допомогою персонального комп'ютера.

Контролери можуть програмуватися на мові МЕК 61131-3, використовуються також мови С, С#, Visual Basic.

Контролери можуть містити в своєму складі модулі введення-виведення або не містити їх. Прикладами контролерів без модулів введення-виведення є комунікаційні контролери, які виконують функцію міжмережевого шлюзу, або контролери, які одержують дані від контролерів нижнього рівня ієрархії АСК ТП.

Архітектурою контролера називають набір його основних компонентів і зв'язків між ними. Типовий склад ПЛК включає центральний процесор, пам'ять, мережеві інтерфейси і пристрої введення-виведення (рис. 7.1). Іноді ця конфігурація доповнюється пристроєм для програмування і пультом оператора, пристроями індикації, рідше — принтером, клавіатурою, мишею або трекболом.

Процесорний модуль включає мікропроцесор (центральный процесорний пристрій — ЦПУ), пристрої пам'яті, годинник реального часу і сторожовий таймер. Терміни «мікропроцесор» і «процесор» в даний час стали синонімами, оскільки всі нові процесори виконуються у вигляді СБІС, тобто є мікропроцесорами.

Основними характеристиками мікропроцесора є розрядність (у ПЛК використовуються 8-, 16- і 32-розрядні мікропроцесори), тактова частота, архітектура, наявність операцій з плаваючою крапкою, типи підтримуваних портів введення-виведення, температурний діапазон працездатності і споживана потужність.

Продуктивність мікропроцесорів з однією і тією ж архітектурою пропорційна тактовій частоті. Більшість контролерів використовують мікропроцесо-

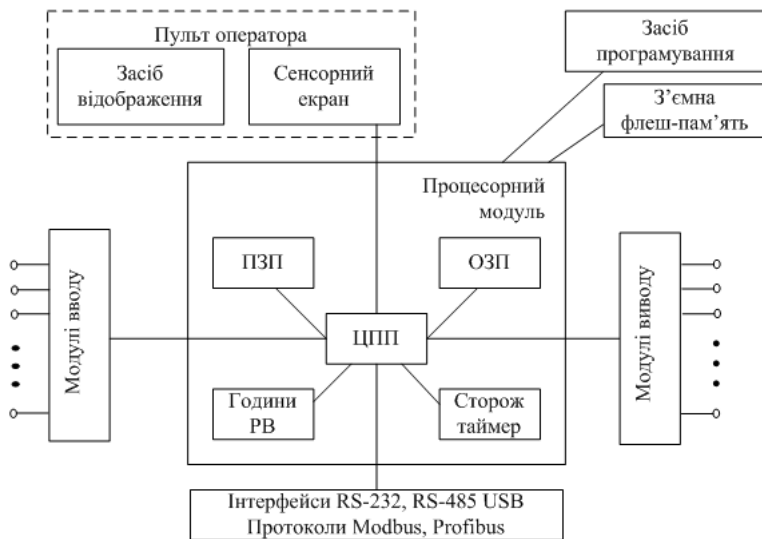


Рисунок 7.1 – Типова архітектура ПЛК

ри з скороченим набором команд (RISC — Reduced Instruction Set Computing), в яких використовується невелика кількість команд однакової довжини і велика кількість регістрів. Скорочений набір команд дозволяє будувати ефективніші компілятори, а конвеєр процесора здатен за кожен такт видавати результат виконання чергової команди.

Для контролерів, що виконують інтенсивну математичну обробку даних, важлива наявність математичного співпроцесора (допоміжного процесора, що виконує операції з плаваючою крапкою) або сигнальних процесорів, в яких операції такого типу виконуються за один такт. Сигнальні процесори дозволяють прискорити виконання операцій згортки або швидкого перетворення Фур'є.

Ємність пам'яті визначає кількість змінних (тегі), які можуть бути оброблені в процесі функціонування ПЛК. У мікропроцесорах час доступу до пам'яті є одним з істотних чинників, що обмежують швидкодію. Тому пам'ять ділять на декілька рівнів ієрархії залежно від частоти використання що зберігаються в ній даних і швидкодії.

Ієрархія пам'яті відноситься до істотних характеристиками архітектури

процесора, оскільки вона дозволяє понизити негативний вплив повільної пам'яті на швидкодію мікропроцесора. Основними типами пам'яті є *постійний запам'ятовуючий пристрій* (ПЗП), *оперативний запам'ятовуючий пристрій* (ОЗП) і набір регістрів. Регістри є самими швидкодіючими елементами пам'яті, оскільки вони використовуються арифметико-логічним пристроєм (АЛП) для виконання елементарних команд процесора. ПЗП використовують для зберігання рідко змінної інформації, такої, як операційна система, драйвери пристроїв, завантажувач, виконуваний модуль програми користувача. ОЗП використовується для зберігання даних, які багато разів змінюються в процесі роботи контролера, наприклад значення тегів, результати проміжних обчислень, діагностична інформація, масиви, що виводяться на графіки, дані для відображення на дисплеї.

Як ПЗП (або ROM — Read Only Memory) зазвичай використовується електрично стирана перепрограмована пам'ять (EEPROM — Electrically Erasable Programmable ROM). Різновидом EEPROM є флеш-пам'ять, принцип дії якої заснований на зберіганні заряду в конденсаторі, утвореному плаваючим затвором і підкладкою МОП-транзистора. Особливістю флеш-пам'яті є її незалежність, тобто збереженість даних при вимкненому живленні. Стирання і перезапис у флеш-пам'яті виконується не окремими чарунками, а великими блоками, тому вона отримала назву, що походить від англійського «flash», — «спалах». Недоліком всіх ПЗП є низька швидкодія.

Кількість циклів запису інформації у флеш-пам'ять обмежена і складає декілька десятків тисяч разів. За конструктивним виконанням і інтерфейсами флеш-пам'ять підрозділяється на Compact Flash (CF), Memory Stick, Secure Digital (SD), MultiMediaCard (MMC), RS-MMC, SmartMedia Card (SMC), USB-flash. Флеш-пам'ять може бути впаяна в друковану плату або бути знімною.

Як ОЗП сучасні мікропроцесори використовують статичну пам'ять (SRAM — Static Random Access Memory) і динамічну (DRAM — Dynamic Random Access Memory), SDRAM (Synchronous DRAM). SRAM виконується на тригерах, інформація в яких зберігається необмежено довго за наявності живлення. У динамічній пам'яті інформація зберігається на конденсаторах, і тому DRAM вимагає періодичної регенерації (перезарядки конденсаторів). До недоліків тригерної пам'яті відноситься її висока вартість, пов'язана з низькою щільністю компоновки тригерів на кристалі, і мале відношення ємності до ціни. Перевагою є висока швидкодія, що досягає кількох гігагерців, тоді як пам'ять на конденсаторах не може працювати на частотах вище за сотні мегагерц.

Обидва типи пам'яті (DRAM і SRAM) не можуть зберігати інформацію при відключенні живлення ПЛК. Тому деякі типи ПЛК використовують батарейне живлення пам'яті для збереження працездатності системи автоматизації після короткочасного переривання живлення.

Моноблочні і модульні контролери використовують, як правило, паралельну шину для обміну даними з модулями введення-виведення, що дозволяє на порядок підвищити швидкодію їх опиту в порівнянні з послідовною шиною. Паралельні шини можуть бути стандартними (ISA, PC/104, PCI, Compact PCI, VME, CXM) або фірмовими. Послідовна шина контролера (на основі інтерфейсу RS-485) використовується для підключення до нього віддалених (розподілених) модулів введення-виведення.

Програмування контролерів малої потужності виконується за допомогою кнопок, розташованих на їх лицьовій панелі, або за допомогою переносного пульта для програмування. Як пульт останнім часом використовується комп'ютер формату «ноутбук». Програмування потужних контролерів виконується за допомогою персонального комп'ютера, на якому встановлюється спеціальне програмне забезпечення, наприклад CoDeSys або ISaGRAF, що виконує трансляцію технологічної мови стандарту MEK 61131-3 у виконуваний код процесора, який завантажується в ПЗП ПЛК, наприклад, через порт Ethernet.

Сторожовим таймером (Watchdog Timer — WDT) є лічильник, який рахує імпульси тактового генератора і в нормальному режимі періодично скидається (перезапускається) працюючим процесором. Якщо процесор «зависає», то сигнали скидання не поступають в лічильник, він продовжує лічити і, досягнувши деякого порогу, виробляє сигнал «Скидання» для перезапуску «завислого» процесора.

Годинником реального часу (РВ) є кварцевий годинник, який живиться від батареї і тому продовжує працювати при вимкненому ПЛК. Годинник РВ використовується, наприклад, для керування вуличним освітленням залежно від часу доби, в системах охорони об'єктів і інших випадках, коли необхідна прив'язка даних або подій до астрономічного часу.

Процесорний модуль ПЛК виконує наступні завдання:

- збирає дані з модулів введення в пам'ять і посилає дані з пам'яті в модулі виведення;
- виконує обмін даними з пристроєм для програмування контролера;
- видає мітки годинника реального часу;

- здійснює обмін даними з промисловою мережею;
- реалізує стек протоколів промислової мережі (для цієї мети можуть використовуватися допоміжні комунікаційні процесори);
- виконує початкове завантаження і виконання операційної системи;
- виконує завантажувальний модуль призначеної для користувача програми системи автоматизації;
- управляє актами обміну з пам'яттю.

Однією з тенденцій в розвитку ПЛК є використання процесорних модулів різної потужності для одного конструктиву контролера. Це дозволяє отримати серію контролерів різної потужності і тим самим покрити більший сегмент ринку, а також виконати модернізацію (upgrade) контролерів, куплених споживачами, шляхом заміни лише одного модуля.

До основних характеристик процесорного модуля відносяться:

- тип операційної системи (Windows CE, Linux, DOS, OS-9, QNX та ін.);
- наявність виконавчого середовища для стандартної системи програмування на мовах MEK 61131-3;
- типи підтримуваних інтерфейсів (RS-232, RS-422, RS-485, CAN, USB, Ethernet та ін.);
- типи підтримуваних мереж (Modbus RTU, Modbus TCP, Ethernet, Profibus, CANopen, DeviceNet та ін.);
- можливість підключення пристроїв індикації або інтерфейсу оператора (світлодіодного або ЖКІ індикатора, клавіатури, миші, дисплея з інтерфейсами VGA, DVI або CMOS, LVDS, трекбола та ін.);
- розрядність (8, 16, 32 або 64 біта);
- тактова частота мікропроцесора і пам'яті;
- час виконання команд;
- об'єм, ієрархія і типи пам'яті (ОЗП, кеш, ПЗП-флеш, знімна флеш і др.);
- типи вбудованих функцій (ПІД-регулятор, лічильники, ШІМ, алгоритми позиціонування і керування рухом і ін.);
- бренд виробника (Intel, AMD, Atmel, Microchip та ін.).

Швидкодію процесорного модуля ПЛК зазвичай оцінюють за часом виконання логічних команд, оскільки вони найбільш поширені при реалізації алгоритмів керування.

Величезна різноманітність завдань, що покладаються на ПЛК, і сильна залежність ціни від потужності контролера явилися причиною великої різноманітності використовуваних мікропроцесорів — від простих і дешевих

8-розрядних Atmel AVR і Microchip PIC до високопродуктивних мікропроцесорів ARM та Intel, включаючи двоядерні і чотириядерні процесори.

Восьмирозрядні мікропроцесори користуються великим успіхом в автономних ПД-контролерах і мікро-ПЛК для нескладного алгоритмічного керування верстатами, теплицями, невеликими технологічними апаратами, як міжмеревеві шлюзи. Їх перевагою є висока надійність, пов'язана з граничною простотою програмного забезпечення.

Зазвичай мікропроцесори, використовувані в ПЛК, на декілька поколінь відстають від процесорів офісних персональних комп'ютерів (ПК) у зв'язку з відносно малим об'ємом ринку ПЛК, який не забезпечує окупність розробки нового контролера за період зміни поколінь мікропроцесорів.

Стандартною напругою живлення ПЛК є напруга 12, 24 і 48 В. Джерелом електричної енергії зазвичай є промислова мережа 220 В, 50 Гц. У разі розподілених систем автоматизації джерело живлення може бути розташоване далеко від ПЛК, тому напруга на клеммах ПЛК або модулів введення-виведення може сильно відрізнятись від напруги джерела живлення унаслідок падіння напруги на опорі кабелю. Для вирішення цієї проблеми кожен ПЛК або кожен модуль віддаленого введення забезпечується вбудованим стабілізатором напруги, який забезпечує нормальне їх функціонування в діапазоні напруги від 10 до 30 В.

Низька напруга живлення дозволяє жити контролери від акумуляторів бортових мереж транспортних засобів або переносних акумуляторів.

У ПЛК іноді використовують батарею для живлення годинника реального часу (який повинен функціонувати при вимкненому ПЛК) і для збереження інформації в ПЗП на час аварійних перерв живлення.

7.2 Характеристики програмованих логічних контролерів

Продуктивність ПЛК оцінюється за наступними параметрами:

- тривалість контролерного циклу (період зчитування значень з каналів введення, обробки в процесорі і запис в канали виведення);
- час виконання команд (окремо логічних, з фіксованою і з плаваючою крапкою);
- пропускну спроможність шини між контролером і модулями введення-виведення;
- пропускну спроможність промислової мережі;

- час циклу опиту всіх контролерів в одномастерній мережі або цикл звернення маркера для багатомастерних мереж з маркером;
- час реакції.

Контролер в системах автоматизації виконує циклічний алгоритм, що включає введення даних і розміщення їх в ОЗП, обробку даних і вивід.

Тривалість *контролерного циклу* (його ще називають *робочим циклом*) залежить від кількості модулів введення-виведення і наявності в них замаскованих (виключених з процедури обміну) входів-виходів, тому розраховується для кожної конфігурації автоматизованої системи окремо. При інтенсивній математичній обробці даних (наприклад, при цифровій фільтрації, інтерполяції або ідентифікації об'єкту керування в режимі нормального функціонування системи) тривалість контролерного циклу істотно залежить від швидкодії процесорного модуля. У контролерний цикл входить також обслуговування апаратних ресурсів ПЛК (забезпечення роботи системних таймерів, оперативне самотестування, індикація стану), контроль часу циклу, мережевий обмін, керування багатозадачністю, відображення процесу виконання програми на дисплеї.

Перед початком роботи ПЛК виконує завантаження операційної системи і програми користувача в ОЗП і ПЗП, потім виконує початкове тестування апаратури. ПЛК зазвичай може працювати в режимі відладки, покрокового виконання програми, перегляду і редагування значень змінних.

В процесі функціонування ПЛК дані, введені з пристроїв введення, розташовуються в ОЗП і протягом робочого циклу контролера не змінюються. Пряме читання входу під час виконання одного циклу не виконується. Це прискорює процес обробки даних і виключає непередбачені ситуації.

У системах з розподіленими по об'єкту модулями введення-виведення тривалість контролерного циклу може визначатися пропускнуою спроможністю промислової мережі, що у ряді випадків є обмеженням на граничну кількість модулів введення-виведення.

Вимоги до тривалості контролерного циклу істотно залежать від області застосування ПЛК. При управлінні тепловими процесами тривалість циклу може складати одиниці і десятки секунд, в завданнях для керування верстатами вона вимірюється мілісекундами, при опиті датчиків температури на елеваторі контролерний цикл вимірюється цілодобово.

Час реакції контролера — це інтервал часу від моменту появи дії на систему (з боку модулів введення або оператора) до моменту вироблення відповід-

ної реакції. Час реакції залежить від тривалості робочого циклу контролера, який визначається швидкодією модулів введення-виведення і продуктивністю процесора.

У контролерах для відповідальних застосувань можуть бути передбачені наступні функції самодіагностики:

- виявлення помилок центрального процесора;
- сигналізація про спрацьовування сторожового таймера;
- виявлення відмови батареї або джерела живлення;
- виявлення збою пам'яті;
- перевірка програми користувача;
- виявлення виходу з ладу запобіжника;
- виявлення обриву або короткого замикання в ланцюзі датчика і навантаження.

У контролерах для систем протиаварійного захисту (ПАЗ) і сигналізації, а також для небезпечних промислових об'єктів може бути передбачена можливість резервування окремих частин системи: промислової мережі, процесорного модуля або контролера, джерела живлення, мережевого сервера, замкнених контурів автоматичного регулювання, модулів введення-виведення. Об'єктом резервування зазвичай є найбільш відповідальна або найбільш ненадійна частина системи.

Можливість гарячої заміни елементів системи (тобто без відключення живлення) досягається одночасно апаратними і програмними засобами. Апаратно передбачається незалежність початкового стану пристрою від чергової подачі сигналів на його клеми в процесі заміни; програмно забезпечується можливість тимчасової відсутності компоненту системи без її зависання або переходу в аварійні режими.

Надійність контролерів характеризується напрацюванням на відмову, яке визначається як відношення сумарного часу працездатного стану контролера до математичного очікування числа його відмов протягом цього часу (ГОСТ 27.002-89) або напрацюванням повністю, — часом від початку експлуатації до першої відмови. Надійність пов'язана з допустимими механічними перевантаженнями — амплітудою вібрації в необхідному діапазоні частот, допустимим прискоренням при ударі.

Для підвищення безпеки систем автоматизації в контролерах використовуються команди для установки початкового стану виходів відразу після подачі живлення або в аварійному режимі. Ці стани вибираються так, щоб

після відновлення напруги живлення при випадковому його перериванні або в аварійному режимі системи виконавчі пристрої знаходилися в безпечному для персоналу або системи стані. Наприклад, в системах з нагрівом безпечним буде стан відключеного нагрівача, в підйомних механізмах — стан гальмування. Наявність команд керування безпечними станами дозволяє реалізувати операцію автоматичного рестарту автоматизованої системи після переривання живлення або після відновлення працездатного стану. Здатність контролера переводити свої виходи в заздалегідь певний стан відразу після виявлення зниження напруги живлення або після внутрішньої відмови називається відмовостійким відключенням.

Якщо повторний запуск ПЛК виконується після того, як всі динамічні дані (змінні входів-виходів, стан внутрішніх реєстрів, таймерів, лічильників, програмні контексти) були повернені в заздалегідь певний стан, то такий запуск називається *холодним рестартом*. Холодний рестарт може бути як ручним, так і автоматичним.

Гарячим рестартом називають повторний запуск ПЛК, який виконується настільки швидко після пропажі живлення, що всі динамічні змінні не встигають змінитися і тому працездатність відновлюється таким чином, ніби живлення не пропадало.

Теплим рестартом називають повторний запуск після виявлення несправності живлення із заздалегідь певною і програмованою користувачем множиною динамічних даних і системним контекстом прикладної програми.

Теплий рестарт характеризується сигналізацією стану або еквівалентними засобами, що дозволяють переконатися в тому, що прикладна програма зареєструвала припинення несправності живлення, виявлене конфігурацією ПЛК в режимі пуску.

Перешкодостійкість контролера зазвичай оцінюється по його відповідності комплексу стандартів по електромагнітній сумісності.

Промислові контролери використовують гальванічну ізоляцію для усунення паразитних зв'язків по загальному дроту, землі і для захисту устаткування від високої напруги.

Ступінь захисту від дії навколишнього середовища, забезпечувана корпусом контролера, класифікується ГОСТ 14254-96. Для позначення ступеня захисту використовуються дві букви «IP», за якими слідують дві цифри. Перша цифра позначає ступінь захисту виробу від попадання всередину твердих сторонніх тіл, друга цифра позначає ступінь захисту виробу від попадання

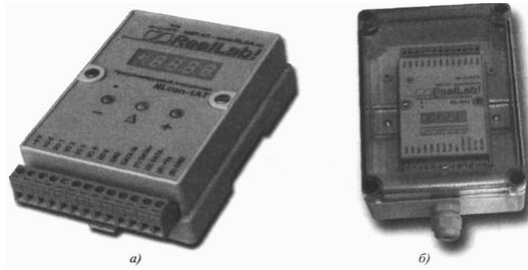


Рисунок 7.2 – Контролери в корпусах із ступенем захисту IP20 (а) і IP66 (б)

води. Приклади корпусів показані на рис. 7.2.

При виборі контролера бажано оцінювати ступінь його відповідності ідеології «відкритих систем», щоб не потрапити в залежність від одного постачальника і мати можливість модифікувати систему в міру необхідності.

Важливим параметром ПЛК є час від замовлення до постачання і наявність декількох незалежних постачальників. Для України цей параметр має особливе значення, оскільки велику частку ринку займають контролери іноземного виробництва, для яких тривалість постачання і гарантійної заміни може бути великою. Великі терміни постачання пояснюються як віддаленістю виробника від споживача, так і прагненням виробників і постачальників мінімізувати внутрішні витрати за рахунок зменшення складських запасів.

Якість призначеної для користувача документації, наявність групи технічної підтримки, швидкість реакції на запити, наявність курсів для навчання споживачів грають також важливу роль при виборі контролера з величезного їх різноманіття. Технічні параметри широкого спектру контролерів різних виробників можна знайти на численних сайтах підтримки в Інтернет.

7.3 Приклад програмованого логічного контролера

Як приклад розглянемо ПЛК NLcon-CE, фірми НІЛ АП під торговою маркою «RealLab!». Контролер побудований на базі потужного (для ПЛК) процесора PXA-255 фірми Intel і працює з віддаленими модулями введення-виведення через інтерфейс RS-485 по протоколу Modbus RTU або DCON.

Основними характеристиками ПЛК є:

- відповідність ідеології відкритих систем;

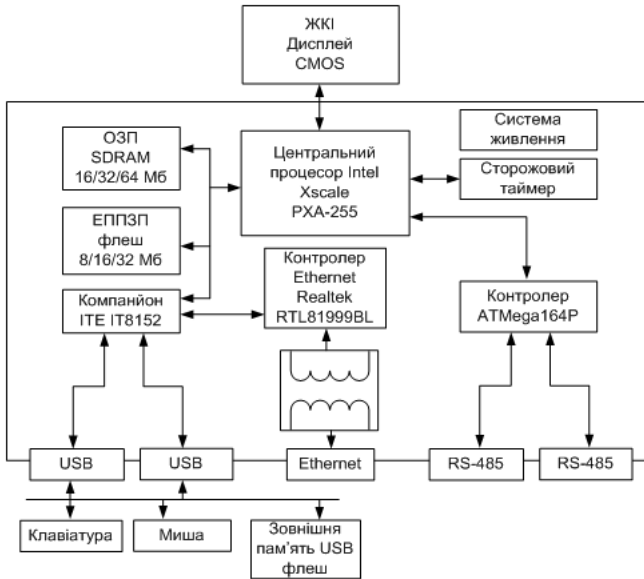


Рисунок 7.3 – Архітектура ПЛК типу NLcon-CE

- малі габаритні розміри;
- потужний процесор та велика ємність пам'яті;
- широкий температурний діапазон (від -25°C або від -40 до +70°C);
- підтримка дисплея, миші, клавіатури.

Центральний процесор Intel Xscale (рис. 7.3) управляє ОЗП, ЕППЗП, ЖКІ-дисплеєм і зовнішніми портами за допомогою допоміжних контролерів введення-виведення, виконуючи ОС Windows CE і програму користувача, написану за допомогою пакету CoDeSys.

Допоміжний контролер («компаньйон») ІТЕ 18152 управляє двома USB портами і контролером Realtek, який реалізує стек протоколів Ethernet. Два порти RS-485 виконано на основі контролера AVR АТМega 164P з використанням двох UART процесора PXA-255.

ЖКІ-дисплей підключається безпосередньо до ЦП за допомогою плоского кабелю через паралельний інтерфейс CMOS. Миша і клавіатура підключаються до ПЛК за допомогою двох USB портів, які можуть бути використані також для підключення знімної пам'яті USB-флеш.

Контролер виконаний повністю по ідеології відкритих систем. Ознаками відкритості є:

- стандартний інтерфейс RS-485;
- протоколи Modbus RTU і DCON;
- підтримка Ethernet;
- робота під ОС PB Windows CE;
- програмування на мовах C++, Visual Basic, C#;
- програмування на п'яти мовах MEK 61131-3 за допомогою CoDeSys;
- OPC-сервер, що функціонує в середовищі Windows CE;
- стандартна миша і клавіатура;
- кріплення на DIN-рейку.

Характеристики процесора:

- 32-розрядний набір команд ARM версії 5;
- суперконвеєрна архітектура процесора;
- тактова частота процесора 400 МГц;
- тактова частота системної шини 100 МГц;
- швидкісний інтерфейс з флеш-пам'яттю;
- режими зниженого споживання електроенергії;
- кеш-пам'ять процесора ємністю 32 Кб для даних і 32 Кб для команд;
- міні-кеш ємністю 2 Кб для обробки потоку даних;
- контролер флеш-пам'яті з тактовою частотою шини 100 МГц;
- співпроцесор для одночасного множення двох 16-бітових чисел з 40-бітовим накопичувачем, сполучений з центральним процесором 32-розрядною шиною;
- підтримка USB 1.1;
- сторожовий таймер.

Характеристики ПЛК:

- два порти RS-485;
- два порти USB;
- Ethernet 10B ASE-T/100BASE-T;
- вбудована флеш-пам'ять ємністю від 128 Мб до 1 Гб;
- SDRAM ємністю 32/64 Мб;
- ЖКІ кольоровий дисплей типу TFT (Thin-Film Transistor) або STN (Super-Twisted Nematic — монохромний з пасивною матрицею на нематичних рідких кристалах) з портом CMOS (довжина кабелю не більше 30 см) з роздільною здатністю до 640×480 та глибиною кольору 64 тис. кольорів для кольорового

режиму або 256 відтінків сірого — для монохромного;

- з'йомна USB флеш-пам'ять;
- споживаний струм 600 мА;
- вологість повітря від 10 до 90% без конденсації вологи.

Завдяки наявності ОС жорсткого реального часу Windows CE 4.2, що підтримує DCOM, ПЛК може виконувати програми, написані на мовах C++, C#, Visual Basic із застосуванням OPC-сервера. Розробка ПО виконується в середовищі Visual Studio Embedded або Visual Studio.NET. П'ять мов технологічного програмування МЕК 61131-3 підтримуються за допомогою безкоштовної системи програмування CoDeSys. ОС Windows CE може бути завантажена з вбудованої флеш-пам'яті, а також з Platform Builder через Ethernet-порт по протоколу FTP.

Автоматизовані системи збору даних в даний час є загальнодоступним засобом отримання експериментальної інформації, і зв'язано це, в першу чергу, з широким розповсюдженням персональних комп'ютерів. Системи збору даних знаходять застосування для наукових досліджень, керування виробничими процесами, моніторингу в промисловості, медицині, метеорології, космонавтиці і інших областях людської діяльності. Автоматизований збір даних дозволяє отримати дані нової якості, які неможливо отримати іншими засобами. Це результати статистичної обробки величезного числа вимірювань, отриманих в цифровій формі, можливість реєстрації подій, що випадково з'являються, з недосяжною раніше роздільною здатністю за часом і амплітуді, реєстрація процесів які швидко змінюються. Завдяки різкому здешевленню систем збору даних в порівнянні з вартістю людської праці з'явилася велика кількість областей застосування, де раніше використовувалася ручна реєстрація даних: у теплицях, елеваторах, на метеостанціях, в процесі приймально-здавальних і сертифікаційних випробувань продукції, на складах, в промислових холодильниках, при автоматизації наукового експерименту.

Основною відмінністю систем збору даних від ПЛК є відсутність в них алгоритму керування, тобто відсутність необхідності в потужному контролері і мові МЕК 61131-3, а також наявність великого об'єму пам'яті для ведення архіву. Хоча системи збору даних можна побудувати на будь-якому ПЛК, але у зв'язку з вказаними вище особливостями вони займають окремий сегмент ринку і їх виділяють в окрему групу засобів автоматизації.

Системи збору даних можуть застосовуватися в реальному часі, напри-

клад для моніторингу (спостереження) різних процесів, ідентифікації аварійних ситуацій в технологічних процесах, а також можуть застосовуватися для архівації даних, коли їх обробка відокремлена від процесу збору невизначеним інтервалом часу. У системах реального часу поточні дані зберігаються протягом деякого заданого часу в кільцевому буфері, звідки застарілі дані витісняються такими, що знов поступили. У архівуючих системах використовуються накопичувачі інформації великої ємності і дані обробляються після завершення збору.

Архівуючі системи збору даних (логери, самописці) можуть бути автономними пристроями, побудованими на основі мікроконтролера (наприклад, бортові самописці літаків, електронні лічильники тепла або електроенергії, портативні електрокардіографи). Дані, зібрані логерами, для обробки переносяться в комп'ютер за допомогою, наприклад, USB-флеш-пам'яті або через послідовний інтерфейс.

Системи збору даних, побудовані на основі комп'ютера, зазвичай є стаціонарними і використовують універсальне програмне забезпечення, таке як MATLAB, LabVIEW, MS Excel, яке дозволяє не тільки зібрати дані, але і обробити їх.

Для реєстрації швидкопротікаючих процесів (з необхідною частотою відліків більше 1 МГц) використовуються системи з паралельною шиною, зокрема плати для шини PCI комп'ютера. Комп'ютерні плати мають обмежену кількість входів, що визначається комп'ютерним конструктивом, і вимагають зовнішніх клемних блоків для під'єднання джерел сигналу, створюючи незручності при монтажі системи.

Для реєстрації повільних процесів зручнішими є зовнішні пристрої, що підключаються до комп'ютера через COM, USB або Ethernet-порт. Зовнішні пристрої відрізняються також меншим рівнем шумів, тоді як плати, що вставляються в комп'ютер, схильні до впливу наведень від цифрових ланцюгів комп'ютера.

Система збору даних може бути розподіленою, коли пристрої введення розподілені територіально по об'єкту збору даних, а отримані дані сходяться до єдиного накопичувача і обробника даних за допомогою мережевих технологій. Мережеві (розподілені) системи збору даних мають властивість практично необмеженою наростання числа каналів, проте мають обмеження на швидкість передачі даних по мережі.

Для типових завдань збору даних промисловістю випускаються пристрої

з невеликим числом входів (від декількох десятків до декількох сотень). Для великих систем (від одиниць до сотень тисяч входів) розробляються спеціалізовані системи. До них можна, наприклад, віднести систему «Грейн» для температурного моніторингу елеваторів, яка збирає дані з декількох тисяч датчиків температури, або систему «COMPASS», що збирає дані з 250 тис. датчиків в ядерному центрі CERN зі швидкістю 160 Мбіт/с.

Входи систем збору даних можуть бути універсальними (потенційними і струмовими), або спеціалізованими (наприклад, для термопар, для термоперетворювачів опору або для тензодатчиків). Системи із спеціалізованими входами економічно ефективніші для споживача. Універсальні входи використовуються спільно з вимірювальними перетворювачами фізичних величин в струм або напругу. Існують також системи з гібридними входами, наприклад, коли декілька входів приймають сигнали термопар, інші входи — сигнали тензодатчиків, треті — сигнали термометрів опору і т. д.

Входи можуть бути диференціальними, одиничними, цифровими або дискретними (двійковими). Диференціальні входи дозволяють ефективніше пригнічувати зовнішні перешкоди, що наводяться на кабель, який передає сигнал від датчика до модуля введення. Для передачі сигналу найчастіше використовується напруга в діапазоні $0 \dots \pm 5$ В, $0 \dots \pm 10$ В або струм $0 \dots 20$ мА, $4 \dots 20$ мА. Сигнали напруги виробляються джерелами напруги і мають високу перешкодостійкість до ємнісних наведень, сигнали струму виробляються джерелами струму і стійкі до індуктивних наведень. Дискретні входи приймають логічні сигнали («0» або «1»), які поступають від кінцевих викиачів, датчиків охоронної або пожежної сигналізації, електромагнітних реле, датчиків наявності напруги і т. п. Цифрові входи приймають сигнали від пристроїв з цифровим виходом, наприклад від цифрових датчиків температури.

Основними параметрами систем збору даних є кількість каналів, похибка, динамічна похибка, час встановлення або смуга пропускання, роздільна здатність, ефективне число розрядів, частота дискретизації, наявність гальванічної ізоляції входів і інтерфейсу, наявність захисту від небалого використання, перевантажень і перегріву.

Системи збору даних зазвичай мають 4, 8, 16, 32 або 64 входи, які опитуються по черзі або одночасно. Системи з одночасним опитом складаються з ідентичних каналів, які виконують аналого-цифрове перетворення вхідної величини паралельно, тобто одночасно для всіх каналів. Такі системи зустрі-

чаються рідко внаслідок високої вартості. Зазвичай опит входів виконується по черзі, за допомогою комутатора. Тому дані різних каналів виявляються зсунутими за часом на деяку затримку, рівну відношенню періоду опиту до кількості каналів.

Прикладом системи збору даних може служити система RealLab!, побудована за модульним принципом, тобто систему з необхідною кількістю входів можна зібрати з модулів — окремих «будівельних» блоків. Модулі з'єднуються між собою за допомогою промислового інтерфейсу RS-485 і розташовуються або у загальній монтажній шафі, або розподілені по об'єкту збору даних так, щоб зменшити довжину кабелю від датчика до модуля. Зібрані дані в цифровій формі передаються по промисловій мережі в центральний комп'ютер або контролер. Модулі RealLab! можуть працювати в стандартних мережах Modbus RTU або в стандартній де-факто мережі DCON, мають відкритий протокол обміну. Кожен модуль в мережі має свою адресу, тому для опиту модулів комп'ютер посилає їм команду, що містить адресу і код операції, яку необхідно виконати.

Наближення модулів введення до датчиків має декілька переваг. По-перше, скорочується кількість проводів, оскільки цифровий інтерфейс RS-485 має тільки два дроти, а передає дані від великої кількості модулів. Це зручно при зборі даних з територіально розподілених об'єктів, наприклад при зборі даних про температуру і вологість в теплиці, яка має площу 10 Га, в багатоповерховій будівлі або на елеваторі. По-друге, знижується потужність наведених перешкод завдяки скороченню довжини проводів з аналоговими сигналами, спрощується технічне обслуговування і діагностика системи.

Завдяки застосуванню стандартного протоколу обміну в систему збору даних на модулях RealLab! можуть бути включені пристрої введення інших виробників, наприклад, вольтметри фірми Hewlett-Packard або лічильники електроенергії.

7.4 Комп'ютер в системах автоматизації

Не дивлячись на існуючі традиції застосування ПЛК для вирішення проблем автоматизації, багато завдань набагато ефективніше вирішуються за допомогою персональних комп'ютерів замість контролера. Комп'ютер може бути використаний також як пульт оператора (диспетчера) або виконувати одночасно функції контролера і пульта оператора. У завданнях автоматизації

широко застосовують як офісні, так і промислові комп'ютери.

Комп'ютер може бути перетворений на повноцінний контролер, якщо на нього встановити:

- систему програмування контролерів (CoDeSys або ISaGRAF);
- електронний диск замість звичайного жорсткого диска;
- плати введення-виведення або зовнішні модулі введення-виведення;
- сторожовий таймер.

Електронним диском є ПЗП, що складається з мікросхем флеш-пам'яті і конструктивно виконаний у вигляді корпусу звичайного жорсткого диска формату 2.5'', 3.5'' або 5.25'' з інтерфейсами IDE і SCSI. Основною перевагою електронного диска є його висока стійкість до вібрацій, відсутність акустичного шуму, висока надійність, низьке енергоспоживання, мала вага.

Плати і зовнішні модулі введення-виведення для комп'ютера випускаються багатьма незалежними виробниками, що стало можливим завдяки наявності стандартів на конструктивного виконання і шини як промислових, так і офісних комп'ютерів.

Сторожовий таймер служить для перезавантаження комп'ютера у разі його зависання. Відмітимо, що комп'ютер має набагато більший, ніж контролер, час перезавантаження при використанні офісної операційної системи Windows.

До переваг персональних комп'ютерів при їх використанні в якості контролерів відносяться:

- на порядок більша ємність оперативної пам'яті;
- наявність жорсткого диска з практично необмеженою ємністю;
- на порядки вища швидкодія;
- швидкий розвиток апаратного забезпечення (модернізація комп'ютерів відбувається кожні 4. . . 6 місяця, контролерів — через 3. . . 5 років);
- у декілька разів нижча ціна;
- наявність великого числа фахівців, що добре володіють ПК;
- підтримка комп'ютером DVD і CD-ROM дисководів, принтера, звукових карт, систем розпізнавання і синтезу мови, систем розпізнавання образів і тексту, а також інших засобів, недоступних для контролера;
- легка заміна комп'ютера на потужніший без зміни ПЗ;
- підтримка клавіатури, миші і монітора;
- можливість комплектації комп'ютера з частин, що виробляються великим числом незалежних виробників;

— можливість створення всієї системи автоматизації за допомогою SCADA-пакетів (див. розділ 10), без залучення систем програмування контролерів і засобів зв'язку контролера з комп'ютером;

— наявність стандартів на шини, що забезпечує велике число незалежних постачальників стандартних комп'ютерних плат.

Хоча промислові комп'ютери, наближаючись за умовами експлуатації до контролерів, втрачають деякі з переваг ПК (такі, як швидкодія, швидкість модернізації, низька ціна), інші переваги ПК роблять їх широко розповсюдженими і затребуваними в промисловості.

З розвитком промислових комп'ютерів і контролерів відбувається стирання відмінностей між ними. Проте залишається ряд відмінностей, які вже не можна назвати істотними, але які зустрічаються найчастіше.

Типовий комп'ютер, на відміну від типового контролера, має:

- мишу, клавіатуру і монітор;
- жорсткий диск;
- вузький температурний діапазон (звичайно від 0 до +50 °С);
- операційну систему Windows (іноді використовують ОС реального часу Windows CE, QNX, RTOS);
- вентилятор для охолодження процесора і блоку живлення.

У промислових комп'ютерах іноді використовують операційну систему реального часу, проте вона не завжди є необхідною навіть в системах автоматичного керування.

Найбільш типовим застосуванням ПК в завданнях автоматизації є організація робочого місця оператора (диспетчера). Комп'ютер тут виконує роль людино-машинного інтерфейсу (ЛМІ). Для поліпшення ергономічності і ефективності роботи оператора використовують SCADA-пакети з використанням звуку, анімації, високоякісної кольорової графіки і безліччю інтелектуальних функцій, що полегшують роботу оператора.

Для створення ЛМІ використовують монітори з сенсорним екраном, плазмові панелі, проектори екрану комп'ютера на стіну, трекбол, звукові колонки, сирени, клавіатури із ступенем захисту від IP20 до IP67.

Трекбол аналогічний комп'ютерній миші, яка перевернута кулькою вгору, і має розмір кульки від 1 до 4. .6 см в діаметрі. Трекбол зручний тим, що при його використанні зап'ястя руки залишається нерухомим, він не вимагає багатого місця і може бути використаний в умовах трясіння і вібрації.

Сенсорний екран є скляною або пластиковою пластиною, прикріпленою

поверх екрану звичайного монітора. Для визначення координат того, що стосується екрану пальцем оператора використовують в основному чотири фізичні принципи: поглинання пальцем енергії поверхневих акустичних хвиль, зміна ємнісного струму при тому, що стосується екрану, зміна опору між двома прозорими провідними поверхнями при натисканні пальцем і принцип затінювання інфрачервоних променів, які витікають з випромінювачів по периметру екрану. Найбільшого поширення набули резистивні і ємнісні сенсорні екрани.

У промисловій автоматизації використовуються також панелі оператора, які замість клавіатури мають декілька спеціалізованих кнопок, а замість монітора — мініатюрний дисплей, на якому уміщається всього декілька рядків тексту або графіки. Такі пристрої підключаються до СОМ-порту комп'ютера.

Для монтажу на панель (на дверці шафи, на стіну) використовують панельні комп'ютери, які об'єднують в одному конструктиві процесорний блок, дисплей з сенсорним екраном і клавіатуру.

Промислові комп'ютери істотно відрізняються від офісних по конструктивних ознаках, проте використовують ті ж мікропроцесори і архітектуру. Основними відмінностями є наступні:

- роз'єми для змінних плат встановлюються на пасивній об'єднувальній панелі, а не на материнській платі;
- для змінних плат використовуються надійні штирькові роз'єми;
- для зміни плат не потрібно розкривати корпус;
- використовуються спеціалізовані промислові комп'ютерні шини Compact PCI, Advanced TCA, COMExpress, VME, VXI і др.;
- замість жорсткого диска може бути використана флеш-пам'ять;
- наявність сторожового таймера;
- застосування вентиляторів із змінним пиловловлюючим фільтром або відсутність вентиляторів;
- міцна опорна конструкція з надійним кріпленням плат пружинячими планками з гвинтовими затисками;
- застосування блоків живлення підвищеної надійності, із захистом від КЗ по виходу і з розширеним діапазоном мережевої напруги (від 100 до 250 В);
- резервування блоків живлення;
- наявність незалежної оперативної пам'яті (з акумуляторним живленням), яка зберігає дані при збоях або зникненні живлення;

- у одному конструктиві і на одній об'єднувальній шині може розташовуватися декілька комп'ютерних систем;
- наявність знімної флеш-пам'яті;
- застосування, окрім Windows, операційних систем DOS, Linux і операційних систем реального часу.

Конструктивне виконання промислового комп'ютера забезпечує захист від пилу, вологи, вібрації, електромагнітних наведень і полегшує технічне обслуговування. Для роботи в діапазоні температур від -40 до +70°C використовується індустриальна елементна база з розширеним температурним діапазоном або, якщо це можливо, штучний підігрів і примусове охолодження.

Монтаж промислового комп'ютера може бути виконаний в стандартній 19-дюймовій стійці, на панелі, на столі, на стіні, на DIN-рейці і в спеціалізованому конструктиві. Органи керування промисловим комп'ютером (кнопка скидання, живлення і клавіатура) можуть закриватися дверцями з ключем.

По швидкодії і ємності пам'яті промислові комп'ютери завжди поступаються офісним, що пов'язано з великою тривалістю розробки нових модифікацій: за час розробки промислового комп'ютера встигає змінитися декілька поколінь офісних ПК. Це пояснюється незрівнянно меншою ємністю ринку промислових комп'ютерів в порівнянні з офісними, яка визначає розмір інвестицій в нові проекти.

Переважає більшість промислових комп'ютерів відносяться до магістрально-модульних систем. Вони не мають об'єднувальної материнської плати, замість неї використовується пасивна крос-плата (сполучна плата), що містить тільки роз'єми, сполучені загальною магістраллю. Всі плати комп'ютера вставляються в корпус спереду і закріплюються планками з амортизаторами для підвищення вібростійкості. Це зроблено для зручності заміни плат при обслуговуванні. Плати з'єднуються з крос-платою за допомогою штирькових роз'ємів, які набагато надійніші за друкавані роз'єми в офісних ПК. Число слотів для змінних плат перевищує 10.

Для промислових комп'ютерів існує декілька стандартів, направлених на забезпечення відкритості таких систем. Відкриті стандарти для шин промислових комп'ютерів розробляє консорціум PICMG (PCI Industrial Computer Manufacturers Group), до складу якого входять більше 450 компаній комп'ютерної індустрії і телекомунікації. Консорціум був організований в 1994 р., результатами його роботи є стандарти PCI, Compact PCI, Advanced TCA,

COMExpress і ін.

Стандарт PICMG 1.0 дозволяє розмістити до 20 плат розширення в одному корпусі і передбачає застосування шин PCI і ISA, які мають загальну пропускну спроможність 538 Мбайт/с.

Стандарт PICMG 1.3 базується на послідовній шині PCI Express. У основі PCI Express лежить послідовна передача даних по декількох незалежних послідовних каналах передачі (від 1 до 32), що виключає необхідність синхронізації бітів в передаваному слові, як в паралельних шинах. Кожен канал PCI Express складається з двох однонаправлених ліній передачі (по одній в кожному напрямі) і використовує фізичний рівень стандарту LVDS (Low Voltage Differential Signaling — низьковольтна диференціальна передача сигналу), який заснований на балансовому способі передачі сигналу по витій парі проводів. Тактова частота каналу складає 2,5 ГГц, що забезпечує пропускну спроможність однієї лінії передачі 250 Мбайт/с і всієї шини до 8 Гбайт/с в кожному напрямі при кількості ліній 32. Застосування шини PCI Express дозволяє встановити відразу декілька портів Ethernet 1000BASE-T на одній процесорній платі і збільшити число USB портів до 10.

Шина VMEbus була розроблена на початку 80-х років, але до цих пір використовується достатньо широко завдяки існуванню великого числа виробників і вибору плат. VMEbus плати мають розмір для конструктиву «Євромеханіка». Пропускна здатність 16- або 32-розрядної шини VMEbus складає 40 Мбіт/с. Існує також 64-розрядна версія шини з пропускнуною спроможністю 80 Мбіт/с. Для автоматизованих вимірювальних систем використовується шина VXI (VME eXtension for Instrumentation), яка є модифікацією шини VMEbus.

Стандарт «Євромеханіка» встановлює розміри і типи друкованих плат, модулів, блоків, субблоків, 19-дюймових шаф і стійок. У конструктиві «Євромеханіка» для передачі інформації між окремими платами найчастіше використовують шину Compact PCI (cPCI), яка розроблена на основі звичайної PCI (Peripheral Component Interconnect) шини версії 2.1. Від звичайної шини PCI вона відрізняється в два рази більшим числом підтримуваних слотів (до 8-ми). Тактова частота шини складає 33 або 66 МГц, ширина — 32 або 64 біта, пропускна здатність — 133 або 266 Мбайт/с. Конструктивно плати з шиною Compact PCI є єврокартами заввишки 3U (100×160 мм) з одним роз'ємом або 6U (233×160 мм) з двома роз'ємами. Контакти живлення в роз'ємах зроблені довшими, ніж сигнальні, тому при заміні плати живлення подається раніше, ніж сигнали. Це робить можливою «гарячу заміну» плат при

відповідному доопрацюванні програмного забезпечення. У системах автоматизації вимірювань широко використовується шина PXI (PCI eXtensions for Instrumentation), розроблена фірмою National Instruments і використовувана з тими ж конструктивами, що і Compact PCI.

Комп'ютери стандарту PC/104 є найменшими в класі магістрально-модульних систем, розмір плати складає 90×96 мм. Перші вироби на основі цього стандарту з'явилися в 1992 р. на транспорті і в системах оборони для керування безпілотними літальними апаратами, в ракетних комплексах, бортових системах контролю і навігації. Стандарт PC/104 використовує шину ISA, але із зміненими типами роз'ємів (використовується 104 контакти) і характеристиками навантажень ліній шини. У 1997 р. консорціум PC/104 ввів специфікацію PC/104-Plus, в яку був доданий інтерфейс PCI з 120 контактами. Пізніше були введені стандарти PC/104+, PCI-104 і PCI/104express з шиною PCI-Express. Плати стандартів PC/104 збираються «бутербродом» і скріпляються втулками і гвинтами. Такий конструктив використовується для невеликих систем, звичайне число плат не перевищує 4-х.

Широкого поширення в промисловій автоматизації набули також одноплатні комп'ютери. Основною їх перевагою є відсутність роз'ємів, малі габарити, наприклад 90×96 мм для стандарту PC/104 або з форм-фактором 2,5'' (100×66 мм), 3,5'' (102×144 мм) або 5,25'' (260×180 мм), мале енергоспоживання.

Одним з варіантів розширення функціональних можливостей промислових комп'ютерів є застосування мезонінних плат. Мезонінною називається плата, яка розташована паралельно з основною і з'єднується з нею роз'ємами. Стандарти на мезонінну технологію підтримуються консорціумом Group IPC.

Контрольні питання

1. Що таке ПЛК?
2. У чому відмінність ПЛК від мікроконтролера?
3. Назвіть стандартні мови програмування ПЛК.
4. Проведіть класифікацію ПЛК за найважливішими критеріями.
5. Які мови програмування є графічними, а які — текстовими?
6. Порівняйте ПЛК з релейно-контактними схемами автоматизації.
7. Що таке цикл роботи ПЛК та з яких етапів він складається?

8. Як можна використати ПК з метою керування?
9. З чого складається ПЛК?
10. Які недоліки мають ПЛК?

8 ПРОМИСЛОВІ ІНФОРМАЦІЙНІ МЕРЕЖІ

Обмін інформацією між пристроями, що входять до складу автоматизованої системи (комп'ютерами, контролерами, датчиками, виконавчими пристроями), відбувається в загальному випадку через промислову інформаційну мережу (Fieldbus – «польову шину»).

Промислові мережі відрізняються від офісних наступними властивостями:

- спеціальним конструктивним виконанням, що забезпечує захист від пилу, вологи, вібрації, ударів;
- широким температурним діапазоном (зазвичай від -40 до $+70^{\circ}\text{C}$);
- підвищеною міцністю кабелю, ізоляції, роз'ємів, елементів кріплення;
- підвищеною стійкістю до дії електромагнітних перешкод;
- можливістю резервування для підвищення надійності;
- підвищеною надійністю передачі даних;
- можливістю самовідновлення після збою;
- детермінованим (визначеним) часом доставки повідомлень;
- можливістю роботи в реальному часі (з малою, постійною і відомою величиною затримки);
- роботою з довгими лініями зв'язку (від сотень метрів до декількох кілометрів).

Промислові мережі зазвичай не виходять за межі одного підприємства. Проте з появою Ethernet і Internet для промислових мереж стали застосовувати ту ж класифікацію, що і для офісних:

- LAN (Local Area Network) – мережі, розташовані на обмеженій території (у цеху, офісі, в межах заводу);
- MAN (Metropolitan Area Networks) – мережі міст;
- WAN (Wide Area Network) – глобальна мережа, що охоплює декілька міст або континентів. Зазвичай для цього використовують Internet-технологію.

В даний час налічується більше 50 типів промислових мереж (Modbus, Profibus, DeviceNet, CANopen, LonWorks, ControlNet, SDS Seriplex, ArcNet, VACnet, FDDI, FIP, FF, ASI, Ethernet, WORLDFIP Foundation Fieldbus, Interbus, BitBus і ін.).

Проте широко поширеними є лише частина з них. У нашій країні переважна більшість АСК ТП використовують мережі Modbus і Profibus. Останніми

роками зріс інтерес до мереж на основі CANopen і DeviceNet.

Промисловою мережею називають комплекс устаткування і програмного забезпечення, які забезпечують обмін інформацією (комунікацію) між декількома пристроями. Промислова мережа є основою для побудови розподілених систем збору даних і керування.

З'єднання промислової мережі з її компонентами (пристроями, вузлами мережі) виконується за допомогою інтерфейсів. *Мережевим інтерфейсом* називають логічний і (або) фізичний кордон між пристроєм і середовищем передачі інформації. Зазвичай цим кордоном є набір електронних компонентів і пов'язане з ними програмне забезпечення. При істотних модифікаціях внутрішньої структури пристрою або програмного забезпечення інтерфейс залишається без змін, що є однією з ознак, що дозволяють виділити інтерфейс в складі устаткування.

Найбільш важливими параметрами інтерфейсу є пропускна здатність і максимальна довжина кабелю, що може бути підключений до нього. Промислові інтерфейси зазвичай забезпечують гальванічну розв'язку між пристроями, що сполучаються. Найбільш поширені в промисловій автоматизації послідовні інтерфейси RS-485, RS-232, RS-422 Ethernet, CAN, HART, AS-інтерфейс.

Для обміну інформацією взаємодіючі пристрої повинні мати однаковий протокол обміну. У простій формі протокол — це набір правил, які керують обміном інформацією. Він визначає синтаксис і семантику повідомлень, операції керування, синхронізацію і стани при комунікації. Протокол може бути реалізований апаратно, програмно або програмно-апаратно. Назва мережі зазвичай збігається з назвою протоколу, що пояснюється його визначальною роллю при створенні мережі.

Зазвичай мережа використовує декілька протоколів, створюючих стек протоколів — набір зв'язаних комунікаційних протоколів, які функціонують спільно і використовують деякі або всі сім рівнів моделі OSI. Для більшості мереж стек протоколів реалізується за допомогою спеціалізованих мережевих мікросхем або вбудовується в універсальний мікропроцесор.

Взаємодія пристроїв в промислових мережах виконується у відповідності з моделями клієнт–сервер або видавець–підписчик (виробник–споживач). У моделі клієнт–сервер взаємодіють два об'єкти. Сервером є об'єкт, який надає сервіс, тобто який виконує деякі дії за запитом клієнта. Мережа може містити декілька серверів і декілька клієнтів. Кожен клієнт може посилати запити декільком серверам, а кожен сервер може відповідати на запити декількох

клієнтів. Ця модель зручна для передачі даних, які з'являються періодично або в заздалегідь відомий час, як, наприклад, значення напруги або температури в періодичному технологічному процесі. Проте ця модель незручна для передачі випадково виникаючих подій, наприклад, події, що полягає в випадковому спрацьовуванні датчика рівня, оскільки для отримання цієї події клієнт повинен періодично, з високою частотою, запрошувати стан датчика і аналізувати його, перенавантажуючи мережу непотрібним трафіком.

У моделі взаємодії видавець–підписчик є один видавець і багато підписчиків. Підписчики повідомляють видавцеві список тегів, значення яких вони хочуть отримувати за певним розкладом або по мірі появи нових даних. Кожен клієнт може підписатися на свій набір тегів. Відповідно до встановленого розкладу, видавець розсилає підписчикам запитану інформацію.

У будь-якій моделі взаємодії можна виділити пристрій, який управляє іншим (підлеглим) пристроєм. Пристрій, що проявив ініціативу в обміні, називають ведучим, головним або майстром (Master). Пристрій, який відповідає на запити майстра, називають веденим, підлеглим або слейвом (Slave). Ведений пристрій ніколи не починає комунікацію першим. Він чекає запиту від ведучого і лише відповідає на запити. Наприклад, в моделі клієнт–сервер клієнт є майстром, сервер — підлеглим. У моделі видавець–підписчик на етапі підписки майстром є клієнт, а на етапі розсилки публікацій — сервер.

У мережі може бути один або декілька ведучих пристроїв. Такі мережі називаються, відповідно, одномастерними або багатомастерними. У багатомастерній мережі виникає проблема вирішення конфліктів між пристроями, що намагаються одночасно дістати доступ до середовища передачі інформації. Конфлікти можуть бути дозволені методом передачі маркера, як, наприклад, в мережі Profibus, методом побітного порівняння ідентифікатора (використовується в CAN), методом прослуховування мережі (використовується в Ethernet) і методом запобігання колізіям (використовується в безпроводних мережах).

Також у всіх мережах застосовується *широкомовна розсилка* без певної адреси, тобто всім учасникам мережі. Такий режим використовується зазвичай для синхронізації процесів в мережі, наприклад, для одночасного запуску процесу введення даних всіма пристроями введення або для синхронізації годинника.

Деякі мережі використовують багатоабонентський режим, коли одне і те ж повідомлення посилається декільком пристроям одночасно.

Передача інформації в мережі виконується через канал між передаваль-

ним і приймальним пристроєм. Канал є поняттям теорії інформації і включає в себе лінію зв'язку та прийомопередавальні пристрої. У загальному випадку замість терміну «лінія зв'язку» використовують термін «середа передачі», у якості якої може виступати, наприклад, оптоволокно, ефір або вита пара дротів.

У розподілених системах на основі промислових мереж може бути п'ять типів даних: сигнали, команди, стани, події, запити.

Сигнали — це результати вимірів, що отримуються від датчиків і вимірювальних перетворювачів. Їх «час життя» дуже короткий тому часто потрібно отримати лише останні дані у максимально короткий термін.

Команди — це повідомлення, які викликають деякі дії наприклад, закриття клапана або включення ПД-регулятора. Більшість систем повинні обробляти потоки команд, які передаються адресатові з високою надійністю і їх не можна передати повторно.

Стан показує поточний або майбутній стан системи, в який вона повинна перейти. Вимога до часу його доставки може бути не такі жорстким, як для команд; неприйнятий стан може бути посланий повторно.

Подія настає зазвичай при досягненні поточним параметром граничного значення. Наприклад, подією може бути вихід температури за технологічно допустимий кордон. За появою події повинні слідувати у відповідь дії, тому дія подій особливо важлива вимога гарантованого часу доставки.

Запит — це команда, що посилається для того, щоб отримати відповідь. Прикладом може бути запит серверу, який видає на нього відповідь.

8.1 Топологія мереж

Мережева топологія описує спосіб мережевого об'єднання різних пристроїв. Існує декілька видів топологій.

8.1.1 Структура «зірка»

У даній топології вся інформація передається через деякий центральний вузол, так званий оброблювальний комп'ютер. Кожен пристрій має своє власне середовище з'єднання. Всі периферійні станції можуть обмінюватися один з одним лише через центральний вузол. Перевага цієї структури в тому, що ніхто інший не може впливати на середовище передачі. Один власник

управляє і володіє нею.

З іншого боку, центральний вузол має бути виключно надійним пристроєм як в сенсі логічної побудови мережі (відстежування конфліктних ситуацій і збоїв), так і фізичної, оскільки кожен периферійний пристрій має свій фізичний канал зв'язку і отже, всі вони повинні забезпечувати однакові можливості доступу. Додатковий пристрій може бути включений в мережу лише в тому випадку, якщо організований порт для його під'єднання до центрального вузлу.

8.1.2 Структура «кільце»

У кільцевій структурі інформація передається від вузла до вузла по фізичному кільцю. Приймач копіює дані, регенерує їх разом зі своєю квитанцією підтвердження наступному пристрою в мережі. Коли початковий передавач отримує свою власну квитанцію, це означає, що його інформація була коректно отримана адресатом. У кільці не існує певного централізованого контролю. Кожен пристрій отримує функції керуючого контролера на строго певний проміжок часу. Відмова в роботі хоч би одного вузла призводить до порушення роботи кільця, а, отже, і до зупинки всіх передач. Аби цього уникнути, необхідно включати в мережу автоматичні перемикачі, які беруть на себе ініціативу, якщо даний пристрій вийшов з режиму нормальної роботи. Тобто, вони дозволяють вмикати/вимикати окремі вузли без переривання нормальної роботи.

8.1.3 Структура «шина»

У будь-якій шинній структурі всі пристрої приєднані до загального середовища передачі даних — шини. На відміну від «кільця» адресат отримує свій інформаційний пакет без посередників.

Процес підключення додаткових вузлів до шини не вимагає апаратних доопрацювань з боку вже працюючих вузлів мережі, як це має місце в випадку топології «зірка».

Проте шинна топологія вимагає жорсткої регламентації доступу до середовища передачі. Існує два методи регулювання такого доступу відомого ще під терміном «шинний арбітраж»:

- «фіксований майстер» (централізований контроль шини):

- доступ до шини контролюється центральним майстер-вузлом;
- «плаваючий майстер» (децентралізований контроль шини):
- завдяки власному інтелекту кожен пристрій само визначає регламент доступу до шини.

Мережі можуть мати топологію зірки, кільця, шини або змішану. Зірка в промисловій автоматизації використовується рідко. Кільце використовується в основному для передачі маркера в багатомасерних мережах. Шинна топологія є загальноприйнятою, що є однієї з причин застосування терміну «промислова шина» замість «промислова мережа». До загальної шини в різних місцях може бути підключена довільна кількість пристроїв.

8.2 Типові протоколи

8.2.1 Протокол ASI

Основне завдання цієї мережі — зв'язати в єдину інформаційну структуру пристрої самого нижнього рівня розподіленої системи автоматизації, а саме: датчики і різноманітні виконавчі механізми, що мають відповідний мережевий інтерфейс. Назва описуваної мережі розкриває її призначення: Actuator Sensor Interface (ASI) — інтерфейс з датчиками і виконавчими механізмами.

Перші продукти, що працюють за технологією ASI, вийшли на ринок в 1993 року. Сьогодні ця технологія підтримується рядом відомих фірм: IFM Limberg, Siemens, Pepperl+Fuchs, Allen-Bradley та ін.

Топологією ASI-мережі може бути лінія, кільце або дерево. Довжина сегменту — до 100 м. За рахунок репітерів довжину мережі і число вузлів можна збільшувати. Цикл опиту для 31 вузла укладається в 5 мс.

Для кодування даних використовується відомий Манчестерський код, в яких «0» і «1» кодується по висхідному і низхідному фронту сигналу. Такий тип кодування знижує вплив на ASI-кабель зовнішніх обурень.

Як фізичне середовище використовується спеціальний неекранований двопровідний кабель з трапецієвидним профілем. Цей кабель дозволяє підключати датчики, що встановлюються на рухливих частинах механізмів. Топологією ASI-мережі може бути шина, зірка, кільце або дерево з циклом опиту 31 вузла за 5 мс. Максимальний об'єм даних з одного ASI-вузла — 4 біт.

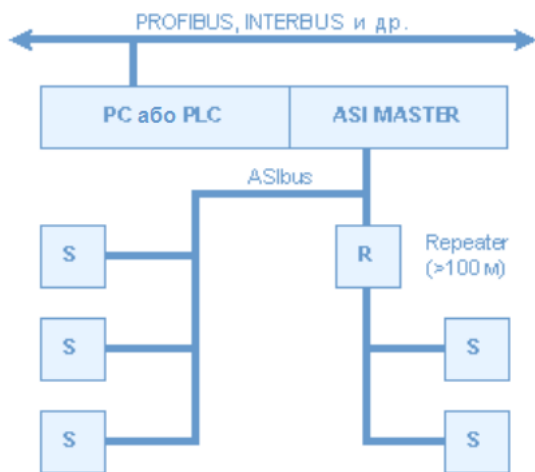


Рисунок 8.1 – Приклад комбінованої мережі

8.2.2 Протокол CAN

Історія цього протоколу почалася на початку 80-х років, коли технологія створення і експлуатації сучасних транспортних засобів затребувала установки на них великого числа датчиків, зв'язаних в єдину інформаційну мережу із замиканням на бортовому комп'ютері автомобіля. Компанія Bosch (Німеччина) розробила для цієї мети протокол CAN (Control Area Network), статус міжнародного стандарту, що отримав ISO11898. За своїми характеристиками він задовольняє не лише вимогам завдань реального часу, але і реалізує високу міру виявлення і виправлення помилкових телеграм.

CANbus — це послідовна шина з децентралізованим доступом на основі моделі CSMA/CM. Можливі колізії, пов'язані з одночасним запитом шини, вирішуються на основі пріоритетності передаваних повідомлень.

Історія розвитку цього протоколу — яскравий приклад того, як не доведена до кінця робота по стандартизації наводить до появи цілого сімейства несумісних один з одним протоколів. Річ в тім, що розвиток CAN зупинився на визначенні лише перших двох рівнів OSI-моделі. З'явилося велике число розробок 7-го рівня для CAN, оформлених як самостійні протокольні рішення: SDS (Honeywell), DEVICENET (Allen Bradley), CAL (CiA-асоціація), CAN11

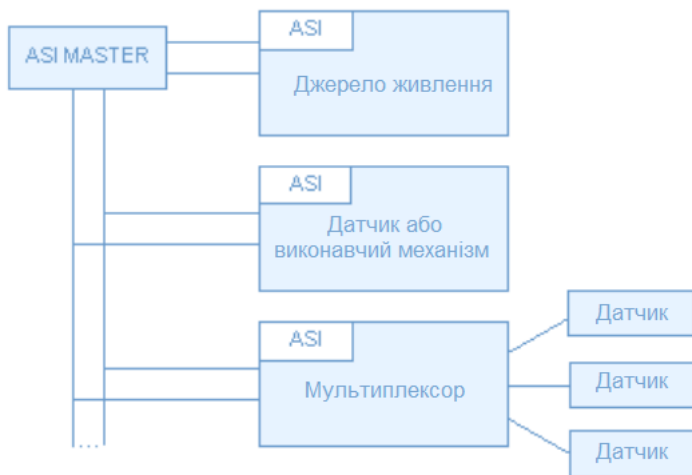


Рисунок 8.2 – Приклад ASI-структури

(BMW), SELECAN (Selectron), Kingdom (Kvaser), MICAN (RMI) і декілька інших.

Ясно, що така ситуація мало владнує користувачів — ним самим пропонується зробити вибір на користь тієї або іншої варіації на тему CAN. При цьому лідерами в цьому сімействі, безумовно, є SDS і DEVICENET (американський ринок) і CAL (Європа).

8.2.3 Протокол PROFIBUS

Сьогодні, кажучи про PROFIBUS, необхідно зважати на те, що під цією загальною назвою розуміється сукупність трьох окремих протоколів: PROFIBUS-FMS, PROFIBUS-DP і PROFIBUS-PA.

Протокол PROFIBUS-DP був спроектований для організації швидкого каналу зв'язки з датчиковим рівнем. У основі алгоритму роботи лежить модель циклічного опиту каналів.

Протокол PROFIBUS-FMS з'явився першим і був призначений для роботи на так званому цеховому рівні. Тут потрібна висока міра функціональності, і цей критерій важливіший за критерій швидкості. FMS-протокол допускає гібридну архітектуру взаємодії вузлів, засновану на таких поняттях, як віртуальний пристрій мережі об'єктний словник пристрою (змінна, масив, запис,

область пам'яті, подія і ін.), логічна адресація і т. д.

Протокол PROFIBUS-PA — це розширення DP-протокола в частині технології передачі, заснованої не на RS485, а на реалізації стандарту IEC1158-2 для організації технології передачі у вибухонебезпечних середовищах. Він може використовуватися як заміна старої 4-20 мА-технології зв'язку. Для комутації пристроїв потрібна всього одна вита пара, яка може одночасно використовуватися і для інформаційного обміну, і для живлення пристроїв.

8.3 Взаємодія вузлів мережі

У 1978 році Міжнародною організацією зі стандартизації (ISO) в проти-вагу закритим мережевим системам і з метою дозволу проблеми взаємодії відкритих систем з різними видами обчислювального устаткування і стандар-тами протоколів, що розрізняються, була запропонована «Описова модель взаємозв'язку відкритих систем» (OSI-модель, ISO/OSI Model або семирівнева модель).

Більшість промислових мереж підтримують 1, 2 і 7-ий рівні OSI-моделі: фізичний рівень, рівень передачі даних і прикладний рівень. Всі інші рівні, як правило, надлишкові:

- Фізичний рівень (Physical Layer) забезпечує необхідні механічні, фун-кціональні і електричні характеристики для встановлення, підтримка і розмикання фізичного з'єднання.
- Рівень передачі даних (Data Link Layer) гарантує передачу даних між пристроями. Цей рівень управляє не лише мережевим доступом, але також механізмами захисту і відновлення даних в випадку помилок при передачі.
- Прикладний рівень (Application Layer Interface) забезпечує безпосере-дню підтримку прикладних процесів і програм кінцевого користувача і керування взаємодією цих програм з різними об'єктами мережі пе-редачі даних. Як виняток існують протоколи промислових мереж, що реалізують всі сім рівнів OSI-моделі наприклад LonWorks.

Контрольні питання

1. Чим відрізняються промислові мережі від звичайних офісних?
2. Як пристрої взаємодіють через мережу?

3. Порівняйте основні топології мереж.
4. Які основні типи мереж використовуються на енергетичних підприємствах?
5. Назвіть розповсюджені типи мереж.
6. У чому відмінність ведучого від веденого пристрою?
7. Яка топологія найбільш досконала і чому?
8. Що таке мережевий інтерфейс?
9. Що таке протокол?
10. Для чого мережі необхідні у складі АСК ТП?

9 СИСТЕМИ ЛЮДИНО-МАШИННОГО ІНТЕРФЕЙСУ

Одна з важливих вимог до систем автоматизованого керування — це організація взаємодії між людиною і програмно-апаратним комплексом. Забезпечення такої взаємодії і є завданням *людино-машинного інтерфейсу* (ЛМІ або НМІ, від Human Machine Interface). У сучасних автоматизованих системах керування технологічними процесами існує, як мінімум, 2 підходи з реалізації людино-машинного інтерфейсу:

- на базі спеціалізованих робочих станцій оператора, встановлюваних в центральній диспетчерській;
- на базі панелей локального керування, що встановлюються безпосередньо у цеху поблизу до контрольованих технологічних об'єктів.

Інколи ці два варіанти комбінуються аби досягти найбільшої гнучкості керування. Але далі мова піде про перший варіант організації операторського рівня.

Апаратно робоча станція оператора (OS, operator station) є ні що інше як персональний комп'ютер. Як правило, станція забезпечується декількома широкоекранними моніторами, функціональною клавіатурою і необхідними мережевими адаптерами для підключення до мереж верхнього рівня (наприклад, на базі Industrial Ethernet). Станція оператора дещо відрізняється від звичних для нас офісних комп'ютерів, перш за все, своїм виконанням і експлуатаційними характеристиками (а також ціною 4000...10000 доларів).

На станції оператора встановлюється програмний пакет візуалізації технологічного процесу. Більшість пакетів візуалізації працюють під керуванням операційних систем сімейства Windows (Windows NT 4.0, Windows 2000/XP, Windows 2003 Server). Програмне забезпечення візуалізації повинне виконувати наступні завдання:

- відображення технологічної інформації в зручній для людини графічній формі (як правило, у вигляді інтерактивних мнемосхем) — Process Visualization;
- відображення аварійних сигналізацій технологічного процесу — Alarm Visualization;
- архівація технологічних даних (збір історії процесу) — Historical Archiving;
- надання операторові можливості маніпулювати (управляти) об'єктами керування — Operator Control;

- контроль доступу і протоколювання дій оператора — Access Control and Operator's Actions Archiving;
- автоматизоване складання звітів за довільний інтервал часу (позмінні звіти, щотижневі, щомісячні і так далі) — Automated Reporting.

Людино-машинний інтерфейс в промисловості реалізується з допомогою мнемосхем. *Мнемосхема* — сукупність сигнальних пристроїв і сигнальних зображень устаткування і внутрішніх зв'язків контрольованого об'єкту, розмішуваних на диспетчерських пультах, операторських панелях або виконаних на персональному комп'ютері. Інформація, яка виводиться на мнемосхему, може бути представлена у вигляді аналогового, дискретного і релейного сигналу, а також графічно. На мнемосхемах відображається основне устаткування сигнали, стан регулюючих органів. Допоміжний і довідковий матеріал має бути розташований в додаткових формах відображення з можливостями максимального швидкого витягання цих допоміжних форм на екран.

Вище описаний програмний пакет візуалізації технологічного процесу називається *SCADA-системою*. SCADA (скор. від англ. Supervisory Control And Data Acquisition) — диспетчерське керування і збір даних. Термін «SCADA-система» використовують для позначення програмно-апаратного комплексу збору даних. SCADA-системи є основними і в даний час залишаються найбільш перспективним методом автоматизованого керування складними динамічними системами (процесами) в життєво важливих і критичних з точки зору безпеки і надійності областях. Саме на принципах диспетчерського керування будуються крупні автоматизовані системи у промисловості і енергетиці, на транспорті, в космічній і військовій областях, в різних державних структурах.

9.1 Вимоги до інтерфейсу

У сучасному устаткуванні застосовуються різні види органів керування для приведення в дію устаткування і процесів. У комп'ютерному устаткуванні широко використовуються органи керування (пристрої введення даних), представлені у вигляді функціональних або алфавітно-цифрових клавіатур, різних видів маніпуляторів (наприклад «миша», світлове перо, сенсорний пристрій вказівки). Органи керування як частина людино-машинного інтерфейсу можуть мати різну міру важливості в діалозі між оператором і устаткуванням або машиною.

Стандартизація вимог (у тому числі ергономічних) до органів керування особливо важлива в областях, де вживання заходів по забезпеченню безпеці украй необхідно (наприклад, коли в результаті неправильної роботи системи приведення в дію може статися аварія або коли необхідні часті або оперативні дії: при роботі підймальних кранів, експлуатації транспортних засобів і ін.), особливо у випадках, коли потенційне небезпечне устаткування використовується людьми з низькою кваліфікацією.

Вимоги до органів керування і принципи приведення в дію людино-машинного інтерфейсу встановлені в міжнародному стандарті МЕК 60447:2004 «Інтерфейс людино-машинний. Принципи приведення у дію», який входить до числа основних публікацій по безпеці, прийнятих Міжнародною електро-технічною комісією.

Згідно вищезгаданим стандартам внесемо такі основні визначення і терміни:

Орган керування це частина системи приведення в дію, яка приймає дію людини.

Під *системою приведення в дію* слід розуміти сукупність взаємозв'язаних пристроїв, вживаних для досягнення конкретної мети шляхом виконання певних функцій.

Класифікація органів керування:

- *однофункціональний* орган керування: один або декілька органів керування, результат дії якого призводить до одного кінцевого результату (наприклад, переміщення в певному напрямі або розташування);
- *багатофункціональний* орган керування: один або декілька органів керування, результат дії якого призводить до різних кінцевим результатам (наприклад, переміщення у визначеному напрямі і розташування).

Орган керування може бути у вигляді ручки, кнопки, кнопкового перемикача, кнопки «натиснути–натиснути», кнопки «натиснути–відпустити», ролика, поршня, «миші», світлового пера, клавіатури, чутливої області екрану монітора.

Сигнал — візуальне, звукове або дотикове позначення передаваної інформації.

Види сигналів:

1. Візуальний сигнал — візуальне позначення передаваної інформації за допомогою знаків, фігур, кольорів і інших засобів відображення інформації.

2. Звуковий сигнал — звукове позначення передаваної інформації за допомогою тону, частоти або періодичності.
3. Дотиковий сигнал — позначення, що відчувається (через дотиковий орган чуття людини) передаваної інформації за допомогою шорсткості поверхні, контура або спеціального розміщення органу керування.

Принципи побудови ЛМІ:

1. Органи керування мають бути однозначно ідентифіковані при всіх вказаних станах і розміщені так, щоб допускати безпечно і своєчасне виконання операцій.
2. Орган керування повинен виконувати лише команди, відповідні заданим цілям його вживання.
3. Дії користувачів не повинні наводити до невизначеного або небезпечного стану устаткування або процесу.
4. Органи керування і пов'язані з ними контрольні пристрої повинні розміщуватися згідно вимогам галузевих нормативних документів, ДСТУ, ГОСТ і міжнародних стандартів і бути функціонально взаємозв'язані.
5. Метод діалогу, використовуваний в ЛМІ, повинен брати до уваги аспекти ергономіки, відповідні конкретному завданню.
6. Для виключення небезпечних наслідків, пов'язаних з помилками оператора, рекомендується забезпечити: певний пріоритет команд (наприклад, команда «СТОП» має вищий пріоритет, ніж команда «ПУСК»); спрощення послідовності функціонування органу керування (наприклад, за допомогою автоматизації); блокування керування (наприклад, керування двома руками); функціонування в поштовховому режимі.
7. Органи керування мають бути логічно згруповані згідно їх експлуатаційному або функціональному взаємозв'язку необхідним для забезпечення керування устаткуванням. Вказаний принцип повинен дотримуватися у всіх сферах застосування устаткування.

Розташування органів керування має бути виконане таким чином аби спростити його ідентифікацію і мінімізувати вірогідність неправильного приведення в дію, що є результатом помилки оператора.

Мають бути використані один або декілька з наступних принципів групування органів керування:

- групування по функції або взаємозв'язку;
- групування по послідовності вживання;
- групування по частоті вживання;

- групування по пріоритетах;
- групування по процедурах функціонування (нормальний або критичний стан);
- групування по моделюванню схеми підприємства (машини).

Принципи групування мають бути сумісні з навиками користувача придбаними їм в результаті навчання. Не повинні застосовуватися дзеркальні і симетричні схеми панелей з розташованими на них органами керування, контролерами і засобами відображення інформації.

Зв'язані групи органів керування повинні розміщуватися згідно їх рівня пріоритету, наприклад:

- найвищий пріоритет – вгорі зліва;
- найнижчий пріоритет – внизу справа.

У технологічному устаткуванні для виконання певних функцій використовуються два види послідовностей:

- однокрокова послідовність;
- трикрокова послідовність.

Трикроковий принцип характеризує послідовність приведення в дію і пов'язані з ним відображення:

- крок 1 – вибір функції/обладнання/пристрою;
- крок 2 – вибір відповідної команди;
- крок 3 – виконання команди.

Контрольні питання

1. Що таке людинно-машинний інтерфейс?
2. Якими є основні вимоги до ЛМІ?
3. Назвіть принципи побудови ЛМІ.
4. Де використовуються ЛМІ?
5. Які типи сигналів використовують ЛМІ?
6. Для чого потрібен ЛМІ?
7. Що таке орган керування?
8. Як групуються органи керування?

10 SCADA-СИСТЕМИ

10.1 Функції і структура SCADA-системи

Будь-яка SCADA-система включає три наступних основних структурних компонента (рис. 10.1).

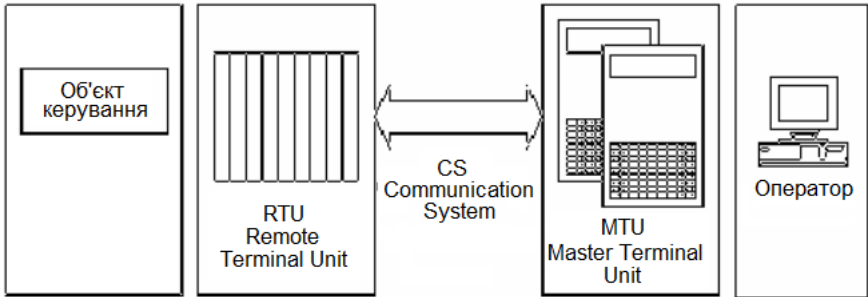


Рисунок 10.1 – Структура типової SCADA-системи

Remote Terminal Unit (RTU) — віддалений термінал, що здійснює обробку завдання (керування) в режимі реального часу. Спектр його втілень широкий: від примітивних датчиків, що здійснюють знімання інформації з об'єкту, до спеціалізованих багатопроцесорних відмовостійких обчислювальних комплексів, що здійснюють обробку інформації і керування в режимі жорсткого реального часу. Конкретна реалізація RTU визначається областю його використання і вирішуваним завданням. Використання пристроїв низькорівневої обробки інформації дозволяє понизити вимоги до пропускну́ї здатності каналів зв'язку з центральним диспетчерським пунктом.

Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) — диспетчерський пункт керування (головний термінал); здійснює обробку даних і керування високого рівня, як правило, в режимі м'якого (квазі-) реального часу; одна з його основних функцій — забезпечення інтерфейсу між людиною-оператором і об'єктом керування. У залежності від конкретної системи, MTU може бути реалізований в самому різноманітному вигляді — від одиночного комп'ютера з додатковими пристроями підключення каналів зв'язку до великих обчислювальних систем і об'єднаних в локальну мережу робочих станцій і серверів. Як правило, при побудові MTU використовуються різні методи

підвищення надійності і безпеки роботи системи.

Communication System (CS) — комунікаційна система (канали зв'язку) необхідна для передачі даних з віддалених точок (об'єктів терміналів) на центральний інтерфейс оператора-диспетчера і передачі сигналів керування на RTU.

Використання SCADA дозволяє:

- звести критичні помилки оператора до мінімуму;
- скоротити терміни і витрати на розробку проектів автоматизації виробництва.

10.2 Взаємодія з персональними комп'ютерами. Протокол OPC

Сучасні SCADA-системи не обмежують вибір апаратури нижнього рівня, оскільки надають великий вибір драйверів або серверів вводу-виводу і мають добре розвинені засоби створення власних програмних модулів для драйверів нижнього рівня. Самі драйвери розробляються з використанням стандартних мов програмування.

Для під'єднання драйверів до системи в даний час використовуються наступні механізми:

- стандартний де-факто динамічний обмін даними DDE (проте в сучасних SCADA-системах DDE застосовується рідко);
- власні протоколи, розроблені фірмами-виробниками SCADA-систем (перевагою таких протоколів є найвища швидкість обміну даними);
- протокол OPC (він є стандартним і підтримується більшістю SCADA-систем).

Новий стандарт обміну, орієнтований на завдання промислової автоматизації — OPC (OLE for Process Control) — був розроблений на базі механізму OLE. Стандарт OPC має наступні переваги:

- дозволяє об'єднати на рівні об'єктів різні системи керування і контролю, що функціонують в розподіленому гетерогенному середовищі;
- усуває необхідність використання нестандартних протоколів обміну даними між пристроєм і SCADA-системою.

Основна мета стандарту OPC полягає в створенні універсального механізму доступу до будь-якого апаратного пристрою з прикладної програми. OPC дозволяє виробникам устаткування поставляти програмні компоненти, які стандартним способом забезпечують зв'язок ПО з технологічним контро-

лером.

Таким чином, з точки зору SCADA-систем, поява OPC-серверів означає розробку програмних стандартів обміну з технологічними пристроями.

OPC-інтерфейс допускає різні варіанти обміну:

- отримання даних з фізичних пристроїв;
- обмін між частинами розподіленого застосування;
- обмін між різними застосуваннями.

В першу чергу як сервери OPC виступають драйвери, написані відповідно до стандарту OPC та здійснюючі обмін даними з компонентами систем автоматизованого керування через відповідне комунікаційне устаткування. Крім того, будь-яка програма, забезпечена стандартним OPC-інтерфейсом, може виступати в якості OPC-сервера.

Стосовно SCADA-систем, OPC-сервери, розташовані на всіх комп'ютерах системи керування, стандартним чином можуть поставляти дані в програму візуалізації, базу даних і так далі. При обміні даними з OPC-сервером можливі два режими:

- періодичний режим, коли із заданою частотою дані запрошуються OPC-клієнтом;
- режим обміну по зміні значення, коли обмін відбувається при зміні значення параметра на заздалегідь задану величину.

Як вказувалося у 8 розділі, переважним є другий тип обміну. При обміні через OPC-інтерфейс дані передаються у вигляді особливих структур, званих пакетами, які містять наступні поля:

1. Value (значення).
2. Quality (якість).
3. Timestamp (відмітка часу).

Такий пакет в термінології OPC називається «Елемент даних». Поле Quality дозволяє визначити, чи не сталася помилка в момент виміру величини або під час передачі даних.

У всіх сучасних SCADA-системах при обміні даними здійснюється перевірка поля Quality. Причому в різних системах реакція на «незадовільне» значення якості отримуваних даних може бути реалізована по-різному. Обробляти поле Quality може або застосування користувача, або сама SCADA-система. Поле Quality може набувати таких значень: UNCERTAIN (не визначено), GOOD (задовільно), BAD (незадовільно). У випадку, якщо поле Quality набуває значення BAD, в цьому полі міститься додаткова ознака, що дозволяє уточнити

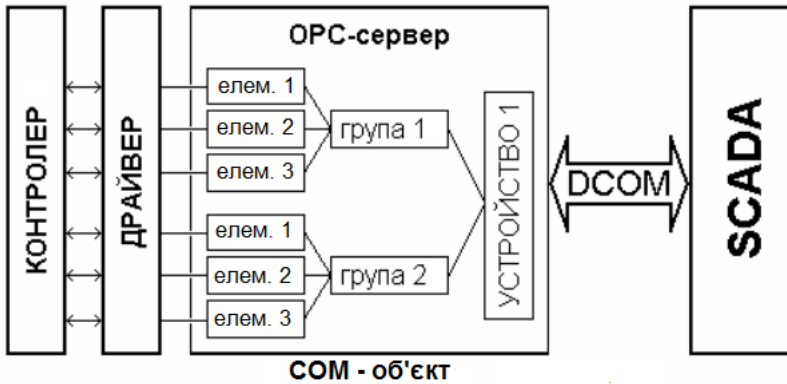


Рисунок 10.2 – Схема OPC-взаємодії

причину неполадки.

В рамках стандарту OPC всі елементи даних об'єднуються в групи (рис. 10.2). Кожен елемент даних і група мають своє унікальне ім'я. Елементи даних і групи можуть бути організовані в ієрархічну структуру. Всі елементи в кожній групі оновлюються періодично через рівні проміжки часу, причому оновлення елементів групи відбувається синхронно.

Елементи даних часто називають тегами (tag). Саме ці теги і є технологічними змінними в SCADA-системі. OPC-сервер повинен здійснювати буферизацію даних, що запрошуються різними клієнтськими застосуваннями, і оптимізувати їх передачу так, щоб комунікація з фізичними пристроями була найбільш ефективною. Буферизація даних необхідна для того, щоб виключити їх втрату, і аби була можливість їх багатократного прочитання.

Важливою перевагою OPC є можливість перетворення системи керування в свого роду «конструктор», різноманітні елементи якого можуть бути підключені до системи стандартним чином — через OPC-інтерфейс.

Звичайно, не буває засобу, що вирішує відразу всі проблеми. OPC може використовуватися лише в тих операційних системах, де підтримується механізм Microsoft DCOM. В даний час до таких ОС відносяться Windows XP/7/8, а також деякі системи сімейства Unix.

OPC не забезпечує роботу в жорсткому реальному часі, оскільки в DCOM відсутні поняття якості обслуговування, крайніх термінів і т.д. В той же час

контроль за «застаріванням» даних є – кожне передаване значення супроводжується міткою часу. Не дивлячись на те, що вимоги жорсткого реального часу, строго кажучи, не виконуються, реальний час передачі даних порядку 50 мілісекунд досягається без будь-яких спеціальних заходів.

Не слід думати, що будь-який пристрій можна просто так «через OPC» підключити до будь-якої SCADA-системи — для цього треба мати OPC-сервер для даного пристрою. Сервер можна отримати або разом з пристроєм, або купити, або написати самостійно. Для написання OPC-серверів у складі деяких SCADA поставляється спеціальне ПО.

10.3 Тренди

Графічне представлення зміни значень технологічних параметрів в часі сприяє кращому розумінню динаміки технологічного процесу підприємства.

Підсистема створення трендів і зберігання інформації про параметри з метою її подальшого аналізу і використання для керування є невід'ємною частиною будь-якої SCADA-системи.

Тренд – це впорядкована сукупність значень технологічної змінної, кожне з яких записується в пам'ять комп'ютера через певний інтервал часу.

Тренди реального часу (Real Time) відображують динамічні зміни параметра в поточному часі. При появі нового значення параметра у вікні тренду відбувається зсув графіка.

Тренд стає історичним (Historical) після того, як дані будуть записані на диск, і можна буде використовувати режим прокрутки перегляду попередніх значень. Дані тренду, що відображуються в такому режимі будуть нерухомі, і відображатимуться лише за визначений період. Розрізняють годинні, змінні і добові тренди, які використовуються для друку звітних документів за відповідний період. Значення історичних трендів беруться з бази даних технологічних параметрів.

Тренди реального часу є динамічними об'єктами. Вони дозволяють виводити значення змінних по мірі їх отримання. Тренди реального часу можуть створюватися як для конкретної змінної, так і для виразу, що містить одну або декілька змінних. Дані з'являтимуться у вікні тренду і рухатимуться справа наліво.

Історичні (архівні) тренди не є динамічними. Вони забезпечують «знімок» стану даних за минулий час на основі архівних даних. На відміну від

трендів реального часу історичні тренди оновлюються лише по команді — при виконанні скрипта, зміні значення виразу або натисненні оператором відповідної кнопки.

При конфігурації архівного тренду можна створити «візири» (типа повзунків, бігунків), за допомогою яких зручно спостерігати значення всіх відображених на одному графіку змінних в один і той же момент часу. Бігунки архівного тренду є позиційними індикаторами на часовій осі, положення яких визначає об'єм витягваних даних. Зв'язавши об'єкт «двигковий регулятор» з полем бігунка, можна здійснювати переміщення уздовж архівного тренду. Окрім того, є функції обчислення середнього, мінімального і максимального значень у визначеному бігунком положенні. Можна створити правий і лівий бігунки і проводити обробку даних кривої, розташованої між бігунками.

Завдяки системі розподілених архівів на один і той же графік можна виводити інформацію з декількох баз даних. Необхідно відзначити, що на один і той же графік можуть бути виведені декілька трендів реального часу.

10.4 Аларми

Стан тривоги, надалі *аларм* (Alarm) — це повідомлення, що застережує оператора про виникнення деякої ситуації, яка може призвести до серйозних наслідків, і тому вимагає його уваги і втручання.

У системах керування прийнято розрізняти непідтверджені і підтверджені аларми. Аларм називається підтвердженим після того, як оператор відреагував на повідомлення про аларм. До цього аларм залишається в стані непідтвердженого.

Разом з алармами, в SCADA-системах існує поняття подій. Події є звичайними статусними повідомленнями системи і не вимагають реакції оператора. Звичайна подія генерується при виникненні в системі певних умов (типа реєстрації оператора в системі).

Від ефективності підсистеми алармів залежить швидкість ідентифікації несправності, що виникла в системі, або визначення технологічного параметра, що вийшов за встановлені регламентом границі. Швидкодія і надійність цієї підсистеми можуть істотно скоротити час простою технологічного устаткування. Наприклад, якщо оператор не отримує вчасно інформацію про те, що двигун насоса перегрівся, це може привести в кращому разі до виходу

насоса з ладу, а інколи і до крупної аварії.

Причини, що викликають стан аларма, можуть бути самими різними. Несправність може виникнути в самій SCADA-системі, в контролерах, каналах зв'язку, в технологічному устаткуванні. Може вийти з ладу датчик або порушаться його метрологічні характеристики. Параметри технологічного процесу можуть вийти за границі, встановлені регламентом і так далі.

Підсистема алармів — це обов'язковий компонент будь-якої SCADA-системи. Але можливості підсистем алармів різних SCADA-систем різні. З іншого боку, коли йдеться про типи алармів, то всі SCADA-системи підтримують таких типів алармів, як дискретні і аналогові. Такі аларми називають типовими.

Дискретні аларми виникають при зміні стану дискретною змінною. При цьому для спрацьовування аларма можна використовувати будь-який з двох станів: TRUE/ON (1) або FALSE/OFF (0). За умовчанням дискретний аларм може спрацьовувати на ON або OFF залежно від конкретної SCADA-системи.

Аналогові аларми базуються на аналізі виходу значень змінної за вказані верхні і нижні межі. Аналогові аларми можуть бути задані в декількох комбінаціях:

- High і High High (верхній і вище верхнього);
- Low і Low Low (нижній і нижче нижнього);
- Deviation (відхилення від норми);
- Rate of Change (швидкість зміни).

З рисунка 10.3 видно, що аларми Hi і HiHi виникають при досягненні змінної заданих для кожного аларма меж (High Alarm, High High Alarm). Для виходу змінною із стану аларма (HiHi або Hi) необхідно, аби її значення стало менше порогового на величину, звану зоною нечутливості (Deadband). Аналогічно можна інтерпретувати аларми типа Lo і LoLo.

Все вищевикладене справедливо і для аларма типа Deviation (рис. 10.4), лише в цьому випадку йдеться про відхилення значення змінної від заданого значення (Setpoint), причому це задане значення в ході технологічного процесу може змінюватися або оператором, або програмно (автоматично). Аларм виникне при виході значення змінною за границю гранично допустимого відхилення.

Аларми типа Rate of Change виникають, коли швидкість зміни параметра стає більше гранично допустимого. Поняття зони нечутливості до алармів цього типа не застосовується. Зазвичай застосовується стандартна і розподі-

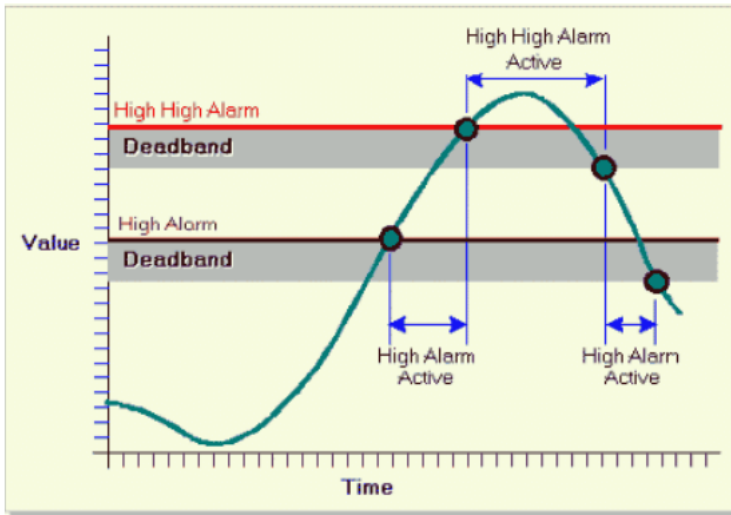


Рисунок 10.3 – Графічна інтерпретація алармів типу Hi і HiHi

лена системи алармів.

Стандартна система алармів використовується для відображення інформації про стан тривоги і підтвердження реакції на всі аварійні ситуації і події, що реєструються в даному локальному застосуванні (локальному АРМ).

Розподілена система алармів розширює можливості стандартної і дозволяє відстежувати і підтверджувати аварійні ситуації, що генеруються системами алармів інших включених в мережу застосувань (сусідніх АРМів).

SCADA-системи підтримують можливість відображення реєстрації і друк інформації як про аларми, так і про системні події.

Кожному аларму, як правило, відповідає деяка величина звана пріоритетом аларма. Цей пріоритет характеризує важливість даного аларма і може набувати значень з деякого діапазону (наприклад, від 1 до 999). Найважливіший аларм має пріоритет 1. Якщо одночасно виникає декілька алармів, то вони виконуватимуться послідовно, в порядку зростання значення пріоритету. Організувавши декілька діапазонів значень і пов'язавши аларми з кожним діапазоном, можна досить легкий відфільтрувати критичні аларми від некритичних. Виконання анімаційних функцій, скриптів, друк і перегляд інформації також можуть залежати від пріоритетів.

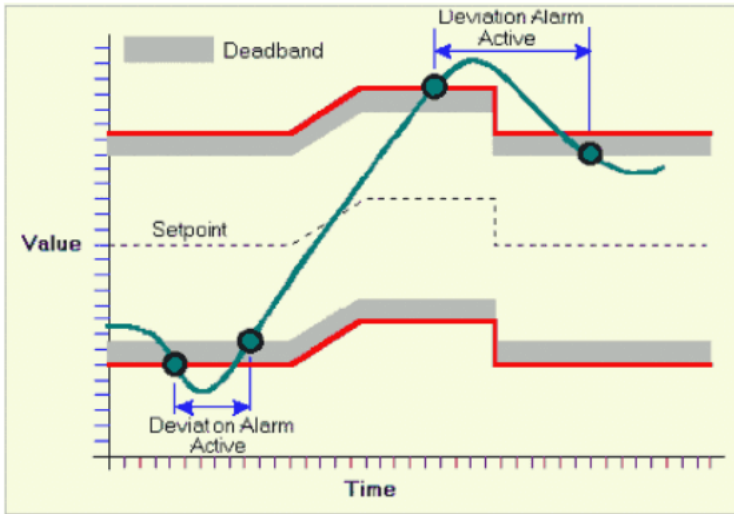


Рисунок 10.4 – Графічна інтерпретація алармів типу Deviation

Кожен аларм може бути пов'язаний з певною логічною групою алармів. Всі ці групи визначаються користувачем і можуть бути організовані в ієрархічну структуру. Це дозволяє згрупувати аларми залежно від їх організації, схеми розміщення устаткування, пріоритетів і будь-яких інших ознак. Групи алармів є корисним засобом фільтрації виводу інформації про алармах на дисплей або принтер.

Кожна змінна зв'язується з якою-небудь групою алармів. Якщо користувач не визначив таку групу для конкретної змінної, то вона автоматично зв'язується з кореневою групою алармів. З будь-якою групою алармів можна зв'язати як змінну, так і іншу групу алармів. Взаємозв'язки всіх груп алармів представляються деревовидною структурою.

10.5 Бази даних

В даний час жодна АСК ТП, що виконує функції ведення архіву параметрів технологічного процесу, не може обійтися без бази даних.

У найзагальнішому сенсі база даних (БД) — це система зберігання інформації, звернення до якої здійснюється через засіб керування базою даних

(СУБД). На практиці БД — це дані розсортовані по унікальних ідентифікаторах і організовані в вигляді таблиць. Основне призначення БД — надати користувачеві потрібну інформацію в потрібному місці і в потрібний час. І треба сказати, що у міру свого розвитку БД справляються з цим завданням все краще і краще. Проте, перші БД не цілком відповідали чеканням користувачів. Організації і підприємства повинні були боротися з величезними об'ємами дубльованої і інколи суперечливої інформації, що надається, до того ж, різними і, часто несумісними один з одним способами.

Можна сказати, що шлях розвитку БД — це шлях все більшого і більшого усунення програмного забезпечення від фізичних структур даних. До появи БД інформація зберігалася в окремих файлах. Найперші системи керування файлами дозволяли програмістам створювати, записувати, оновлювати і читати ці файли. Файлова система має органічний недолік: програми повинні точно «знати», де розташовані дані. Як наслідок — для визначення адрес в розвинених системах зберігання даних необхідне використання досить складних алгоритмів, що важко оптимізуються і модифікуються.

Першими спробами абстрагування програм від фізичних структур даних були індексні файли, що забезпечують доступ до інформації за допомогою індексних ключів, тобто для пошуку записів в файлі використовувалася сукупність покажчиків. Такий підхід вирішував певний круг проблем, але індексним файлом, як і раніше, були властиві багато обмежень, характерних для простих структур з єдиною точкою входу. Сюди можна віднести, зокрема, і неоптимальне зберігання інформації (дублювання, недостатня структуризація), і значний час пошуку у великих файлах.

Як можливе вирішення цих проблем з'явилися *ієрархічні* БД. У таких базах елементи даних строго впорядковані причому так, що дані одного рівня підпорядковуються даним іншого більш високого рівня, іншими словами, дані нижчого рівня є підмножиною даних більш високого рівня. У такій моделі зв'язки даних можуть бути відображені у вигляді дерева — графа, де допускаються лише однобічні зв'язки від старших вершин до молодших. Ієрархічні БД не набули широкого поширення. Реальний світ зовсім не є ієрархічним.

Перспективнішими виявилися *мережеві* БД, що враховують складніші взаємозв'язки між елементами, складовими БД (теоретично, по крайній мірі, допускаються зв'язки «всіх зі всіма»). Керуючі програми для таких БД ставали все більш і більш незалежними від фізичних структур даних. Але все одно

необхідно знати, як управляти цими структурами. Як і раніше, для таких моделей характерна складність реалізації БД, а самі програми залишаються вельми чутливими до модифікацій. А оскільки кожен елемент даних повинен містити посилання на інші елементи, потрібні значні об'єми пам'яті, як дискової, так і оперативної. Дефіцит останньої може наводити до уповільнення доступу до даних, позбавляючи мережеву БД основної її переваги — швидкодії.

Процес відділення програм від структур даних зрештою завершили *реляційні* бази даних (РБД). У РБД всі дані представлені виключно у форматі таблиць або, за термінологією реляційної алгебри, відношень (relation). Таблиця в реляційній алгебрі — це невідпорядкована множина записів (рядків), що складаються з однакового набору полів (стовпців). Кожен рядок характеризує деякий об'єкт, кожен стовпець — одну з його характеристик. Сукупність таких зв'язаних таблиць і складає БД, при цьому таблиці повністю рівноправні — між ними не існує жодної ієрархії. Реляційна модель є простою і найбільш звичною формою представлення даних. РБД дозволили моделям даних відображати взаємозв'язки у прикладній області, а не методи програмного доступу до даних і структур даних. Це — величезний крок вперед з декількох причин:

- відображення прикладної галузі знань у моделі даних є інтуїтивно зрозумілими кінцевому користувачу;
- реорганізація даних на фізичному рівні абсолютно не впливає на виконання прикладних програм;
- можливе створення СУБД з клієнт-серверною архітектурою, що зберігають всі переваги централізованого адміністрування і керування даними, з одного боку, і дружньо налаштованих по відношенню до користувача клієнтських програм — з іншого;
- завдяки нормалізації удається уникнути надмірного дублювання даних.

Індустрія РБД в даний час повністю сформувалася. Умови на ринку зараз диктує «велика п'ятірка»: IBM, Informix, Microsoft, Oracle і Sybase. На неї падає лівова частка всіх витрат на розробку БД.

Для інтерфейсу в клієнт-серверних БД використовується SQL (Structured Query Language — мова структурованих запитів). Вона представляє собою засіб організації, керування і пошуку інформації в РБД. Широке визнання SQL придбав завдяки таким наступним своїм характеристикам:

- незалежність від постачальника;
- переносимість на різні комп'ютерні платформи;
- опора на реляційні принципи зберігання інформації;
- високорівнева англомова структура;
- інтерактивне виконання запитів;
- повнофункціональна мова БД;
- підтримка з боку IBM, Oracle, Sybase, Microsoft і ін.

Мова SQL підтримується всіма крупними постачальниками серверів БД і величезною більшістю виробників різних прикладних засобів розробки і мов програмування.

Контрольні питання

1. Що таке SCADA-система?
2. Для чого у SCADA використовуються бази даних?
3. Якими є основні функції SCADA-систем?
4. Що таке OPC та для чого воно використовується у SCADA?
5. Що таке аларми і для чого вони потрібні?
6. Що таке тренди і для чого вони потрібні?
7. Які бази даних використовуються у SCADA?
8. Для чого потрібні бази даних?
9. Назвіть основні типи алармів.
10. Назвіть види трендів.

11 ОБЛІК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

11.1 Організація обліку

Основні вимоги до обліку електроенергії регламентуються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ). Вони рекомендують два види обліку електроенергії [7]:

- *розрахунковий* або комерційний, що фіксує вироблену і відпущену електроенергію для визначення її вартості;
- *технічний* або внутрішньозаводський, що контролює витрату електроенергії споживачами, наприклад промисловим підприємством.

Відповідно до цього, прилади обліку електроенергії — лічильники — поділяються на розрахункові і технічні [8]. При потужності споживача понад 750 кВ·А установка автоматизованої системи обліку активної і реактивної електроенергії є обов'язковою умовою при наявності двох і більш пунктів обліку, що характерно для більшості промислових підприємств. Відповідно до ПУЕ необхідно передбачати установку приладів технічного обліку в господарських підрозділах, на технологічних лініях, енергоємних агрегатах для розрахунку питомих норм витрати електроенергії.

Юридичні взаємини, які оформлюються договором між енергопостачальною організацією і споживачем, визначаються Правилами користування електричною і тепловою енергією. Відповідно до договору споживач зобов'язаний забезпечити облік електроенергії, регулювати добовий графік навантаження, дотримуючись режиму електроспоживання, не перевищувати питомі норми витрати електроенергії на одиницю продукції. Економії електроенергії сприяє розробка відповідних організаційно-технічних заходів, реалізованих споживачем. При дефіциті електричної потужності й енергії в енергосистемі необхідно вводити графіки обмежень і відключень на виробництві, виконання яких обов'язково для споживача. Показники витрати електроенергії по розрахункових періодах і питомих нормах, графіки споживання активної і реактивної потужності за характерний робочий зимовий і літній дні, витрати за добу і кожні 30 хв. під час максимуму навантаження енергосистеми та інші дані фіксуються в звітних формах споживачем і енергопостачальною організацією.

Перевищення споживачем витрати електроенергії, порушення режиму електроспоживання, зміна схем обліку електроенергії, завищення осередне-

ної за 30 хв. потужності над встановленою в години максимуму навантаження енергосистеми й інших порушень надають право енергопостачальній організації знизити, а в окремих випадках і припинити подачу електроенергії цьому споживачу.

Розрахунки за користування електроенергією здійснюють відповідно до прейскуранта. При потужності споживача до 750 кВт·А розрахунки здійснюють за одноставочним тарифом, що враховує плату за 1 кВт·год відпущеної споживачу активної електроенергії. Споживачі з приєднаною потужністю понад 750 кВт·А розраховуються з енергопостачальною організацією за двоставочним тарифом, що передбачає основну ставку річної плати за 1 кВт заявленої максимальної потужності в період максимуму навантаження енергосистеми і додаткову ставку за 1 кВт·год відпущеної активної електроенергії. Це в значній мірі визначило необхідність створення систем обліку, контролю і регулювання електроспоживання.

Крім основної і додаткової ставки тарифи на електроенергію можуть бути диференційовані також за зонами добового графіка навантаження при наявності у споживача спеціальних приладів обліку. Години роботи споживачів-регуляторів поза межами максимуму навантаження енергосистеми за узгодженням з енергопостачальною організацією враховуються тільки додатковою ставкою двоставочного тарифу.

Умови оплати за компенсацію реактивної потужності в електроустановках споживачів регламентуються шкалою знижок і надбавок до тарифу на електроенергію. За підвищене фактичне споживання реактивної потужності (в порівнянні з заданим енергопостачальною організацією в години максимуму активного навантаження енергосистеми) передбачається надбавка до оплати за електроенергію. Також передбачаються надбавки або знижки до тарифу за дотримання заданого режиму роботи компенсуючих пристроїв у години мінімуму активного навантаження енергосистеми. Надбавка або знижка за компенсацію реактивної потужності відноситься як до заявленої потужності, так і до спожитої електроенергії.

Виходячи з ПУЕ, прейскуранта і досвіду експлуатації приладів розрахункового і технічного обліку, можна сформулювати вимоги до складу функцій, які повинні бути реалізовані в системах обліку електроенергії. Крім функцій обліку електроенергії ряд автоматизованих систем здійснює також і прогнозування графіка навантаження, керування споживачами-регуляторами, формування графічної і табличної звітності. У зв'язку з цим можливості

систем доцільно розглядати за наступними групами функцій.

Функції обліку електроенергії:

- витрата активної і реактивної електроенергії за розрахунковими періодами;
- витрата електроенергії за добу і кожні 30 хв. під час максимуму навантаження енергосистеми;
- диференційований облік за зонами добового графіка навантаження;
- визначення фактичної максимальної активної потужності;
- визначення фактичного споживання реактивної потужності в години максимуму навантаження енергосистеми;
- визначення фактичного споживання реактивної потужності в години мінімуму навантаження енергосистеми;
- технічний облік електроенергії по госпрозрахункових підрозділах.

Функції керування електроспоживанням:

- контроль нормованих показників;
- прогнозування активної і реактивної потужності;
- керування в інформаційно-порадному режимі;
- пряме керування споживачами-регуляторами;
- регулювання добового графіка навантаження;
- дотримання графіків обмежень і відключень.

Функції документування повідомлень:

- реєстрація графіків навантаження в графічній формі;
- реєстрація графіків навантаження в табличній формі;
- друк звітних документів.

Функції зв'язку з оператором:

- індикація необхідної інформації за запитом та автоматично;
- забезпечення роботи в режимі діалогу.

Функції обліку, за винятком технічного обліку електроенергії по госпрозрахункових підрозділах, відносяться до розрахункового обліку за електроенергію. Функції керування електроспоживанням і зв'язку з оператором реалізуються на підставі даних обліку витрати електроенергії і можуть бути задіяні при організації як розрахункового, так і технічного обліку.

Системи повинні мати визначені додаткові характеристики, у тому числі: ієрархічну модульну структуру; сучасне апаратне виконання; використання існуючого парку приладів обліку шляхом вбудовування в них датчиків; наявність блоків, вільно програмованих за умовами тарифів і алгоритмів

обробки інформації про електроспоживання; пристрої сполучення із системами аналогічного призначення; ущільнені канали зв'язку; канали зв'язку на основі загальнопромислової недефіцитної кабельної продукції; високу перешкодозахищеність; елементи діагностики каналів зв'язку.

Неавтоматизовані методи обліку витрати електроенергії і керування електроспоживанням вимагають значного часу для знімання показань приладів обліку, що приводить до істотної похибки при визначенні 30-хвилинної сполученої потужності й інших інтегральних значень.

Комплексний підхід до рішення питань керування електроспоживанням і застосування математичних методів і сучасних засобів цифрової обчислювальної техніки дозволили реалізувати ряд апаратних і програмних принципів, спрямованих на створення систем контролю, обліку і керування електроспоживанням (охоплюючий повний склад необхідних функцій) і, загалом, на економічне й ефективне енерговикористання.

11.2 Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії

Розвиток ринку електроенергії на основі економічного методу управління затребував створення повномасштабних ієрархічних систем: автоматизованих систем вимірювання електроенергії (АСВЕ), диспетчерського управління (АСДУ), автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії дозволяє:

- підвищити точність, оперативність і достовірність обліку електроенергії і потужності;
- виконувати оперативний контроль за режимами електроспоживання, у тому числі контроль договірних величин електроенергії і потужності;
- оперативно пред'являти санкції підприємствам за перевищення договірних і дозволених величин потужності.

Розрахунковий облік більшості промислових підприємств здійснюється на їх власних підстанціях. Установка комерційних систем обліку електроенергії в цих умовах можлива тільки на підстанціях споживачів. Це дозволяє персоналу підприємств використовувати АСКОЕ і для оперативного контролю, і для регулювання режимів власного енергоспоживання.

Широке впровадження АСКОЕ на промислових підприємствах держави почалося в 1993 році. В даний час рішенням задач автоматизації обліку

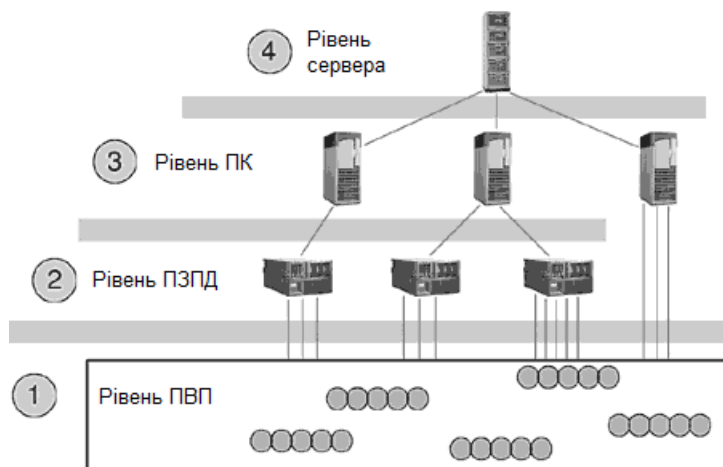


Рисунок 11.1 – Рівнева структура АСКОЕ

електроенергії споживачів займається сектор промислового обліку.

Основні функції системи АСКОЕ:

- ведення бази даних споживання ресурсів на ПК;
- підготовка аналітичної інформації, звітів, протоколів, графіків для подальшого друку;
- виписування рахунків абонентам для оплати спожитих енергоресурсів;
- інформування споживачів про стан оплати і споживання ресурсів;
- зведення внутрішньо-об’єктового балансу надходження і споживання енергоресурсів з метою виявлення несанкціонованого споживання;
- видача даних і обмін аналітичною інформацією з енергозабезпечуючими організаціями.
- коректування внутрішнього годинника лічильників-реєстраторів і лічильників енергоресурсів з цифровим виходом.
- багатотарифний облік енергоресурсів.
- контроль ліній зв’язку з лічильниками енергоресурсів.
- захист інформації від несанкціонованого доступу.

В структурі АСКОЕ в загальному випадку можна виділити чотири рівні (рис. 11.1):

- перший рівень – первинні вимірювальні прилади (ПВП) з телеметри-

чними або цифровими виходами, що здійснюють безперервно або з мінімальним інтервалом усереднювання вимір параметрів енергообліку споживачів (споживання електроенергії, потужність) по точках обліку;

— другий рівень — пристрої збору і підготовки даних (ПЗПД), спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі з вбудованим програмним забезпеченням енергообліку, що здійснюють в заданому циклі інтервалу усереднювання цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ПВП, накопичення, обробку і передачу цих даних на верхні рівні;

— третій рівень — персональний комп'ютер (ПК) або сервер центру збору і обробки даних зі спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, що здійснює збір інформації з ПЗПД (або групи ПЗПД), підсумкову обробку цієї інформації як по точках обліку, так і по їх групах — по підрозділах і об'єктах підприємства, документування і відображення даних обліку у вигляді, зручному для аналізу і ухвалення рішень (управління) оперативним персоналом служби головного енергетика і керівництвом підприємства;

— четвертий рівень — сервер центру збору і обробки даних зі спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, що здійснює збір інформації з ПК і групи серверів центрів збору і обробки даних третього рівня, додаткова агрегація і структуризація інформації по групах об'єктів обліку, документування і відображення даних обліку у вигляді, зручному для аналізу і ухвалення рішень персоналом служби головного енергетика і керівництвом територіально розподілених середніх і крупних підприємств або енергосистем, ведення договорів на постачання енергоресурсів і формування платіжних документів для розрахунків за енергоресурси.

Всі рівні АСКОЕ зв'язані між собою каналами зв'язку. Для зв'язку рівнів ПВП і ПЗПД або центрів збору даних, як правило, використовується пряме з'єднання за стандартними інтерфейсами (типа RS-485, ІРПС). ПЗПД з центрами збору даних 3-го рівня, центри збору даних 3-го і 4-го рівнів можуть бути сполучені за виділеними, комутованими каналами зв'язку або по локальній мережі.

Розглянемо поширені варіанти організації і побудови АСКОЕ.

Організація АСКОЕ з проведенням опиту лічильників через оптичний порт. Це найбільш простий варіант організації АСКОЕ. Лічильники не об'єднані між собою. Між лічильниками і центром збору даних немає зв'язку. Всі лічильники опитуються послідовно при обході лічильників оператором. Опит

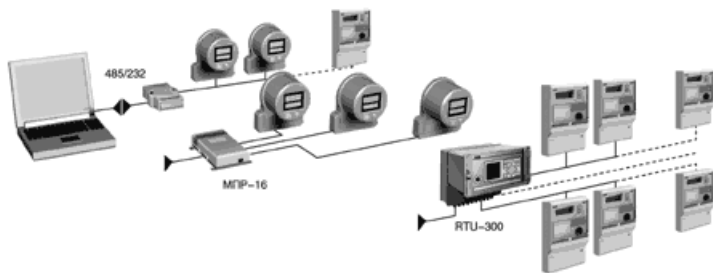


Рисунок 11.2 – АСКОЕ з опитом лічильників через перетворювач інтерфейсів, мультиплексор або модем

проводиться через оптичний порт за допомогою програми, розміщеної на переносному комп'ютері, яка формує файл результатів опиту. На комп'ютері центру збору даних необхідні програмні модулі, що формують файл-завдання на опит і завантажують інформацію в основну базу даних (БД). Синхронізація часу лічильників відбувається в процесі опиту з часом переносного комп'ютера. Синхронізація часу переносного комп'ютера з часом центру збору даних проводиться у момент прийому файлів завдань на опит лічильників. Для максимальної економії засобів на створення АСКОЕ в цьому варіанті роль центру збору даних можна покласти на переносний комп'ютер. Недоліками даного способу організації АСКОЕ є велика трудомісткість збору даних з лічильників і неможливість використання в системі індукційних або електронних лічильників з імпульсним виходом.

Організація АСКОЕ з проведенням опиту лічильників переносним комп'ютером через перетворювач інтерфейсів, мультиплексор або модем. Лічильники, об'єднані загальною шиною RS-485 або по інтерфейсу «струмова петля» на мультиплексор (типу МПР-16), або пристроєм збору і підготовки даних (рис. 11.2) можуть розміщуватися в різних розподільних пристроях і опитуватися один або кілька разів в місяць за допомогою програми, розміщеної на переносному комп'ютері, яка формує файл результатів опиту. Між лічильниками і центром збору даних немає постійного зв'язку. ПЗПД виконує роль комунікаційного сервера. На комп'ютері центру збору даних необхідні програмні модулі, що формують файл-завдання на опит і завантажують інформацію до основної БД. Синхронізація часу лічильників відбувається

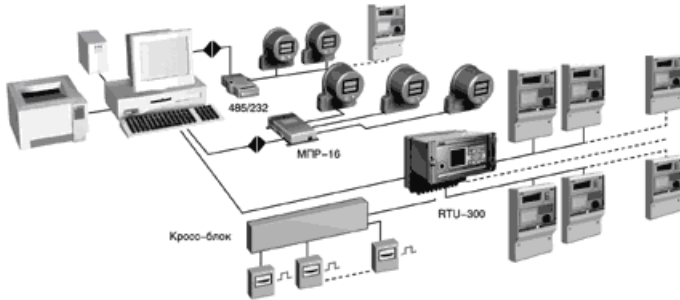


Рисунок 11.3 – АСКОЕ з автоматичним опитом лічильників локальним центром збору і обробки даних

в процесі опиту з часом переносного комп'ютера. Синхронізація часу переносного комп'ютера з часом центру збору даних проводиться у момент прийому файлів завдань на опит лічильників. Виділений комп'ютер для центру збору даних в цьому варіанті також може бути відсутнім, його роль може виконувати переносний комп'ютер.

Організація АСКОЕ з проведенням автоматичного опиту лічильників локальним центром збору і обробки даних. Лічильники постійно пов'язані з центром збору даних прямими каналами зв'язку (рис. 11.3) і опитуються відповідно до заданого розкладу опиту. Первинна інформація з лічильників записується в БД. Синхронізація часу лічильників відбувається в процесі опиту з часом комп'ютера центру збору даних. Як комп'ютер центру збору даних використовується локальна ПЕОМ. На ній же відбувається обробка даних і ведення БД. Залежно від кількості користувачів, кількості лічильників і інтервалів їх профілю, кваліфікації користувачів, складності математичної обробки локальна БД може функціонувати або під MS Access, або під СУБД Oracle. Збір даних в БД відбувається періодично із заданими інтервалами.

Організація багаторівневої АСКОЕ для територіально розподіленого середнього і крупного підприємства або енергосистеми. Основна частина лічильників постійно пов'язана з центрами збору даних першого рівня прямими каналами зв'язку (рис. 11.4) і опитуються відповідно до заданого розкладу опиту, як і в попередньому способі організації АСКОЕ. Між деякими лічильниками і центром збору даних першого рівня може не бути постійного зв'язку, вони

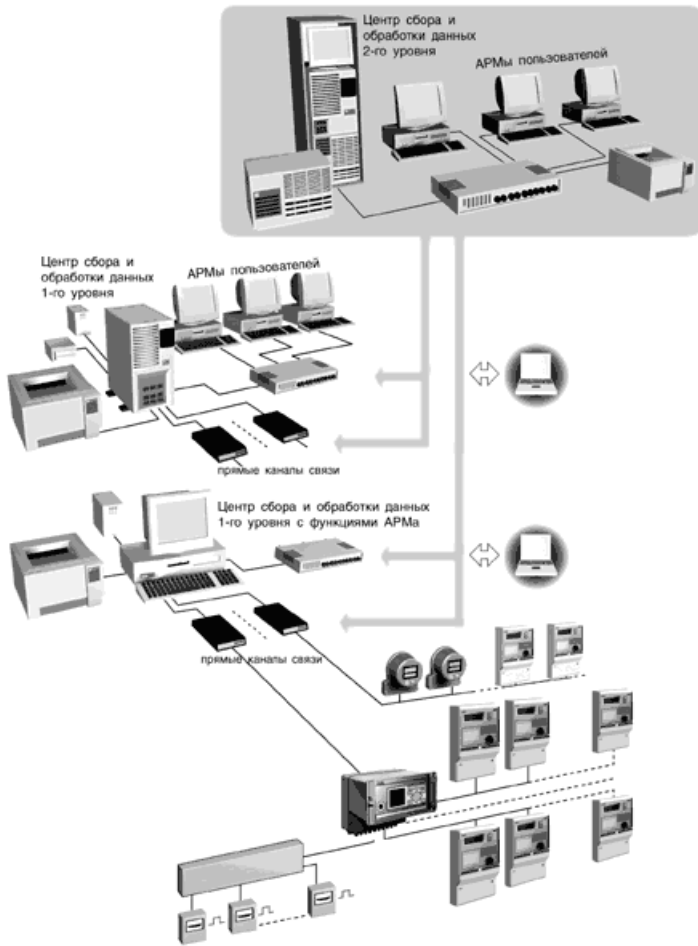


Рисунок 11.4 – Багаторівнева АСКОЕ для територіально розподіленого середнього і крупного підприємства або енергосистеми

можуть опитуватися за допомогою переносного комп'ютера, як в другому способі організації АСКОВ. Первинна інформація з лічильників записується в БД центрів збору даних першого рівня, на них же відбувається обробка даних. У центрах збору даних другого рівня здійснюється додаткова агрегація і структуризація інформації, запис її в БД центрів збору даних другого рівня.

Центри збору даних, як правило, виконують лише функції збору і обробки даних, АРМи користувачів підключаються до них по локальній мережі. При невеликій кількості лічильників на об'єкті центр збору даних першого рівня може виконувати функції АРМа.

Центри збору даних 1-го рівня пов'язані з центрами збору даних 2-го рівня каналами зв'язку. Канали зв'язку можуть бути виділеними, комутованими, прямим з'єднанням по локальній мережі. Сервер збору даних центру збору даних 2-го рівня автоматично запрошує необхідну інформацію з БД центрів збору даних 1-го рівня відповідно до встановленого розкладу.

Контрольні питання

1. Що таке АСКОВ?
2. Які типи лічильників використовуються у АСКОВ?
3. Якими є основні функції АСКОВ?
4. Які існують типи обліку електроенергії?
5. Що відбувається при перевищенні споживання електроенергії підприємством?
6. Які основні елементи АСКОВ?
7. Які переваги надає впровадження АСКОВ?
8. Назвіть функції керування електроспоживанням АСКОВ.
9. Назвіть функції обліку енергії АСКОВ.
10. Назвіть допоміжні функції АСКОВ.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Барзам А. Б. *Системная автоматика* / А. Б. Барзам. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 446 с.
2. Деменков Н. П. *Языки программирования промышленных контроллеров: Учебное пособие* / Н. П. Деменков; Под ред. К. А. Пупкова. — М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2004. — 172 с.
3. Овчаренко Н. И. *Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем* / Н. И. Овчаренко; Под ред. А. Ф. Дьякова. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. — 504 с.
4. Павлов Г. М. *Автоматика энергосистем* / Г. М. Павлов, Г. В. Меркурьев. — СПб.: Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001.
5. Парр Э. *Программируемые контроллеры: руководство для инженера* / Э. Парр. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. — 516 с.
6. Петров И. В. *Программируемые контроллеры. Стандартные языки и приемы прикладного проектирования* / И. В. Петров; Под ред. проф. В. П. Дьяконова. — М.: СОЛОН-Пресс, 2004. — 256 с.
7. *Правила улаштування електроустановок.* — 5-е вид., перероб. та доп. — Х.: Вид-во «Форт», 2014. — 793 с.
8. Шкрабець Ф. П. *Електропостачання та електричні мережі підприємств: Навчальний посібник* / Ф. П. Шкрабець, Ю. Г. Качан. — Запоріжжя: Вид-во ЗДІА, 2011. — 330 с.
9. Bolton W. *Programmable Logic Controllers* / W. Bolton. — 5th ed. — Newnes, 2009. — 416 p.
10. Hugh J. *Automating Manufacturing Systems with PLCs* / J. Hugh. — Version 5.1, March 21, 2008. — 860 p. URL: http://claymore.engineer.gvsu.edu/~jackh/books/plcs/pdf/plcbook5_1.pdf
11. Munoz-Hernandez G. A. *Modelling and Controlling Hydropower Plants* / G. A. Munoz-Hernandez, S. P. Mansoor, D. I. Jones. — Springer, 2013. — 286 p.