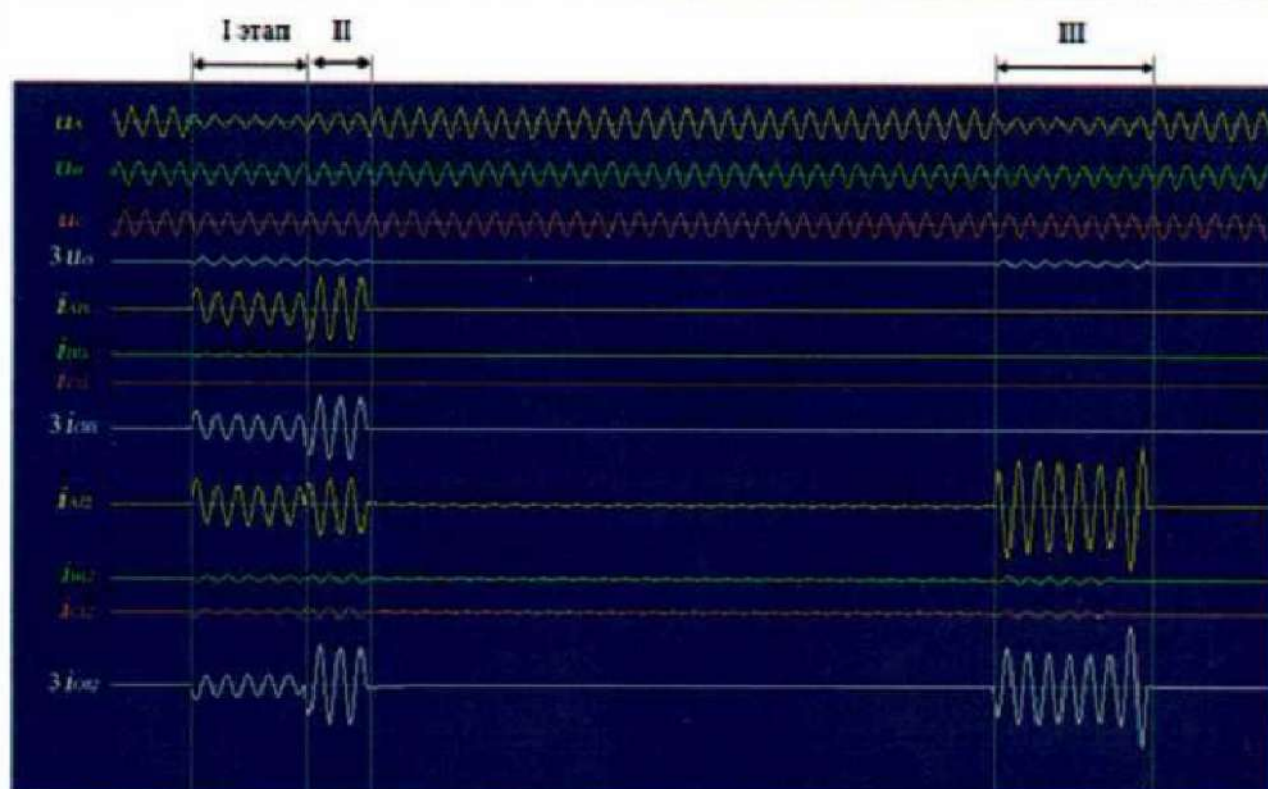


Автоматизація та кібербезпека енергосистем

АВТОМАТИКА ПРОТИАВАРІЙНОГО УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ



Автоматизація та кібербезпека енергосистем

**АВТОМАТИКА
ПРОТИАВАРІЙНОГО УПРАВЛІННЯ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**



Підручник

*для студентів зі спеціальності електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка*

Харків
ФОП Бровін О.В.
2020

Рецензенти:

М.Л. Лисиченко, д-р техн. наук, проф. (Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. Петра Василенка);

В.Г. Ягуп, д-р техн. наук, проф. (Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова)

Затверджено до друку вченою радою Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» як підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(Протокол № 3 від 26.05.2020р.)

Автори:

Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О.Г. Гриб, А. О. Запорожець, О. В. Дяченко,
І. О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карпалюк, С. В. Швець,
М. В. Черкашенко, В. П. Старенький, Н. С. Захаренко, Н. В. Рудевич,
Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, Г. В. Фурсова

Сокол Є. І.

С 59 Автоматика протиаварійного управління електроенергетичних систем: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О.Г. Гриб та ін. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. – 216 с.
ISBN 978-617-7912-24-7

У даному підручнику розглянуті фізичні основи функціонування, методи реалізації і побудова пристроїв автоматики протиаварійного управління електроенергетичних систем. Розглянуті питання, пов'язані з автоматикою повторного включення, резервування, частотного розвантаження. Знайшли відображення питання запобігання неприпустимих змін режимних параметрів, зокрема, автоматики запобігання порушення стійкості та автоматики ліквідації асинхронного режиму роботи. Підручник призначений для студентів вищих навчальних закладів спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, що спеціалізуються в області автоматизації електроенергетичних систем.

Іл.: 128 Табл.: 3. Бібліогр. наймен.: 26.

ISBN 978-617-7912-24-7

© Сокол Є. І., Сендерович Г. А., Гриб О.Г.,
Запорожець А. О., Дяченко О. В., Самойленко І. О.,
Скопенко В. В., Карпалюк І. Т., Швець С. В.,
Черкашенко М. В., Старенький В. П., Захаренко Н. С.,
Рудевич Н. В., Тесик Ю. Ф., Пронзалева С. Ю.,
Фурсова Г. В., 2020

ЗМІСТ

Передмова	5
Вступ	7
Питання для самопідготовки	15
1 Автоматичне повторне включення	16
1.1 Призначення АПВ	16
1.2 Класифікація АПВ. Основні вимоги до схем АПВ	17
1.3 Електричне АПВ однократної дії	20
1.4 Особливості виконання АПВ на телемеханізованих ПС	22
1.5 Особливості виконання АПВ на повітряних вимикачах	26
1.6 Вибір уставок одноразових АПВ для ліній з одностороннім живленням	29
1.7 Прискорення дії релейного захисту при АПВ	30
1.8 Виконання АПВ на змінному оперативному струмі	35
1.9 Двократне АПВ	38
1.10 Трифазне АПВ на лініях з двостороннім живленням	39
1.10.1 Загальні відомості	39
1.10.2 Несинхронні АПВ	41
1.10.3 Швидкодіючі АПВ	43
1.10.4 АПВ з очікуванням синхронізму	45
1.11 Однофазне АПВ	56
1.12 АПВ шин	58
1.13 АПВ на мікроелементній базі	59
1.14 Мікросхемний комплекс автоматичних пристроїв повторного включення	65
Питання для самопідготовки до розділу 1	69
2 Автоматичне включення резервного живлення та обладнання	72
2.1 Призначення АВР	72
2.2 Основні вимоги до схем АВР	74
2.3 Принцип дії АВР	75
2.4 Автоматичне включення резервних трансформаторів	77
2.5 Мережеві АВР	81
2.6 Розрахунок уставок АВР	83
2.7 Сучасні підходи до виконання пристрою АВР	84
2.7.1 АВР трансформатора власних потреб теплової електростанції ..	85
2.7.2 Швидкодіючі автоматичні пристрої резервного включення	87
Питання для самопідготовки до розділу 2	91
3 Автоматичне частотне розвантаження	92
3.1 Призначення і основні принципи виконання АЧР	92
3.2 Реле частоти	97
3.3 Запобігання помилкових відключень споживачів при короткочасних зниженнях частоти в енергосистемі	102
3.3.1 Зниження частоти при короткочасному відключенні підстанції в циклі АПВ або АВР	102
3.3.2 Зниження частоти внаслідок накиду потужності при КЗ	104

3.3.3 Зниження частоти при асинхронному ході	104
3.4 Автоматичне повторне включення після АЧР.....	105
3.5 Схеми АЧР і ЧАПВ.....	105
Питання для самопідготовки до розділу 3	109
4 Протиаварійна автоматика запобігання недопустимих змін режимних параметрів	111
4.1 Призначення і класифікація пристроїв протиаварійної автоматики запобігання неприпустимих змін режимних параметрів.....	111
4.2 Поняття про стійкість паралельної роботи енергосистем	114
4.2.1 Статична стійкість.....	114
4.2.2 Динамічна стійкість	115
4.3 Засоби підвищення статичної та динамічної стійкості.....	118
4.3.1 Засоби підвищення статичної стійкості.....	118
4.3.2 Засоби підвищення динамічної стійкості	119
4.4 Пристрої ПА для запобігання порушенню стійкості	121
4.4.1 Структура пристроїв	121
4.4.2 Схема пускових органів пристроїв ПА	123
4.4.3 Пристрій автоматичного дозування управляючих впливів	126
4.4.4 Виконавчі пристрої ПА	128
4.5 Пристрій телепередачі аварійних сигналів автоматики	131
4.6 Асинхронний режим і пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму.....	133
4.6.1 Загальні положення.....	133
4.6.2 Принципи виконання пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму	135
4.7 Автоматичне обмеження підвищення напруги	141
4.7.1 Пристрій автоматичного обмеження підвищення напруги на лінії	144
4.7.2 Автоматика шунтуючого реактора з іскровим проміжком	147
Питання для самопідготовки до розділу 4	149
5 Мікропроцесорна автоматика ліквідації асинхронного режиму.....	150
5.1 Призначення і види автоматичних пристроїв.....	150
5.2 Електричні ознаки асинхронного режиму	151
5.3 Варіанти мікропроцесорної автоматики ліквідації асинхронного режиму	155
Питання для самопідготовки до розділу 5	167
6 Практикум з вирішення професійних задач	169
6.1 Проектувальні задачі з протиаварійної автоматики.....	169
6.1.1 Типові проектувальні задачі	169
6.1.2 Розроблення проекту на пристрій ліквідації асинхронного режиму.....	172
6.2 Експлуатаційні задачі з протиаварійної автоматики	183
6.2.1 Типові експлуатаційні задачі	183
6.2.2 Технічна перевірка пристрою ліквідації асинхронного режиму.....	187
6.3 Науково-дослідні задачі з протиаварійної автоматики.....	201

6.3.1 Типові науково-дослідні задачі	201
6.3.2 Проведення пошукових науково-дослідних робіт щодо пристрою ліквідації асинхронного режиму.....	203
Питання для самопідготовки до розділу 6	211
Перелік умовних скорочень	212
Список літератури	213

ПЕРЕДМОВА

Підручник призначений для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», що спеціалізуються в області автоматизації електроенергетичних систем, і може представляти інтерес для інженерно-технічних працівників, що займаються проектуванням і експлуатацією енергосистем.

У книзі викладено матеріал, який познайомить студентів з сукупністю пристроїв, які забезпечують автоматизацію процесів післяаварійного управління з метою відновлення нормального режиму роботи електроенергетичної системи після виявлення і локалізації пошкодження в електричній мережі. Розглянуто локальні пристрої автоматики повторного включення (АПВ), включення резервування (АВР), частотного розвантаження (АЧР), а також системна автоматика запобігання неприпустимих змін режимних параметрів, зокрема, автоматика запобігання порушення стійкості (АЗПС) і автоматика ліквідації асинхронного режиму роботи (АЛАР).

В основі вивчення матеріалу автори бачать розуміння студентом зв'язку функціонування пристроїв автоматики з фізичними, перш за все перехідними, процесами в нормальних, аварійних і післяаварійних режимах енергетичної системи. Найбільш наочно цей зв'язок спостерігається при розгляді пристроїв автоматики, виконаних на дискретних елементах, що реалізують логіку автоматичного управління. Тому для вивчення принципів побудови використані релейні схеми пристроїв автоматики, які на сьогоднішній день багато в чому морально застаріли. У той же час в книзі представлені пристрої автоматики на напівпровідникових елементах, інтегральних мікросхемах і в мікропроцесорному виконанні.

При проектуванні чи експлуатації реальних пристроїв автоматики інженер керується не лише наявними шаблонами, а й постійно вимушений встановлювати причинно-наслідкові (каузальні) зв'язки між призначенням, принципом функціонування, побудовою та параметрами пристрою. З огляду на це в підручнику робиться спроба моделювання реальної системи професійної діяльності інженерів з автоматики енергосистем на прикладі пристроїв протиаварійної автоматики з використанням каузальних ланцюгів знань.

В цілому задачею даного підручника є формування системи професійних компетентностей з проектування, експлуатації, науково-дослідної діяльності щодо пристроїв протиаварійної автоматики енергосистем. Під час написання підручника переслідувалася мета викласти навчальний матеріал, що буде сприяти формуванню знань та умінь на понятійно-аналітичному та продуктивно-синтетичному рівнях засвоєння.

Підручник підготовлений колективом кафедри «Автоматизація та кібербезпека енергосистем» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Автори приносять глибоку вдячність всім тим, хто, в тій чи іншій мірі, надав допомогу в роботі з підготовки до видання остаточної редакції книги.

Всі зауваження та пропозиції щодо книги автори просять надсилати на адресу: 61002, Харків, вул. Кирпичова, 2, НТУ «ХПІ» каф. АКЕС.

Автори

ВСТУП

Порушення нормального режиму роботи одного з елементів енергосистеми може вплинути на роботу багатьох інших її елементів, а при несприятливих умовах привести до порушення всього технологічного процесу виробництва, розподілу і споживання електричної енергії. У зв'язку з цим виникає вимога якомога швидшого відновлення нормального режиму роботи аварійного елемента або швидкої заміни його іншим резервним елементом, а також відновлення балансу вироблюваної і споживаної електроенергії.

Особливість об'єкта - електроенергетичної системи (ЕЕС), полягає в тому, що процес виробництва і передачі електроенергії є настільки динамічним і постійно підданим випадковим впливам, що без автоматичного управління його функціонування неможливе. Такі його особливості як рівність в кожен момент часу потужності що генерується і необхідної потужності що випадково змінюється в залежності від навантаження, час від часу виникаючі короткі замикання (КЗ), висока швидкоплинність електромагнітних і електромеханічних перехідних процесів зумовили необхідність широкої автоматизації енергетичних систем. *Автоматизація енергетичних систем передбачає використання технічних засобів автоматичного управління, що забезпечують роботу автоматичних і автоматизованих систем.*

Під **автоматичним** розуміється управління і процесом виробництва, передачі та споживання електроенергії в цілому без безпосередньої участі людини. На сучасному етапі автоматичне управління здійснюється окремими електроенергетичними об'єктами і взаємодіючими їх сукупностями. Управління процесом виробництва і передачі електроенергії в цілому поки що можна здійснити лише при деякому оперативному втручанні людини - диспетчера ЕЕС. Таке управління називається **автоматизованим**. Воно реалізується автоматизованою системою диспетчерського управління (АСДУ) (рис. В.1), найважливішою частиною якої є управляючий обчислювальний комплекс УОК, розташований на диспетчерському пункті ЕЕС.

Автоматичне управління здійснюється на основі переробки інформації про властивості керованих електроенергетичних об'єктів (КЕО), їх станів і режимах роботи, що характеризуються режимними параметрами Y і ситуації, що складається в ЕЕС в результаті впливів, що збурюють Z .

Інформація у вигляді різних електричних сигналів подається автоматичними інформаційними пристроями $АІП_1 - АІП_n$ по каналах високочастотного (ВЧ) зв'язку з його джерелами: первинними вимірювальними перетворювачами (ПВП) режимних параметрів керованих електроенергетичних об'єктів $ПВП_Y$ і керуючих впливів що надходять на них $ПВП_Z$. На диспетчерському пункті інформація вводиться в цифрові ЕОМ управляючого обчислювального комплексу і відображається (пристроями відображення інформації ПВІ) для сприйняття людиною.

розімкнутій схемі працюють програмні автоматичні пристрої (рис. В.2, а) які функціонують тільки по збурюючим впливам Z (рис. В.2, б) а по замкнутій - автоматичні пристрої, що використовують робочу інформацію про режимні параметри Y (рис. В.2, в) електроенергетичного керованого об'єкта.

У циклі порушення роботи енергосистеми можна виділити чотири послідовно відбуваються стадії процесу відновлення нормальної роботи системи: нормальний до аварійний режим, аварійний режим, післяаварійний режим, нормальний післяаварійний режим (табл. В.1). Для переходу від однієї стадії до наступної повинен відбутися певний вплив на обладнання енергосистеми.

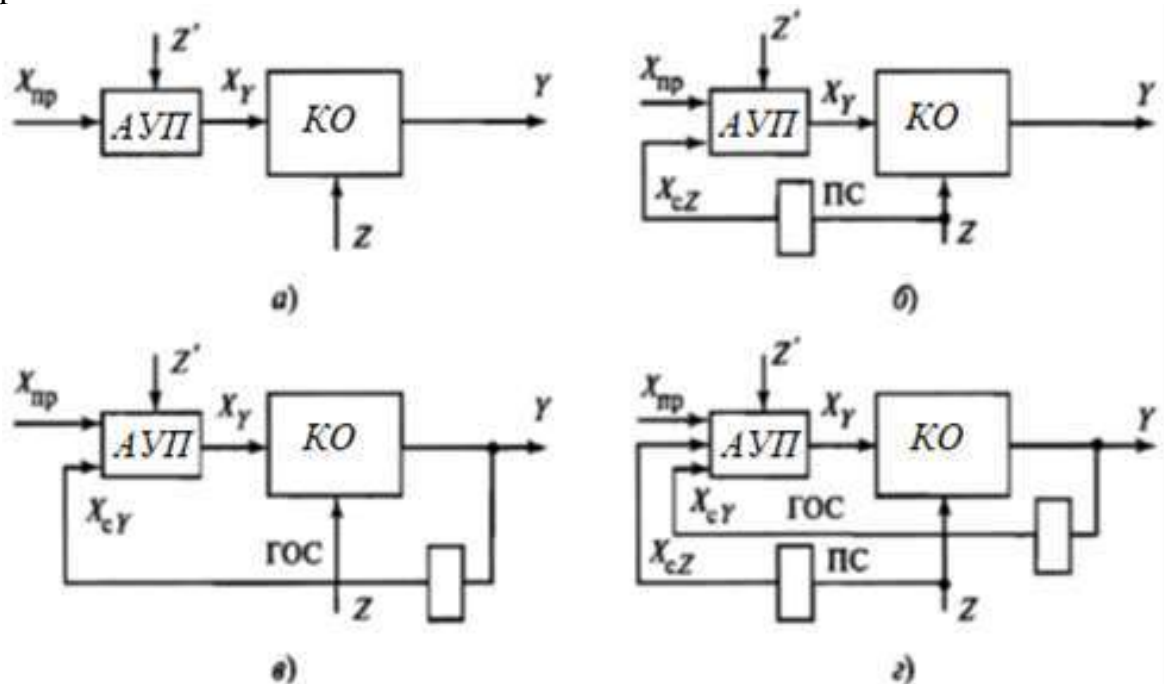


Рисунок В.2 – Структурні схеми автоматичної системи управління з розімкненими (а, б), замкненими (в) і комбінованими (г) ланцюгами впливу

Таблиця В.1 – Цикл порушення роботи енергосистеми

Нормальний режим	Аварія	Післяаварійний режим	Нормальний режим
Контроль і управління нормальним режимом роботи (Автоматика управління нормальними режимами)	Усунення аварії (Релейний захист)	Відновлення нормального режиму роботи (Автоматичні пристрої протиаварійного керування)	Контроль і управління нормальним режимом роботи (Автоматика управління нормальними режимами)

Автоматизація ЕЕС в широкому сенсі цього поняття включає в себе застосування технічних засобів автоматичного управління, які забезпечують функціонування ЕЕС в цілому, окремих її частин і елементів для умов повного набору можливих режимів: нормальних, аварійних і післяаварійних. Вивчення фізичних процесів, автоматизація яких забезпечується на різних рівнях ЕЕС, принципів дії і схем реалізації пристроїв автоматики, що реалізують автоматизацію, що не вкладаються в рамки одного, навіть великого,

навчального курсу. Тому, вивчення автоматизації, а також питань, що мають безпосереднє або опосередковане відношення до неї, проводиться через ряд навчальних дисциплін, вивчення і розуміння яких взаємопов'язано.

Основні фізичні процеси, знання яких необхідні для вивчення автоматизації ЕЕС, вивчаються в курсі "Електричні системи і мережі" стосовно автоматизації нормальних режимів, а що стосується аварійних і післяаварійних режимів - в курсах "Електромагнітні перехідні процеси" і "Електромеханічні перехідні процеси".

Зазвичай для електроенергетичних систем в окремих курсах викладають релейний захист, автоматику управління нормальними режимами, автоматизовані системи диспетчерського управління. В даному курсі буде вивчатися автоматика протиаварійного управління електроенергетичних систем, яка включає в себе автоматику регулювання в аварійних режимах, автоматику запобігання неприпустимих змін режимних параметрів.

Автоматика керування нормальними режимами ЕЕС забезпечує:

- автоматичний пуск електроенергетичних блоків турбіна генератор і включення на паралельну роботу синхронного генератора, тобто його синхронізацію;
- автоматичну підтримку на заданому рівні напруги на шинах електричних станцій і реактивної потужності синхронних генераторів;
- автоматичне керування режимами ЕЕС по напрузі і реактивній потужності;
- автоматичну підтримку на незмінному рівні частоти обертання синхронно працюючих генераторів;
- оптимальний (за характеристиками відносного приросту витрат умовного палива) розподіл електричного навантаження ЕЕС що змінюється випадково між електричними станціями і електроенергетичними блоками електростанцій.

Зазначені функції автоматики управління нормальними режимами реалізуються автоматичними впливами на зміни впуску енергоносія в турбіни, автоматичним включенням в певний момент часу і при відповідних умови вимикача синхронного генератора, безперервним управлінням (регулюванням) збудження синхронних генераторів і компенсаторів, дискретним управлінням пристроями регулювання під навантаженням (ПРПН) трансформаторів і автотрансформаторів, регулюванням реактивної потужності безперервно керованих її джерел - статичних компенсаторів (СТК) і дискретним управлінням потужністю конденсаторних установок.

Відповідно різняться: пускові автомати (ПА) гідротурбін і комплекси автоматичних пристроїв управління пуском (КАУП) теплових турбоагрегатів, автоматичні регулятори частоти обертання турбін (АРЧО), пристрої автоматичної синхронізації гідро і турбогенераторів (ПАС), автоматичні регулятори збудження (АРЗ) синхронних генераторів і компенсаторів, автоматичні регулятори частоти промислового струму і активної потужності синхронних генераторів (АРЧП), автоматичні пристрої оптимального розподілу навантаження (ПРАН) електроенергетичної системи між частото регулюючими

електростанціями, автоматичні регулятори коефіцієнтів трансформації (АРКТ) і автоматичні регулятори реактивної потужності статичних установок її генерування або споживання (АРРП).

Останнім часом, у зв'язку з бурхливим впровадженням в техніку автоматичного управління мікропроцесорів і цифрових ЕОМ розробляються комплексні (інтегровані) автоматичні системи управління режимами роботи електроенергетичних блоків електростанцій, вузлових загальносистемних підстанцій і магістральних ліній електропередачі високої і надвисокої напруги.

Автоматика регулювання в аварійних режимах забезпечує вирішення як завдань підвищення надійності електропостачання в системі електропостачання, так і запобігання розвитку в системну. У цій автоматичності використовують насамперед пристрої автоматичного повторного включення (ПАПВ) і автоматичного включення резервування (ПАВР). До неї також відносять пристрої автоматичного частотного розвантаження (ПАЧР), форсування збудження генераторів (ФЗГ). Використовувані пристрої можуть працювати локально за параметрами режиму мережі в їх місці установки.

Призначенням *автоматики запобігання неприпустимих змін режимних параметрів* є вирішення гострої і специфічної проблеми сучасних об'єднаних (ОЕС) і єдиної (ЄЕС) електроенергетичних систем країни - забезпечення спільного функціонування (синхронної стійкості) безлічі потужних електростанцій, пов'язаних довгими і сильно навантаженими лініями електропередачі в умовах великих збурюючих впливів у вигляді неминучих КЗ і пов'язаних з ними відключень потужних електроенергетичних об'єктів, що обумовлюють стрибкоподібні зміни генеруючих і тих що передаються потужностей («накиди» і «скиди» потужності). При цьому виникає аварійний режим роботи ЄЕС з надлишком або нехваткою генеруючої потужності, що загрожує розвитком загальносистемної аварії з порушенням стійкості і роз'єднанням ОЕС, зупинкою теплових електростанцій і припиненням електропостачання споживачів на великих територіях.

Аварійна ситуація починається з виникнення головного збурюючого впливу - КЗ і порушення балансу потужностей, обумовленого цим КЗ і його відключенням, і розвивається зі зниженням напруги і частоти обертання синхронних генераторів в недостатній по потужності (дефіцитній) і їх підвищенням в надлишкових частинах ЄЕС. Особливо небезпечно зменшення частоти, що приводить до зниження продуктивності установок власних потреб теплових електростанцій і в результаті до небезпеки необоротного її падіння - «лавини частоти». Аналогічно зниження напруги, обумовлене нехваткою генеруючої реактивної потужності, може розвинутися в «лавину напруги».

Протиаварійна автоматика повинна, перш за все, ліквідувати збурюючий вплив. Це робиться автоматичними пристроями релейного захисту (АПРЗ) і автоматикою повторного включення (АПВ) вимикачів, відключених АПРЗ. Короткі замикання (особливо однофазні на повітряних лініях) в більшості своїй нестійкі (дугові). При успішному повторному включенні збурюючий вплив, що виникає в наслідок дії релейного захисту на ЄЕС, усувається.

При стійких КЗ і повторних відключеннях релейним захистом пошкоджених електроенергетичних об'єктів, як наслідок, знову з'являється небаланс потужностей. Виникає небезпека порушення синхронної стійкості електроенергетичної системи. Вступає в дію загальносистемна протиаварійне автоматика, призначена не допустити порушення синхронних динамічної або статичної стійкості, або зберегти результуючу (після короткочасного асинхронного режиму) стійкість функціонування ЕЕС, ОЕС та ЄЕС в цілому. Вона складається з розосереджених по електроенергетичним системам комплексів автоматичних пристроїв, пов'язаних каналами обміну інформацією і керованих від УОК, а саме:

- автоматики запобігання порушення стійкості (АЗПС);
- автоматики ліквідації виникнення асинхронного режиму роботи (АЛАР).

Особливо складною, централізованою і ієрархічно побудованою є АЗПС. Вона функціонує на основі результатів постійних, вироблюваних циклічно (через 5-10 с) розрахунків стійкості цифровими ЕОМ. При цьому виробляються необхідні по інтенсивності і тривалості (дозовані) протиаварійні впливи на електроенергетичні об'єкти для кожного з фіксованих впливів, що збурюють. Після кожного циклу розрахунків вони передаються на місця їх можливого застосування і запам'ятовуються там, як готові до негайної реалізації по сигналу якщо виникне збурюючий вплив.

Протиаварійні керуючі впливи здійснюють:

- підвищення пропускної здатності електропередачі, тобто її граничну передачу потужності;
- зниження генеруючої потужності в надлишковій передавальній частині ЕЕС, частота обертання синхронних генераторів в якій збільшується;
- збільшення генеруючої потужності в дефіцитній приймальній частині ЕЕС, синхронні генератори якої зменшують частоту свого обертання;
- зменшення потужності, споживаної навантаженням приймальної частини ЕЕС;
- збільшення навантаження синхронних генераторів передавальної частини ЕЕС.

Відповідно для запобігання порушенню динамічної стійкості протиаварійні керуючі впливи здійснюють:

- інтенсивне короткочасне зниження потужності, що розвивається паровими турбінами - імпульсне розвантаження турбоагрегатів ІРТ;
- швидке короткочасне підключення, зазвичай до гідрогенераторів передавальної частини, штучного активного навантаження - електричне гальмування ЕГ гідроагрегатів;
- швидкий перевід тиристорних перетворювачів в інверторний режим накопичувачів електроенергії в приймальні частини - їх форсировку на видачу енергії в навантаження ФНЕС.
- програмне форсування збудження ФВ (рис. В.3) синхронних генераторів - швидке короткочасне збільшення ЕРС генераторів до допустимого по їх

термічної стійкості рівня, що обумовлює підвищення напруги на шинах електростанції і межу передаваної потужності електропередачі;

Для збереження статичної стійкості в післяаварійному режимі використовуються протиаварійні керуючі впливи, що забезпечують:

- зміну настройки автоматичних регуляторів збудження сильної дії ЗН АРЗ з метою досягнення максимально можливої пропускної здатності електропередачі в сформованих після збуджуючого впливу умовах;

- збільшення ємнісного опору пристрою поздовжньої компенсації індуктивного опору лінії, що підвищує граничну передавальну потужність лінії - форсування поздовжньої компенсації ФПК;

- відключення реакторів ВР, що підвищує напругу на початку та в кінці лінії;

- відключення гідрогенераторів ВГ передавальних ГЕС і тривале зниження потужності - тривале розвантаження ТРТ турбоагрегатів ТЕС;

- швидкодіюче завантаження недовантажених гідрогенераторів ШЗГ приймальної частини ЕЕС і перевід гідрогенераторів з режиму роботи синхронним компенсатором в генераторний режим СК-Г;

- часткове програмне відключення навантаження ВН приймальної частини до розвитку процесу зниження частоти.

При недостатності зазначених впливів запобігання зниженню частоти проводиться частотний (прискорений) пуск, самосинхронізація і швидкий набір навантаження резервних гідрогенераторів ЧПГ і відключення навантаження - автоматичне частотне розвантаження АЧР приймальної частини ЕЕС.

Противаварійні управляючі впливи загальносистемної противаварійної автоматики створюються управляючим обчислювальним комплексом УОК, розташованим на диспетчерському пункті ДП. Необхідні сигнали інформації про параметри попереднього впливу збурюючого і післяаварійного режимів, схеми електроенергетичної системи і інформація про відключення вимикачів – збурюючих впливів, і противаварійні управляючі впливи передаються по високочастотним каналам зв'язку ВЧКЗ, по проводах ліній електропередачі установкою загороджуючих LC-фільтрів і конденсаторів зв'язку $C_{зв}$ або по волоконнооптичним лініях зв'язку (ВОЛЗ).

Аналогічні противаварійні впливи характерні і для АЛАР. Якщо асинхронний режим ліквідувати не вдається, діє триваюча автоматика, яка відключає від ЕЕС не синхронно працюючу електростанцію.

Баланси потужностей в обох частинах порушуються. У надлишкової частини ЕЕС частота і напруга зростають, а в недостатній по потужності (дефіцитній) - знижуються.

Починає діяти противаварійна автоматика запобігання неприпустимих, небезпечних змін режимних параметрів:

- автоматика обмежень знижень (АОЗН) і підвищень (АОПН) напруги;
- автоматика обмежень знижень (АОЗЧ) і підвищень (АОПЧ) частоти. Її

завдання - швидко знизити порушені баланси потужностей і сприяти їх повному відновленню і поверненню режимних параметрів до номінальних значень.

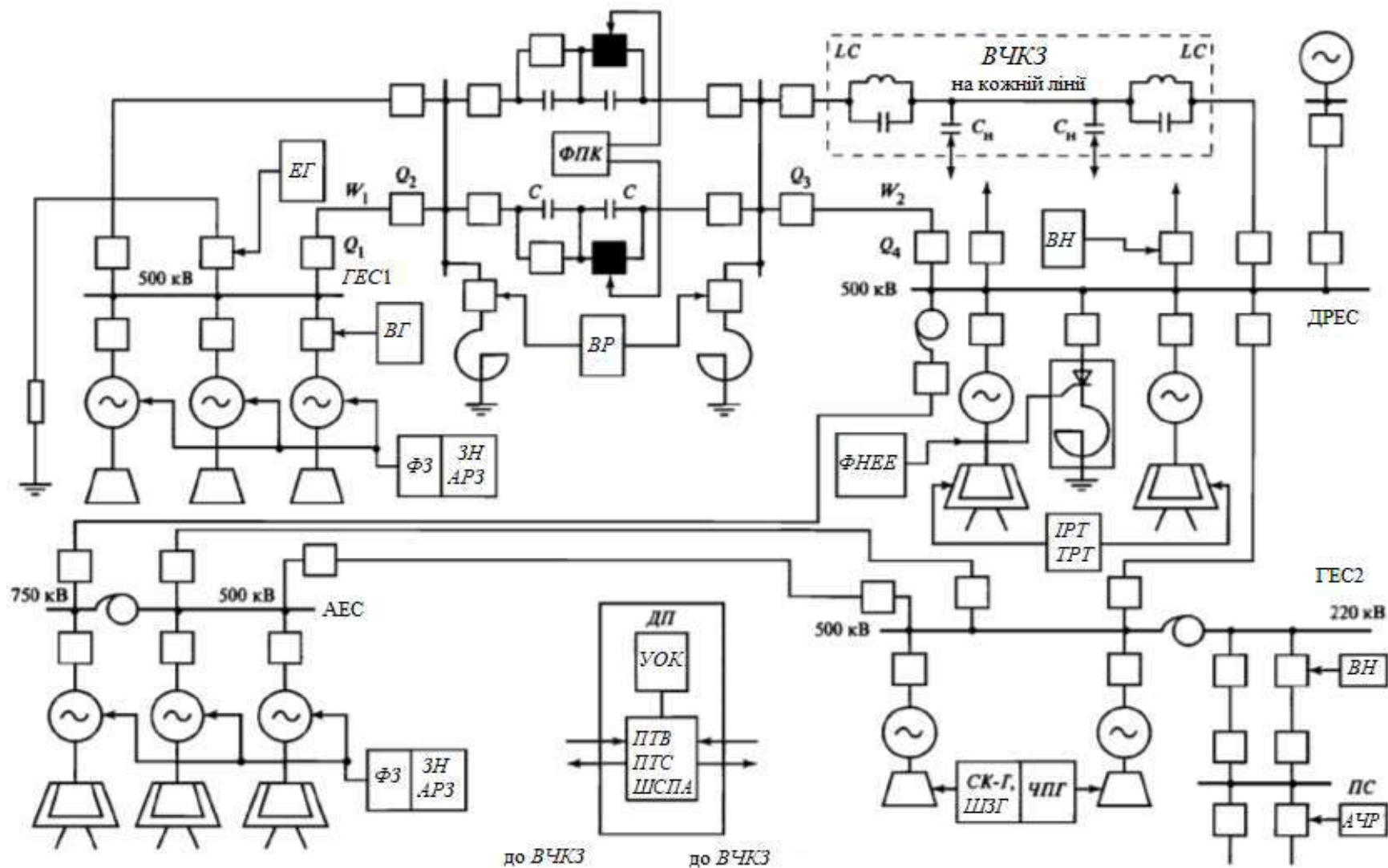


Рисунок В.3 – Фрагмент електричної схеми об'єднаної електричної системи

Подальше відновлення зв'язку між розділеними частинами ЕЕС проводиться автоматикою повторного включення з синхронізацією (АПВС).

В даний час відбувається загальний перехід від традиційних автоматичних пристроїв до сучасних мікропроцесорних інтегрованих автоматичних пристроїв управління нормальним режимом і протиаварійного керування електроенергетичними об'єктами і автоматизованими системами управління (АСУ) електричними станціями ЕЕС, ОЕС та ЕЕК країни.

Предметом навчальної дисципліни, що розглядається в даному курсі, є вивчення фізичних основ функціонування, методів реалізації та побудова пристроїв *автоматики протиаварійного управління* електроенергетичних систем.

Питання для самопідготовки

- 1 Основні особливості ЕЕС як об'єкта управління.
- 2 Що має на увазі поняття «автоматизація енергетичних систем»?
- 3 Цикл порушення роботи енергосистеми. Які пристрої автоматики використовуються в стадіях що послідовно відбуваються процесу відновлення нормальної роботи системи?
- 4 Які завдання вирішують автоматичні пристрої протиаварійного управління?

1 АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВКЛЮЧЕННЯ

1.1 Призначення АПВ

Значна частина коротких замикань (КЗ) на повітряних ЛЕП, викликаних перекриттям ізоляції, перехреснування проводів та ін. причинами, при досить швидкому відключенні пошкодження релейним захистом самоусувається. Такі самоусувається пошкодження прийнято називати *нестійкими*. Частка нестійких пошкоджень згідно зі статистичними дослідженнями становить 50-90%.

Рідше на лініях виникають такі ушкодження, як обриви проводів, тросів або гірлянд ізоляторів, падіння або поломка опор і т. д. Такі пошкодження не можуть самоусунутися, і тому їх називають *стійкими*.

З огляду на те, що відшукування місця пошкодження на лінії електропередачі шляхом її обходу вимагає тривалого часу, і що багато пошкоджень носять нестійкий характер, зазвичай при ліквідації аварій оперативний персонал проводить випробування лінії шляхом включення її під напругу. Операцію включення під напругу лінії що вимкнулася називають *повторним включенням* (рис. 1.1).

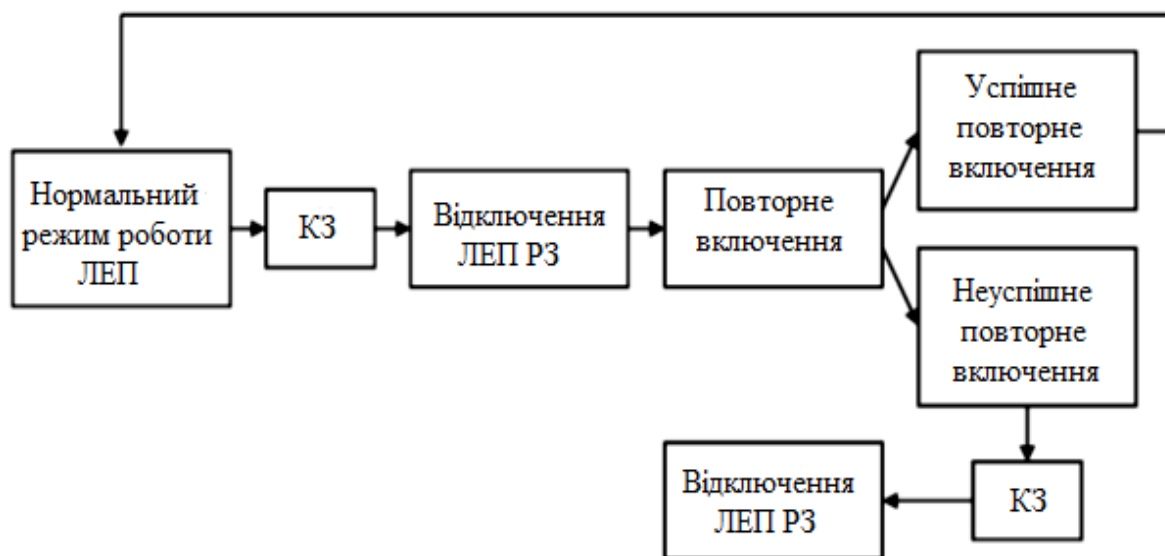


Рисунок 1.1 - Принцип дії повторного включення

Лінія, на якій відбулося нестійке пошкодження, при повторному включенні залишається в роботі. Тому, повторні включення при нестійких пошкодженнях прийнято називати *успішними*. При повторному включенні лінії, на якій відбулося стійке пошкодження з коротким замиканням, лінія знову відключається захистом. Тому, повторні включення ліній при стійких пошкодженнях називають *неуспішними*.

Повторне не автоматичне включення ліній на підстанціях з постійним оперативним персоналом або на телекерованих об'єктах займає кілька хвилин, а на підстанціях не телемеханізованих і без постійного оперативного персоналу 0,5-1 годину і більше. Для прискорення повторного включення ліній і зменшення часу перериву електропостачання у споживачів широко використовуються спеціальні пристрої *автоматичного повторного включення*

(АПВ). Час дії АПВ зазвичай не перевищує кількох секунд. При успішному включенні вони швидко подають напругу споживачам, чого не може забезпечити оперативний персонал.

Застосування АПВ

Згідно з Правилами будови електроустановок (ПБЕ) обов'язкове застосування АПВ - на всіх **повітряних і змішаних** (кабельно-повітряних) **лініях напругою 1000 В і вище**. Автоматичне повторне включення відновлює нормальну схему також і в тих випадках, коли відключення вимикача відбувається внаслідок *помилки персоналу*, або *помилкової дії релейного захисту*. Найбільш ефективним є застосування АПВ на лініях з одностороннім живленням, так як в цих випадках кожна успішна дія АПВ відновлює живлення споживачів і запобігає аварії.

У замкнутах мережах відключення однієї з ліній не призводить до перерви живлення споживачів. Однак і в цьому випадку застосування АПВ доцільно, так як воно прискорює ліквідацію ненормального режиму і відновлення нормальної схеми мережі, при якій забезпечується найбільш надійна і економічна робота.

АПВ використовується і **на кабельних лініях напругою 6-10 кВ**. Незважаючи на те, що пошкодження кабелів бувають, як правило, стійкими, успішність дії АПВ становить 40-60%. Це пояснюється тим, що АПВ відновлює живлення споживачів *при нестійких пошкодженнях на шинах*, при відключенні ліній *внаслідок перевантаження*, при *помилкових і неселективних діях захисту*.

Нестійкі КЗ часто бувають і на шинах підстанцій (ПС). Тому на шинах **ПС, обладнаних швидкодіючим захистом**, також застосовується АПВ.

Пристроями АПВ (ПАПВ) оснащуються також **всі поодинокі працюючі трансформатори потужністю 1000 кВА і більше** та трансформатори меншої потужності, що живлять відповідальне навантаження. АПВ трансформаторів має діяти тільки, якщо трансформатор був відключений максимальним струмовим захистом. *Повторне включення при пошкодженні самого трансформатора, коли він відключений захистами від внутрішніх пошкоджень, не проводиться*. Успішність дії АПВ шин і трансформаторів становить 70-90%.

Застосування АПВ дозволяє спростити схеми РЗ і прискорити відключення КЗ, що є позитивною якістю цього виду автоматики.

1.2 Класифікація АПВ. Основні вимоги до схем АПВ

Класифікація АПВ

По виду впливу на електричну мережу АПВ можна розділити на три різновиди: трифазні, однофазні та комбіновані (рис. 1.2).

ТАПВ - *трифазні* АПВ, здійснюють включення трьох фаз вимикача, після їх відключення РЗ;

ОАПВ - *однофазні* АПВ, здійснюють включення однієї фази вимикача, відключеного РЗ при однофазному КЗ;

КАПВ - комбіновані АПВ, здійснюють включення трьох фаз (при міжфазних пошкодженнях) або однієї фази (при однофазних КЗ).

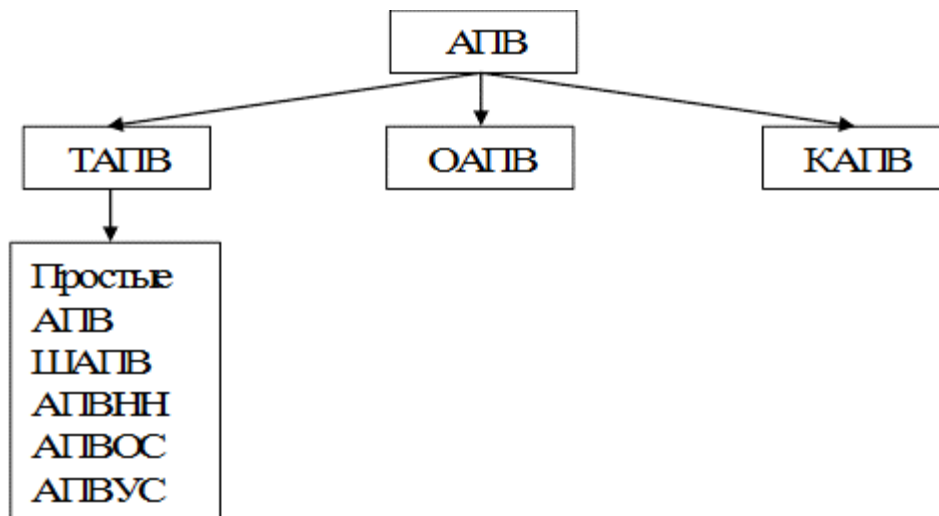


Рисунок 1.2 - Різновиди АПВ

Найбільшого поширення набули трифазні АПВ, серед яких можна виділити:

- Прості АПВ;
- ШАПВ - швидкодіючі АПВ;
- АПВНН - АПВ з перевіркою наявності напруги;
- АПВОС - АПВ з очікуванням синхронізму;
- АПВУС - АПВ з уловлюванням синхронізму.

По виду обладнання, на яке дією АПВ повторно подається напруга, розрізняють АПВ: ЛЕП, шин, трансформаторів (рис. 1.3).

По кратності дії - одноразові і багаторазові (рис. 1.4).

По виконанню - електричні і механічні (рис. 1.5).

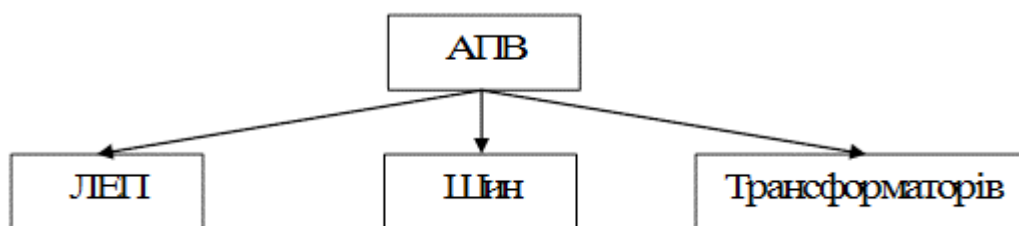


Рисунок 1.3 - Класифікація за видом обладнання, на якому встановлюється АПВ

Електричні АПВ - АПВ, виконані за допомогою спеціальних релейних схем;

Механічні АПВ - АПВ, вбудовані в вантажні або пружинні приводи.

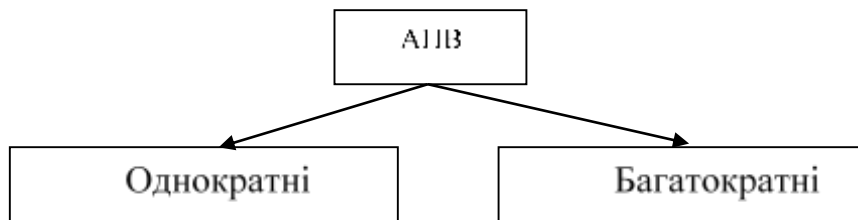


Рисунок 1.4 - Класифікація АПВ по кратності дії

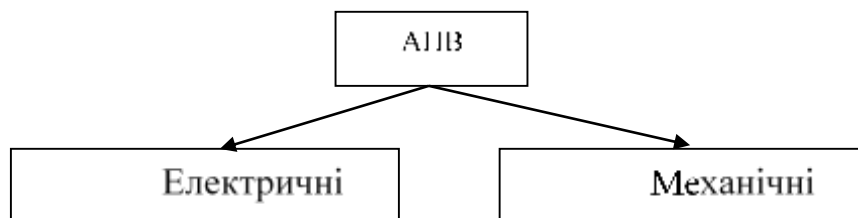


Рисунок 1.5 – Класифікація АПВ по виконанню

Основні вимоги до схем АПВ

1) Схеми АПВ повинні приходити в дію при **аварійному відключенні** вимикача (або вимикачів) що знаходилися в роботі. У деяких випадках схеми АПВ повинні відповідати *додатковим* вимогам, при виконанні яких дозволяється пуск АПВ (наявність або відсутність напруги, наявність синхронізму, відновлення частоти і ін.);

2) Схеми АПВ **не повинні** приходити в дію при **оперативному відключенні** вимикача персоналом, а також коли вимикач відключається РЗ відразу після його включення персоналом (**включення вимикача на КЗ**), оскільки пошкодження в таких випадках зазвичай бувають стійкими. Схеми АПВ повинні передбачати можливість **заборони** дії АПВ при спрацьовуванні окремих захистів. Так, наприклад, як правило, не допускається дія АПВ трансформаторів при внутрішніх пошкодженнях (диференційний або газовий захист трансформаторів). В окремих випадках не допускається дія АПВ ліній при спрацьовуванні диференційного захисту шин.

3) Схеми АПВ повинні забезпечувати певну кількість повторних включень, тобто діяти із **заданою кратністю**. Застосовуються також АПВ дворазової, а в деяких випадках і триразової дії.

4) Час дії АПВ повинен бути мінімально можливим, для швидкого відновлення нормального режиму роботи. Найменша витримка часу, з якою виконується АПВ на лініях з одностороннім живленням, приймається 0,3-0,5 сек. Разом з тим, в деяких випадках, коли висока ймовірність пошкодження лінії, викликана накидами і дотиками до проводів пересувними механізмами, доцільно для підвищення успішності АПВ приймати збільшені витримки часу.

5) Схеми АПВ повинні забезпечувати автоматичне повернення в початкове положення і готовності до нової дії після включення в роботу вимикача, на який діє АПВ.

1.3 Електричне АПВ однократної дії

Електричні АПВ одноразової дії з автоматичним поверненням отримали найбільш широке поширення. Традиційно такі АПВ виконані за допомогою комплектного пристрою РПВ-58.

Принципова схема АПВ для лінії з масляним вимикачем приведена на рис. 1.6. У комплектний пристрій РПВ-58 входять: реле часу *КТ* типу ЕВ-133 з додатковим резистором *R1* для забезпечення термічної стійкості реле; проміжне реле *KL1* з двома обмотками - паралельної і послідовної; конденсатор *C* (20 мкФ), що забезпечує однократність дії АПВ; зарядний резистор *R2* (1,1 МОм) і розрядний резистор *R3* (510 Ом).

У розглянутій схемі також встановлені контактор *КМ* електромагніту включення вимикача *УАС*, електромагніт відключення вимикача *УАТ*, реле положення "Відключено" (*KQT*), реле положення "Включено" (*KQC*), проміжне реле *KBS*, призначене для запобігання багаторазового включення вимикача на стійке *K3*, використані допоміжні контакти (блок-контакти) *SQ.1* і *SQ.2* вимикача.

Дистанційне керування вимикачем проводиться ключем управління *SA*, у якого передбачена фіксація положення останньої операції. Тому після операції включення ключ управління залишається в положенні "Включити" (*B₂*), а після операції відключення - в положенні "Відключити" (*O₂*).

Початкове положення схеми (див. рис 1.6) відповідає відключеному вимикачу *Q*, ключ управління *SA* - в положенні "Відключити" (*O₂*), реле положення "Відключено" (*KQT*) - живиться.

При включенні *Q* ключ управління *SA* переводиться в положення "Включити" (*B₂* через *B₁*). Контактор *КМ* отримує живлення по ланцюгу *SA*. (5-7) - *KBS.1-SQ.1-КМ*, відбувається включення *Q*. Плюс оперативного струму АПВ підводиться через *SA*. (1-3) до конденсатору *C*, який заряджається через зарядний резистор *R2*. Після заряду конденсатора *C* (20-25 с) схема АПВ знаходиться в стані готовності. Реле положення "Відключено" *KQT*, яке здійснює контроль справності ланцюгів включення, відключається, тому що після включення *Q* блок контакт *SQ.1* що розмикається розірве ланцюг його живлення. Його контакт *KQT.1* в ланцюзі пуску схеми АПВ розімкнеться.

Пуск схеми АПВ відбувається при відключенні вимикача **релейним захистом** в результаті виникнення **невідповідності між** положенням ключа управління *SA*, яке не змінилося, і положенням вимикача *Q*, який тепер відключений. **Невідповідність положень ключа і вимикача** (стандартний ознака пуску АПВ) характеризується тим, що через контакти ключа 1-3 на схему АПВ як і раніше подається плюс оперативного струму, а раніше розімкнутий допоміжний контакт вимикача *SQ.1* **переключився** і замкнув ланцюг обмотки реле *KQT*, яке, спрацювавши, подало контактом *KQT.1* мінус на обмотку реле часу *КТ*.

включається, розмикається його допоміжний контакт *SQ.1* і повертаються в початкове положення реле *KQT*, *KT* і *KL1*.

Якщо пошкодження на ЛЕП було **нестійким**, вона залишиться в роботі. Після розмикання контакту реле часу *KT.2* конденсатор *C* почне заряджатися через зарядний резистор *R2*, опір якого вибирається таким, щоб час заряду конденсатора *C* становив **20-25 с**. Таким чином, через зазначений час схема АПВ буде підготовлена до нового дії.

У разі **стійкого** ушкодження на ЛЕП, вимикач який включився під дією схеми АПВ, знову відключиться РЗ і знову спрацюють реле *KQT* і *KT*. Реле *KL1*, однак, при цьому другий раз працювати не буде, так як конденсатор *C*, розряджений при першій дії АПВ, ще не встигне зарядиться. Таким чином, розглянута схема забезпечує **одноразову дію** при стійкому КЗ на ЛЕП.

При **оперативному відключенні** вимикача ключем управління *SA* не виникає невідповідності, і схема АПВ не діє, так як одночасно з подачею команди на відключення вимикача контактами ключа 6-8 розмикаються його контакти 1-3, чим знімається плюс оперативного струму зі схеми АПВ. Тому спрацює тільки реле *KQT*, а реле *KT* і *KL1* не спрацюють. Одночасно зі зняттям оперативного струму контактами 1-3 *SA* замикаються контакти 2-4 і конденсатор *C* розряджається через резистор *R3*. При **оперативному включенні** вимикача ключем управління готовність схеми АПВ до дії настає після заряду конденсатора через 20-25 с.

У разі відключення ЛЕП РЗ, **коли дія АПВ не потрібна**, через резистор *R3* проводиться розряд конденсатора.

Для **запобігання багаторазового включення вимикача на стійке КЗ**, що могло б мати місце в разі **залипання контактів реле *KL1*** в замкнутому стані, в схемі управління встановлюється спеціальне проміжне реле *KBS*, що має дві обмотки - робочу послідовну і паралельну утримуючу. Реле *KBS* спрацьовує при проходженні струму по котушці відключення вимикача і утримується в спрацювавшому положенні (*KL1-KL1.1-KBS.2-KBS*) до зняття команди на включення. Ланцюг обмотки *KM* при цьому розмикається контактом *KBS.1*, завдяки чому запобігається включення вимикача.

1.4 Особливості виконання АПВ на телемеханізованих ПС

Розглянута вище схема АПВ застосовується у випадках, коли в нормальному режимі положення ключа управління вимикачем відповідає положенню вимикача: вимикач включений - ключ знаходиться в положенні "*Включити*"; вимикач відключений - ключ в положенні "*Відключити*". Це, однак, має місце не завжди. Так, наприклад, на телемеханізованих ПС без чергового персоналу є як місцеве дистанційне управління, здійснюване за допомогою ключа, встановленого на щиті управління даного об'єкта, так і телеуправління, здійснюване з диспетчерського пункту. При телеуправлінні ключ управління, що знаходиться на самому об'єкті, залишається незмінно в тому положенні, в яке він був поставлений при останньої операції з ним.

Очевидно, що в цьому випадку схема АПВ, наведена на рис. 1.6, не може бути використана, оскільки вона буде виконувати повторне включення вимикача при його оперативному відключенні через пристрій телеуправління. Тому на телемеханізованих ПС для управління вимикачем використовуються ключі управління без фіксації положення типу ПМОВ або МКФ, а для запам'ятовування попередньої команди управління передбачається спеціальні реле фіксації команди. Ці ключі управління мають три положення: "Включити", "Відключити" і "Нейтральне", причому після операцій включення і відключення ключ повертається у вихідне положення "Нейтральне". Ключі управління без фіксації крайніх положень можуть застосовуватися також і на об'єктах, які не мають телеуправління. В якості реле фіксації в традиційних релейних схемах використовуються двопозиційні проміжні реле *KQQ* типів РП8 і РП11.

Схема включення обмоток і контактної системи реле РП11 приведена на рис. 1.7. Проміжне реле РП11 (РП8) має два електромагніти з обмотками *B* і *O*, між якими розташований якорь, пов'язаний з контактною системою. Коли струм в обмотках обох електромагнітів відсутній, якорь реле знаходиться в правому або лівому положенні в залежності від того, в обмотку якого електромагніту був поданий останній імпульс струму.

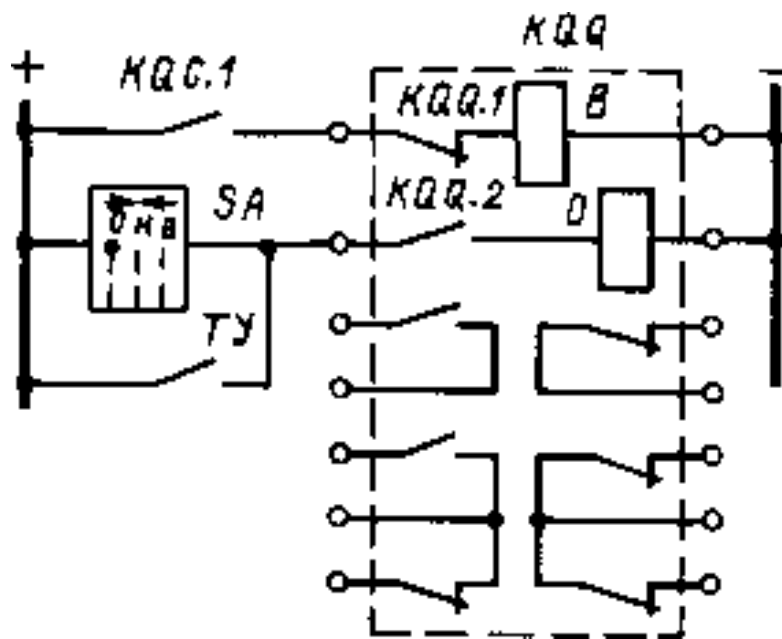


Рисунок.1.7 - Схема включення обмоток двопозиційного проміжного реле типу РП11

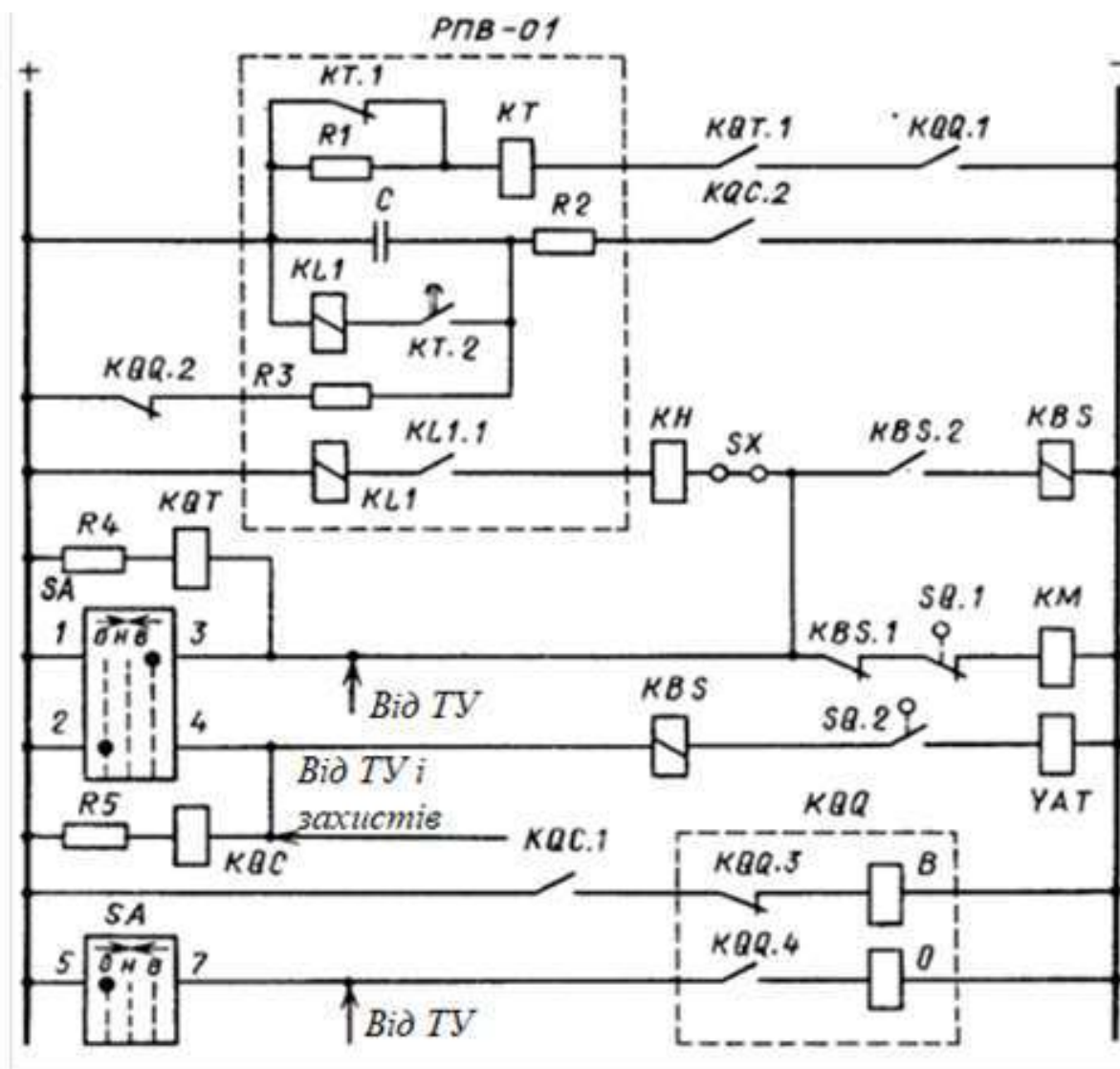
Послідовно з обмотками електромагнітів включені допоміжні контакти цього реле *KQQ.1* і *KQQ.2*, тому напруга може бути подана тільки на обмотку того електромагніту, який підготовлений до дії. При подачі напруги на цю обмотку якорь реле перекидається і, переходячи через нейтральне положення, перемикає як допоміжні, так і основні контакти. Обмотки електромагнітів не розраховані на тривалу дію струму і тому включаються допоміжними контактами тільки на час, необхідний для спрацьовування реле.

При **будь-якому включенні** вимикача (див. рис 1.7) спрацьовує реле положення "*Включено*" *KQC* і подає контактом *KQC.1* плюс оперативного струму на обмотку *B* реле фіксації *KQQ*, яке при цьому спрацьовує і, перемикаючи свої контакти, фіксує команду "*Включити*", а також готує ланцюг обмотки *O*. При **відключенні вимикача від ключа управління або пристрою телеуправління** одночасно подається плюс оперативного струму на обмотку *O*. При реле *KQQ*, яке при цьому спрацьовує і, перемикаючи свої контакти, фіксує команду "*Відключити*" і готує ланцюг обмотки *B*. **При відключенні вимикача від РЗ** плюс оперативного струму на обмотку *O* не подається.

Таким чином, **при включеному вимикачі** положення реле фіксації *KQQ* **завжди відповідає** положенню вимикача *Q*. При **відключеному** же вимикачі така відповідність має місце **тільки при оперативному відключенні** вимикача від ключа управління *SA* або пристрою телеуправління ТУ. При відключенні вимикача під дією **релейного захисту** реле фіксації *KQQ* залишається в положенні "*Включено*", завдяки чому виникає **невідповідність** між положеннями **вимикача і реле *KQQ***, використовуваного для пуску схеми АПВ.

Для масляних вимикачів, схема управління виконана з використанням ключа управління *SA* без фіксації і двопозиційного проміжного реле фіксації положення *KQQ*. Ця схема може застосовуватися на підстанціях як з телеуправлінням, так і без нього.

Схема (рис. 1.8) **показана** в положенні, коли **вимикач відключений**. При цьому ключ *SA* знаходиться в нейтральному положенні, реле *KQQ* - в положенні "*Відключено*" (підготовлений ланцюг *B*), реле *KQC* відключене, *KQT* включене, якщо живлення оперативних ланцюгів введено.



При будь-якому включенні вимикача спрацьовує реле положення "Включено" *KQC* (*R5-KQC-KBS-SQ.2-YAT*) за рахунок замикання допоміжного контакту *SQ.2* і контактом *KQC.1* живить ланцюг *B KQQ*. *KQQ* перемикає свої контакти, готуючи ланцюг пуску схеми АПВ (*KQC.2*), а реле *KQT* відключається за рахунок розмикання *SQ.1* і розмикає свій контакт *KQT.1*.

При спрацьовуванні релейного захисту (PЗ-*KBS-SQ.2-YAT*) вимикач відключається і замикається його допоміжний контакт *SQ.1*, а реле *KQQ* залишається в положенні "Включено" і його контакт *KQQ.1* також залишається включеним. В результаті спрацьовує реле *KQT* (*R4-KQT-KBS.1-SQ.1-KM*) і, замикаючи свій контакт *KQT.1*, запускає АПВ по ланцюгу *KT.1-KT-KQT.1-KQQ.1*.

Після закінчення встановленої витримки часу АПВ подає команду на включення вимикача. **Якщо пошкодження було нестійким**, то вимикач залишається включеним. Допоміжний контакт *SQ.1* розімкнеться, внаслідок

чого повернуться реле KQT і KT . Після повернення реле часу конденсатор C почне заряджатися, готуючи АПВ до нової дії.

При стійкому пошкодженні на лінії знову спрацює захист і відключить вимикач. Знову спрацюють реле KQT і KT , але другого повторного включення не відбудеться, тому що конденсатор C розряджений і не заряджається, поки розімкнуті контакти $SQ.2$ і $KQC.2$. У такому положенні схема буде перебувати до усунення оперативним персоналом невідповідності між положеннями вимикача, який відключений, і реле KQQ , яке залишилося в положенні "Включено". **Усунення невідповідності** здійснюється подачею імпульсу на відключення, при цьому реле KQQ перемикається в положення "Відключено".

Якщо проводиться **оперативне відключення** вимикача від ключа управління або пристрою телеуправління, то АПВ не відбудеться, тому що одночасно з замиканням ланцюга що відключає котушки вимикача YAT замикається ланцюг обмотки O реле KQQ , яке при цьому перемикає свої контакти, здійснюючи такі операції:

- контактом $KQQ.1$ розмикається ланцюг пуску схеми АПВ;
- контактом $KQQ.2$ проводиться розряд конденсатора C через резистор $R3$ для запобігання АПВ при подальшому оперативному включенні вимикача;
- розмикання контактом $KQQ.1$ ланцюга пуску схеми АПВ дозволяє **уникнути тривалого обтікання струмом реле часу KT** , так як при відключеному вимикачі реле KQT буде тримати свої контакти замкнутими;
- одночасно допоміжні контакти реле KQQ відключають обмотку O і готують ланцюг обмотки B для наступної операції включення вимикача.

При **оперативному включенні** вимикача від ключа SA або пристрою телеуправління допоміжний контакт $SQ.2$ замикає ланцюг обмотки реле KQC , яке при цьому спрацьовує і подає імпульс на обмотку B реле KQQ . Це реле спрацьовує і, перемикаючи свої контакти, робить такі дії: розмикає ланцюг розряду конденсатора C , який при цьому починає заряджатися; готує ланцюг пуску АПВ та ланцюг обмотки O реле KQQ . Через 20-25 с (після заряду конденсатора) АПВ автоматично приводиться в стан готовності до дії.

Зауважимо, що внаслідок великого опору обмотки реле KQC і послідовно включеного з нею резистора $R5$ значення струму що протікає по цьому ланцюзі недостатньо для спрацьовування котушки відключення YAT .

При вивченні матеріалу слід звернути увагу на невідповідність нумерації контактів KQQ на рис. 1.7 і 1.8.

1.5 Особливості виконання АПВ на повітряних вимикачах

Нормальна робота повітряного вимикача забезпечується за умови, що стиснене повітря в його резервуарах знаходиться під певним тиском. При зниженні тиску стисненого повітря нижче мінімально допустимого значення вимикач працювати не може. Ця особливість вимагає здійснення контролю над тиском стиснутого повітря і блокування ланцюгів управління при зниженні тиску до неприпустимого значення.

При відключенні і включенні вимикача витрачається частина повітря, запасеного в його резервуарах, що супроводжується зниженням тиску. Особливо велика витрата повітря, і відповідно зниження тиску, спостерігаються при відключенні вимикача. Найбільш важкі умови роботи створюються у вимикача, обладнаного АПВ. У цьому випадку запас і тиск повітря повинні забезпечити нормальну роботу вимикача в циклі неуспішного АПВ, тобто в циклі О - В - О, і найменший тиск, при якому зберігається номінальна потужність відключення. Для сучасних вимикачів 110-500 кВ з повітряним наповненням відокремлювачем типів ВВ і ВВН ці тиски складають 2; 1,9; 1,6 МПа (відповідно циклу О - В - О). Випускається також уніфікована серія повітряних вимикачів ВНВ з робочим тиском 4 МПа (3,9 и 3,6 МПа). $\langle 1 \text{ атм} = 1,01 \cdot 10^5 \text{ Па или } 1 \text{ МПа} \approx 10 \text{ атм} \rangle$. Контроль за тиском стисненого повітря і блокування ланцюгів управління вимикачем проводиться за допомогою електроконтактних манометрів, налаштованих на відповідні уставки.

На рис. 1.9 приведена схема електричного одноразового АПВ для лінії 330 кВ. **Пуск схеми АПВ** здійснюється, як і в схемі, розглянутої раніше, при замиканні контактів реле положення "Відключено" *KQT.1* і реле фіксації *KQQ.1* в ланцюзі обмотки реле часу *KT*.

У ланцюгах котушок включення *YAC* і відключення *YAT* включені контакти реле *KLP1* (*KLP1.1*) - повторювача положення контакту манометра *BPI*, який замикається **при найменшому допустимому тиску 1,6 МПа (3,6 МПа)**.

Оскільки тиск повітря в резервуарах вимикача при включенні вимикача знижується не на багато, включення вимикача при тиску 1,6 (3,6) МПа допустимо. У разі включення вимикача на стійке КЗ він буде відключений дією релейного захисту знову, так як мінімально допустимий тиск для відключення вимикача складає 1,6 (3,6) МПа. Для запобігання дії АПВ **в разі дистанційного включення** вимикача на КЗ одночасно з подачею команди на включення здійснюється розряд конденсатора *C* пристрої АПВ через опір *R3* за допомогою замикаючого контакту ключа управління *SA*. Проміжне реле *KLP1* крім паралельної обмотки має послідовну обмотку, включену послідовно з котушками включення і відключення. Наявність цієї обмотки забезпечує завершення процесу включення або відключення вимикача в разі розмикання при цьому контактів манометра *BPI*. Паралельно послідовної обмотці *KLP1* включений резистор *R6*, завдяки чому забезпечується контроль справності ланцюгів *YAC* і *YAT* при розімкнутому положенні контактів реле *KLP1* (при зниженні тиску нижче 1,6 або 3,6 МПа).

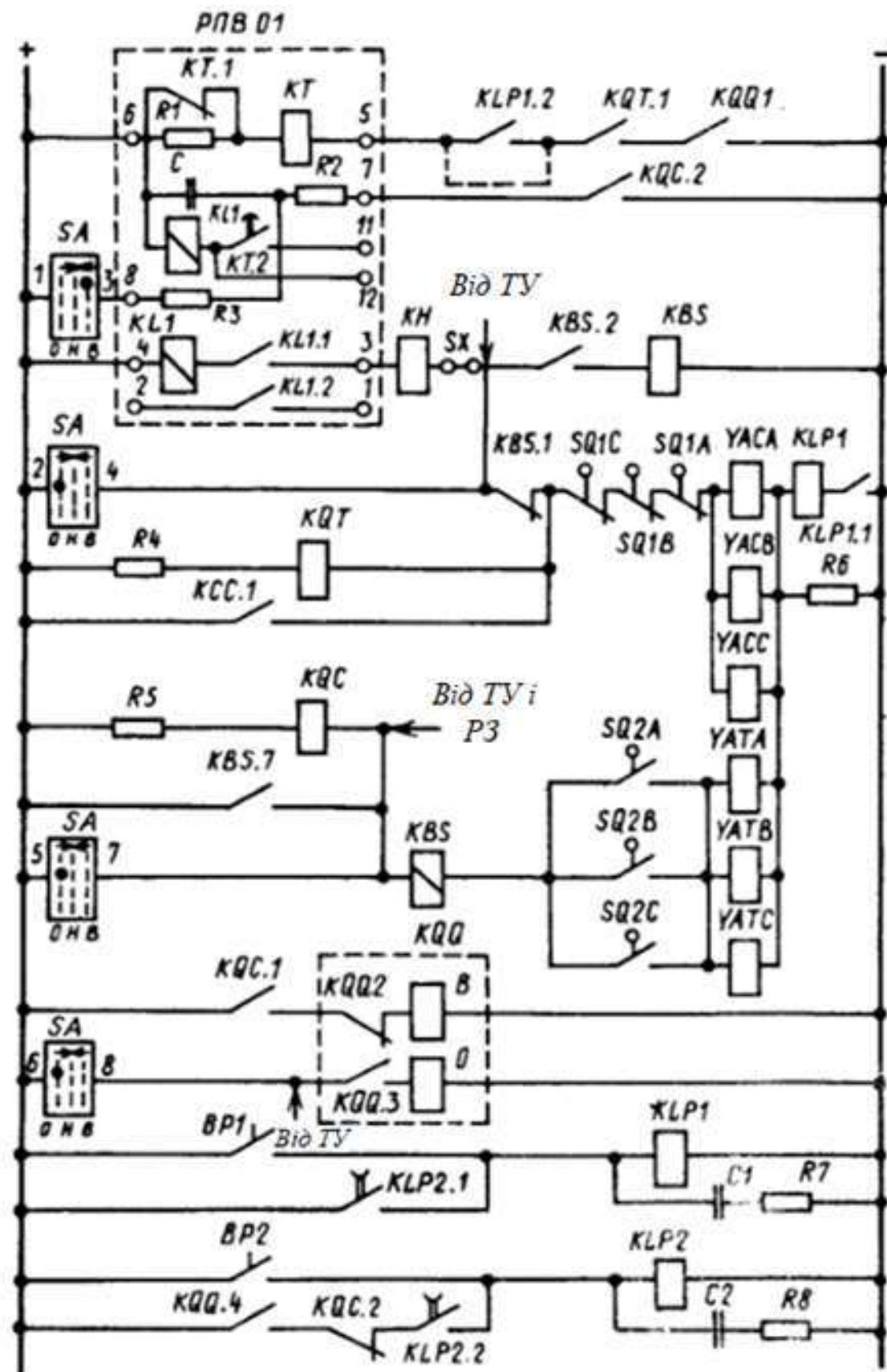


Рисунок. 1.9 – Схема електричного АПВ одноразової дії для лінії з повітряним вимикачем

Якщо після відключення пошкодженої лінії тиск в резервуарах впаде нижче 1,6 МПа, реле *KLP1* розімкнеться свій контакт *KLP1.1*, не дозволяючи працювати реле часу АПВ. Після того як тиск відновиться, відбудеться пуск АПВ та через витримку часу, встановлену на реле *KT*, відбудеться включення вимикача. Тому схему АПВ, наведену на рис. 1.9, називають схемою з очікуванням відновлення тиску.

Як показує досвід експлуатації, після відключення повітряного вимикача протягом часу близько 1 с в повітряній системі відбуваються різкі коливання тиску, внаслідок чого контакти манометра вібрують, то розмикаючи, то замикаючи ланцюг, що може привести до відмови АПВ.

Для запобігання розмикання в цьому випадку контактів *KLP1.2*, які можуть використовуватися в ланцюзі пуску АПВ (нормально зашунтовані перемичкою на рис. 1.9), реле *KLP1* утримується через розмикаючийся з уповільненням контакт реле *KLP2.1*. Це реле, що спрацьовує при замиканні контактів манометра *BP2* (з уставкой 1,9 або 3,9 МПа), самоутримується через контакти *KQQ.4*, *KQC2* (ланцюг невідповідності) і *KLP2.2*.

Якщо тиск до АПВ був нормальним (*BP2* включено), то вібрація контактів *BP1* перекриється за часом уповільненням контакту реле *KLP2.1*. У разі зниження тиску в процесі відключення вимикача нижче 1,9 (3,9) МПа АПВ спрацює з очікуванням відновлення тиску до 1,6 (3,6) МПа.

Реле *KLP2* повернеться (знеструмиться) після розмикання контакту *KQC.2*, що станеться, коли вимикач буде включений в роботу. Після повернення реле *KLP2* з уповільненням повернеться реле *KLP1*, якщо тиск при цьому виявиться нижче 1,6 (3,6) МПа.

1.6 Вибір уставок одноразових АПВ для ліній з одностороннім живленням

Витримка часу АПВ на повторне включення вимикача визначається по двом умовам:

1) Повторне включення вимикача який вимкнувся стає можливим після того, як привід встановиться в положення **готовності** для включення:

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_{\text{г.п.}} + t_{\text{зап}}, \quad (1.1)$$

де: $t_{\text{г.п.}}$ - час *готовності приводу*, який може змінюватися в межах **0,2-1** с для приводів різних типів; $t_{\text{зап}}$ - час запасу, що враховує мінливість $t_{\text{г.п.}}$ і похибку реле часу АПВ, приймається рівним **0,3-0,5** с.

2) Для того, щоб повторне включення було успішним, необхідно, щоб за час від моменту відключення лінії до моменту повторного включення і подачі напруги не тільки погасла електрична дуга в місці КЗ, а й **відновилися ізоляційні властивості повітря**:

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}}, \quad (1.2)$$

де $t_{\text{д}}$ – час деінізації, що становить 0,1-0,3 с.

При виборі уставок АПВ приймається більше значення $t_{1 \text{ АПВ}}$ з отриманих за виразами (1.1) і (1.2).

У деяких випадках витримки часу приймаються більше визначених за виразами (1.1) і (1.2), близько **2-3 с.**, Що буває доцільно для підвищення успішності дії АПВ на лініях, де найбільш часті пошкодження внаслідок накидів, падінь дерев і торкань проводів пересувними механізмами.

Час автоматичного повернення АПВ в початковий стан вибирається з умови забезпечення **однократності дії**:

$$t_{2 \text{ АПВ}} \geq t_{\text{зах}} + t_{\text{від}} + t_{\text{зап}}, \quad (1.3)$$

де: $t_{\text{зах}}$ – найбільша витримка часу захисту; $t_{\text{від}}$ – час відключення вимикача.

Зазвичай час заряду конденсатора пристрою РПВ-58 становить 20-25 с і, як правило, задовольняє виразу (1.3).

У схемах АПВ, повернення яких в початкове положення здійснює реле часу, **що запускається в момент відключення вимикача**, витримка часу автоматичного повернення визначається виразом:

$$t_{2 \text{ АПВ}} \geq t_{1 \text{ АПВ}} + t_{\text{вкл}} + t_{\text{зах}} + t_{\text{від}} + t_{\text{зап}}, \quad (1.4)$$

де $t_{\text{вкл}}$ – найбільший час включення вимикача.

1.7 Прискорення дії релейного захисту при АПВ

Прискорення захисту після АПВ

Повторне включення на **стійке пошкодження** лінії, яка не має швидкодіючого захисту, шкідливо відбивається на роботі споживачів, призводить до збільшення розмірів пошкодження в місці КЗ і посилює небезпеку порушення стійкості паралельної роботи електростанцій. Тому перед повторним включенням вимикача лінії проводиться прискорення дії її захисту, тобто автоматичне зниження або виключення повністю витримки часу.

Прискорення захисту після АПВ передбачається **директивними матеріалами** не тільки для ліній, що **не мають швидкодіючого захисту**, але також для ліній, що мають складні швидкодіючі захисти, як **міра підвищення надійності** захисту лінії в цілому.

На **кабельних лініях** прискорення захисту після АПВ необхідно застосовувати для запобігання пошкодження кабелів через **перегрів** при тривалому проходженні струму. На рис. 1.10 показана схема виконання

прискорення максимального струмового захисту після АПВ. При першому КЗ (до АПВ) вихідне реле *KL* працює з витримкою часу, яку задає реле часу *KT* своїм контактом що замикається *KT.2*. Ланцюг прискореної дії нормально розімкнутий контактом проміжного реле прискорення *KL2.1* (див. рис1.6).

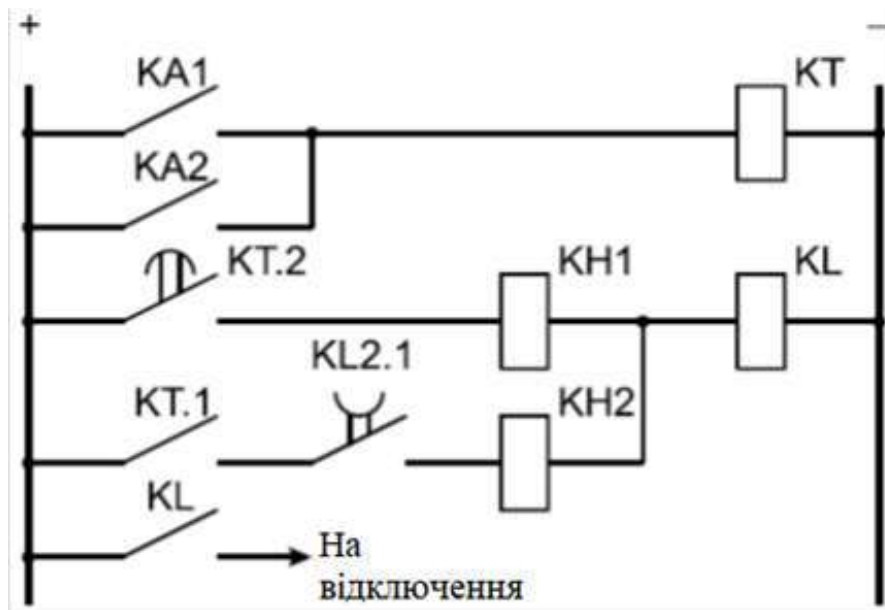


Рисунок 1.10 - Схема виконання прискорення максимального струмового захисту після АПВ

Під час АПВ контакт *KL1.2* живить проміжне реле *KL2*, яке своїм контактом *KL2.1* створює ланцюг прискорення. Контакт *KL2.1* має уповільнення на повернення 0,7-1 с. При другому КЗ (під час АПВ) вихідне реле *KL* буде запущено без витримки часу від реле часу *KT*

прослизаючим контактом *KT.1*. Як *KL2* зазвичай використовується реле типу РП-252.

Для запуску проміжного реле прискорення нарівні зі схемою, що показана на рис. 1.6, застосовується схема, наведена на рис. 1.11. При відключенні вимикача спрацьовує реле *KQT* і крім розглянутих раніше дій замикає контакт в ланцюзі обмотки реле *KL2*, яке, спрацювавши, в свою чергу замикає ланцюг прискорення. При подачі команди на включення вимикача реле *KQT* повертається і знімає плюс з обмотки реле *KL2*. Однак останнє повертається не відразу, а з уповільненням 0,7-1 с., Що є достатнім для спрацьовування захисту по ланцюгу прискорення при включенні вимикача на стійке КЗ.

Для прискорення захисту можуть використовуватися безпосередньо контакти реле *KQT*. При цьому спеціальне реле *KL2* не встановлюється, а в якості *KQT* використовується уповільнене на повернення реле типу РП-252.

Схема, наведена на рис. 1.11, забезпечує прискорення захисту при будь-якому включенні вимикача, як від АПВ, так і від ключа управління *SA*, що є її перевагою.

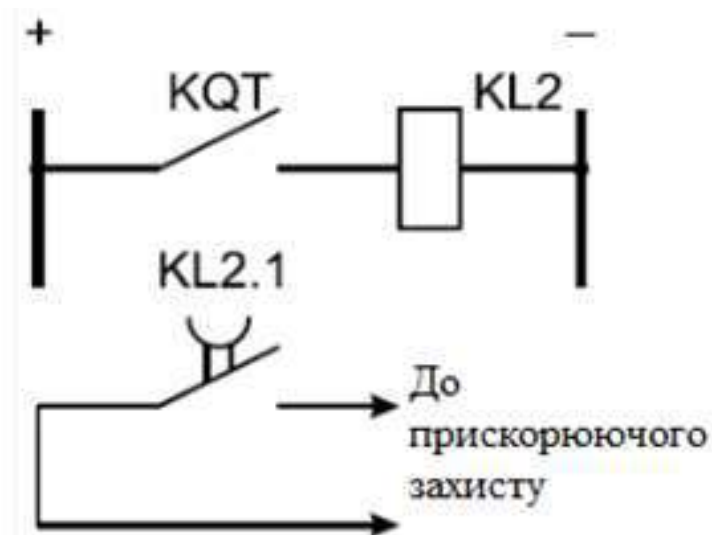


Рисунок 1.11 - Схема запуску проміжного реле прискорення

Прискорення захисту до АПВ

Прискорення захисту до АПВ дозволяє прискорити відключення КЗ і забезпечити селективну ліквідацію пошкоджень. У мережі яка показана на рис. 1.12, максимальний струмовий захист МСЗ-1, встановлений на лінії W1, за умовою селективності повинна мати витримку часу більше, ніж МСЗ-2 і МСЗ-3 ліній W2 і W3.

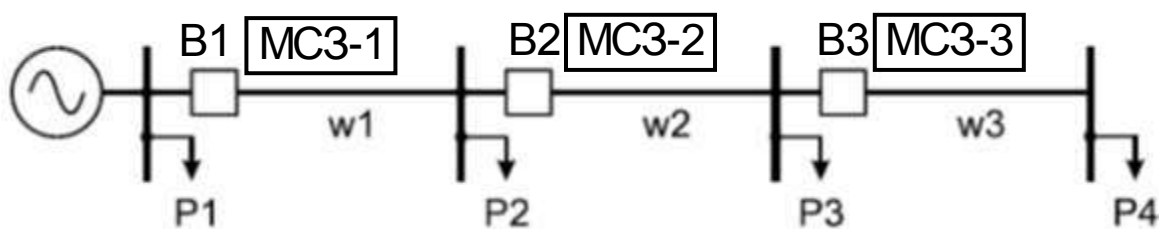


Рисунок 1.12 - Використання прискорення захисту до АПВ

Одним із способів, що забезпечують швидке відключення пошкоджень на лінії W1 без застосування складних захистів, є прискорення МСЗ цієї лінії до АПВ. З цією метою захист МСЗ-1 виконується так, що при виникненні КЗ вона перший раз діє без витримки часу незалежно від того, на якій з ліній відбулося КЗ, а після АПВ діє з нормальною витримкою часу.

У разі **КЗ на лінії W1** спрацьовує захист МТЗ-1 по ланцюгу прискорення і відключає цю лінію без витримки часу. Після АПВ, якщо пошкодження усунулось, лінія залишається в роботі; якщо ж пошкодження виявилось стійким, лінія знову відключиться, але вже з витримкою часу.

При **КЗ на лінії W2** відбувається неселективне відключення лінії W1 захистом МТЗ1 по ланцюгу прискорення без витримки часу. Потім лінія W1 під дією АПВ включається назад. Якщо пошкодження на лінії W2 виявилось стійким, то ця лінія відключається своїм захистом МСЗ-2, а лінія W1

залишається в роботі, так як після АПВ захист МСЗ-1 діє з нормальною селективною з МСЗ-2 витримкою часу.

Прискорення захисту до АПВ виконується аналогічно прискоренню після АПВ. Пуск реле $KL2$ при виконанні прискорення захисту до АПВ виконується при спрацьовуванні вихідного реле АПВ $KL1$ (рис. 1.6, 1.13). У реле $KL2$ при цьому використовується контакт що розмикається $KL2.2$ (рис. 1.13).

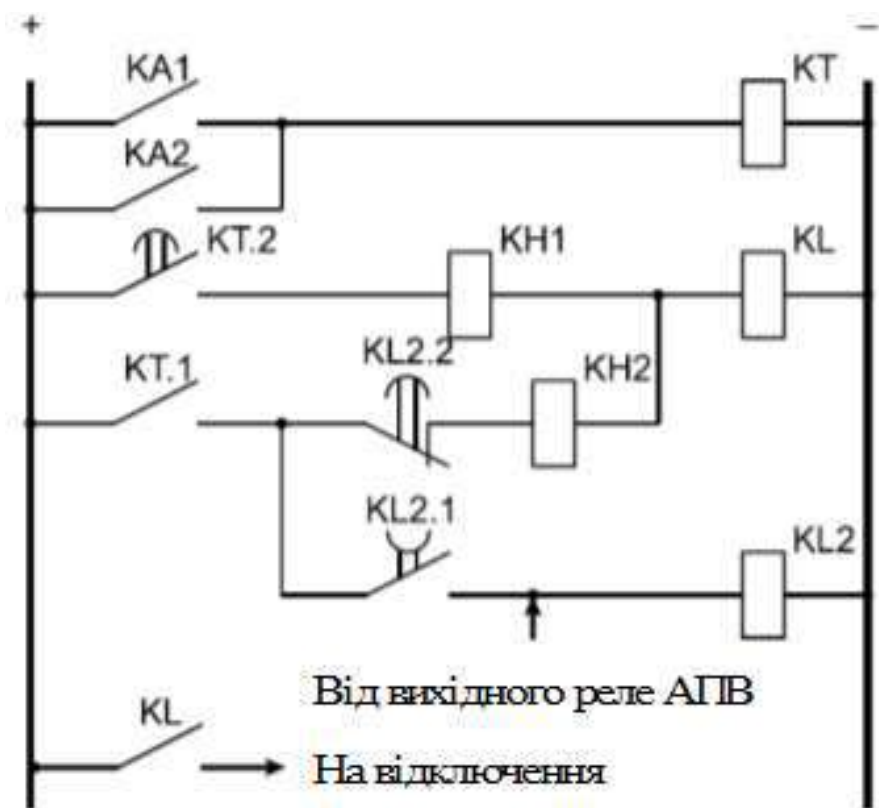


Рисунок 1.13 - Схема захисту з прискоренням до АПВ

Ланцюг прискорення буде замкнутий до АПВ та розімкнутий при дії АПВ на включення вимикача. Реле $KL2$ при цьому буде утримуватися в спрацьованому положенні до тих пір, поки не відключиться КЗ і не розімкнуться контакти реле захисту.

Почергове АПВ

При почерговому АПВ прискорення захисту до АПВ вводиться на всіх послідовних ділянках (див. рис 1.12) і після включення вимикачів реле прискорення залишається підтягнутими, забезпечуючи прискорення захисту і після включення вимикача від АПВ. Потім прискорення виводиться. АПВ подальшої ділянки має витримку більшу, ніж час АПВ $t_{АПВ1}$ і час t_{KL2} , протягом якого вводиться прискорення на попередній ділянці.

$$t_{АПВ2} = t_{АПВ1} + t_{KL2} + t_{зап};$$

$$t_{АПВ3} = t_{АПВ2} + t_{KL2} + t_{зап};$$

Прискорення захисту вводиться знову через час роботи АПВ та повернення реле прискорення останньої ділянки.

$$t_{\text{ВВрпу}} = t_{\text{АПВ3}} + t_{\text{KL2}} + t_{\text{зап}};$$

Розглянемо варіанти КЗ, див. схему рис. 1.12.

Неуспішне КЗ на W3:

- 1) працюють прискорені МСЗ-1, МСЗ-2, МСЗ-3 і відключають свої вимикачі;
- 2) включається від АПВ та з введенням прискорення МСЗ-1 В1;
- 3) оскільки КЗ немає, вимикач В1 залишається включеним, а прискорення МСЗ-1 виводиться;
- 4) включається від АПВ та з введенням прискорення МСЗ-2 В2;
- 5) оскільки КЗ немає, вимикач В2 залишається включеним а прискорення МСЗ-2 виводиться;
- 6) включається від АПВ та зі введенням прискорення МСЗ-3 В3;
- 7) виникло КЗ відключається прискореним захистом МСЗ-3;
- 8) вводиться назад прискорення захисту МСЗ-1 і МСЗ-2.

Неуспішне КЗ на W2:

- 1) працюють прискорені МСЗ-1, МСЗ-2 і відключають свої вимикачі;
- 2) включається від АПВ та з введенням прискорення МСЗ-1 В1;
- 3) оскільки КЗ немає, вимикач В1 залишається включеним, а прискорення МСЗ-1 виводиться;
- 4) включається від АПВ та з введенням прискорення МСЗ-2 В2;
- 5) виникло КЗ відключається прискореним захистом МСЗ-2;
- 6) вводиться назад прискорення захисту МТЗ-1.

Неуспішне КЗ на W1:

- 1) працює прискорена МСЗ-1, і відключає В1;
- 2) включається від АПВ та зі введенням прискорення МСЗ-1 В1;
- 3) виникло КЗ відключається прискореним захистом МТЗ-1.

В даному випадку всі короткі замикання відключаються без витримки часу, проте *сильно затягується безтолкова пауза* АПВ. Подібні схеми застосовуються на невідповідальних лініях, що відходять від електростанцій, де потрібне швидкодіюче відключення всіх ліній, що відходять.

Для виконання такої схеми досить додати в схему, представлену на рис. 1.11, реле часу, див. рис 1.14.

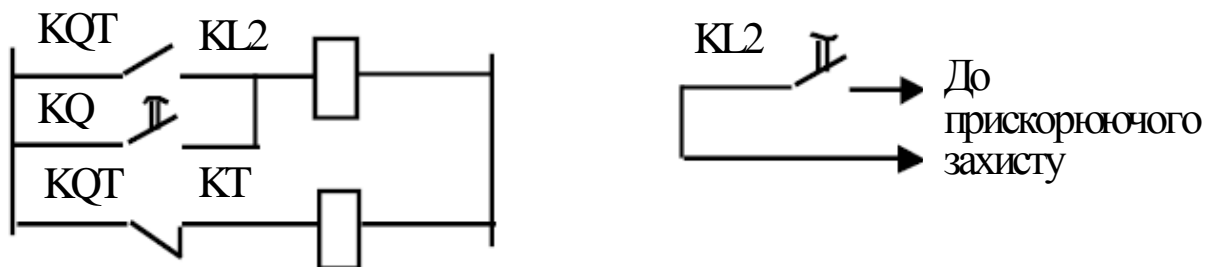


Рисунок 1.14 – Доповнення схеми прискорення для виконання почергового АПВ

1.8 Виконання АПВ на змінному оперативному струмі

Розглянута раніше схема електричного АПВ працювала на постійному оперативному струмі, при цьому енергія, необхідна для включення і відключення вимикачів і роботи реле, що входять в схему АПВ, надходить від акумуляторної батареї.

У схемах на змінному оперативному струмі в якості джерел енергії використовуються вимірювальні трансформатори струму і напруги, а також трансформатори власних потреб.

Пристрої АПВ в схемах на змінному оперативному струмі виконуються на вимикачах, обладнаних вантажними або пружинними приводами. У цих приводах енергія, необхідна для **операції включення**, запасається в попередньо натягнутих **пружинах** або піднятому **вантажі**. Підйом вантажу або натяг пружин проводиться вручну або за допомогою спеціального автоматичного електродвигунового редуктора (АДР), який складається з електродвигуна типу МУН потужністю 80-100 Вт і редуктора. Найбільшого поширення набули: вантажні приводи ПГМ-10, пружинні приводи ППМ-10, ПП-61, ПП-61-К, ВМП-10П і пружинно-вантажні приводи УППП.

У пружинних і вантажних приводах є спеціальні механічні пристрої, що виконують повторне включення вимикача без витримки часу при відключенні вимикача від **реле прямої дії (механічні пристрої АПВ)**, вбудовані в привід. При оперативному відключенні вимикача (вручну або дистанційно через котушку відключення) механічне АПВ блокується і вимикач залишається відключеним.

У разі АПВ на стійке КЗ і відключення вимикача від захисту пристрій АПВ вдруге не подіє, так як пружина (або вантаж) перебуває в незведеному стані. Для підготовки пристрою АПВ до нової дії необхідно вручну або від електродвигуна *М* завести пружину (або вантаж). Таким чином, механічні пристрої АПВ мають однократність дії. При необхідності механічний пристрій АПВ може бути виведено з дії за допомогою спеціального пристрою.

Механічні пристрої АПВ недостатньо надійні і, як правило, не допускають регулювання часу дії. Тому поряд з механічними пристроями АПВ набули широкого поширення електричні схеми АПВ на змінному оперативному струмі, що впливають на котушки що включаються вантажних або пружинних приводів миттєво або з витримкою часу.

На рис. 1.15 представлені схеми трифазного АПВ одноразової дії на змінному оперативному струмі для вимикачів з вантажними і пружинними приводами. У схему управління вимикача входять різні допоміжні контакти. Залежно від того, з якими деталями і вузлами приводу пов'язані ці контакти, їх можна розділити на наступні три групи:

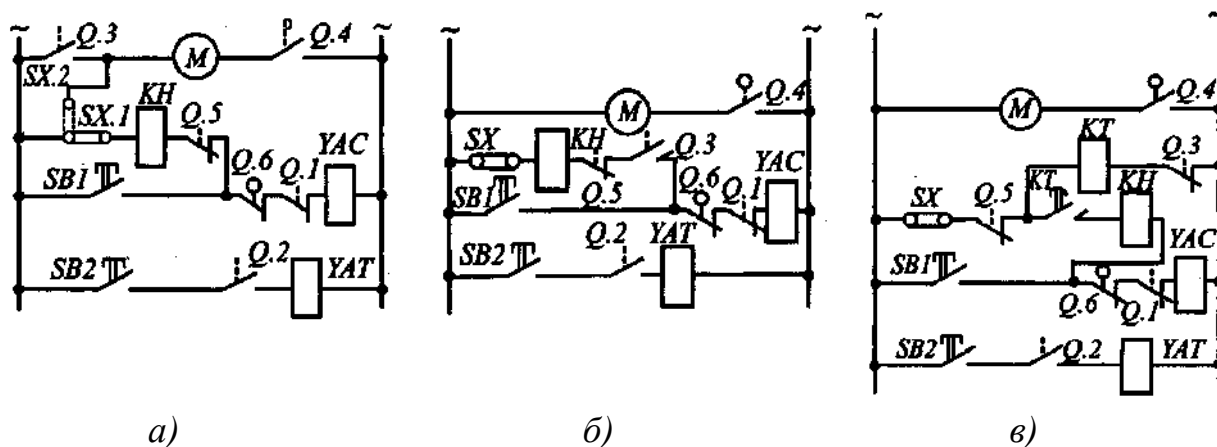


Рисунок 1.15 - Схеми пристроїв АПВ одноразової дії на змінному оперативному струмі від вимикачів з вантажними і пружинними приводами:

- а) - миттєвої дії і неавтоматичною підготовкою АПВ;
- б) - миттєвої дії і автоматичною підготовкою АПВ;
- в) - з витримкою часу і автоматичною підготовкою АПВ

1-а група пов'язана з механізмом натягу пружин що включаються і перемикається при зміні стану пружини. Допоміжний контакт **Q.6**, розімкнутий при ненатянутих пружинах і **закривається** тільки в момент їх **повного натягу**, називають **контактом готовності приводу**. Він керує ланцюгом електромагніту включення **YAC**.

Інший контакт **Q.4**, пов'язаний з пружиною, діє в зворотному порядку (замкнутий при ненатянутих пружинах і **розмикається** тільки в момент їх **повного натягу**) і використовується в якості **контакту кінцевого вимикача** в ланцюзі електродвигуна який заводить пружину що включає.

2-а група контактів **Q.1, Q.2, Q.3** пов'язана з валом приводу і перемикається при зміні положення вимикача по будь-якої причини.

До **3-й групи** відноситься так званий **аварійний контакт Q.5**, який замикається при включенні вимикача, залишається замкнутим при дії релейного захисту і розмикається тільки при оперативному відключенні вимикача.

У конкретній схемі автоматики можуть бути використані не всі названі допоміжні контакти.

Оперативне включення і відключення вимикача **Q** здійснюється електромагнітами **YAC** і **YAT** за допомогою кнопок включення і відключення **SB1** і **SB2** відповідно.

На схемі рис. 1.15, а всі допоміжні контакти показані в положенні, відповідному **відключеному вимикачу і повністю заведеної включаючої пружини**.

Після включення вимикача Q кнопкою включення $SB1$ включаюча пружина знаходиться в спрацьованому стані. Підготовка АПВ до дії відбувається замикаючим блок контактом вимикача $Q.3$, що забезпечує зведення включаючої пружини **тільки при включеному** положенні вимикача. Через контакти $Q.3$ і кінцевий вимикач $Q.4$ двигун M заводить пружини приводу вимикача Q і забезпечує повний натяг пружин.

При КЗ на лінії спрацює релейний захист і відключить вимикач Q за допомогою реле прямої дії.

Для виконання АПВ миттєвої дії паралельно кнопці включення $SB1$ включається аварійний допоміжний контакт **$Q.5$** , створює **ланцюг невідповідності** і забезпечує автоматичне повторне включення вимикача тільки при його відключенні релейним захистом. Слід мати на увазі, що блок контакт $Q.5$, пов'язаний з механізмом приводу вимикача Q , замикається при будь-якому включенні вимикача, а розмикається лише при оперативному відключенні. Останній своїм блок контактом $Q.1$ замкне ланцюг електромагніту включення УАС що забезпечить автоматичне включення лінії.

Якщо АПВ виявиться успішним, то лінія залишиться в роботі. Блок контакт вимикача $Q.3$ забезпечить зведення включаючої пружини і, тим самим підготовку АПВ до дії. При успішному АПВ привід приходить в стані готовності через час $t_{г.п} = 6 \dots 15$ с.

Якщо АПВ виявиться неуспішним, то повторного включення вимикача Q не відбудеться, тому що пружина його приводу не заведена і контакт $Q.6$ розімкнутий. Однократність дії УАПВ забезпечує блок-контакт вимикача $Q.3$, який розімкнутий при відключеному вимикачі Q і розмикає ланцюг живлення двигуна M .

Для підготовки до дії відключеного вимикача пружину треба звести. З цією метою накладка **SX** переводиться з положення **$SX.1$** в положення **$SX.2$** , через контакти кінцевого вимикача $Q.4$ двигун M заводу пружини приводу вимикача Q отримує живлення і забезпечує повний натяг пружини. При цьому контакти $Q.4$ розмикаються, а контакти готовності приводу $Q.6$ замикаються. Накладка **SX** **переводиться** в початкове положення **$SX.1$** .

Недолік схеми - застосування ручної операції з накладкою SX .

Схему УАПВ можна спростити і зробити більш універсальною, якщо послідовно з аварійним допоміжним контактом $Q.5$ **включити імпульсний замикаючий допоміжний контакт $Q.3$** вимикача (рис. 1.15, б), виключивши допоміжний контакт з ланцюга електродвигуна.

Завдяки цьому електродвигун може заводити пружини при будь-якому положенні вимикача, і необхідність в перемиканні накладки при неуспішному АПВ відпадає. Накладка SX служить тільки для виведення схеми УАПВ з дії. **Наявність в схемі імпульсного замикаючого контакту $Q.3$** забезпечує **однократність дії УАПВ**. Миттєво діюче УАПВ з імпульсним замикаючим

контактом виконують на вимикачах, обладнаних приводом ПП-67, у якого є такий контакт.

Електричний миттєво діючий пристрій АПВ, як і механічний, починає включати вимикач ще до того, як елементи вимикача і приводу прийдуть в стан спокою, наслідком є додаткові механічні удари і погана робота приводу. Поряд з цим короткі замикання не завжди встигають самоусунутися, так як час без струмової паузи мало (близько 0,2-0,3 с). Пристрій АПВ з витримкою часу не має зазначеного недоліку. На рис. 1.15 в, показана схема, що відрізняється від попередньої (рис. 1.15, б) наявністю реле часу *KT*, наприклад, типу ЕВ-228 з імпульсним замикаючим контактом *KT*. Реле часу запускається при відключенні вимикача і замиканні допоміжного контакту *Q.3*. Для забезпечення однократності дії пристрою АПВ мінімальний час підготовки приводу до включення повинно бути більше, ніж найбільша витримка часу релейного захисту та час дії АПВ разом узяті (див. формулу 1.4).

1.9 Двократне АПВ

Застосування двократного АПВ дозволяє підвищити ефективність цього виду автоматики. Як показує досвід експлуатації, успішність дії при другому включенні становить 10-20%, що підвищує загальний відсоток успішних дій АПВ до 75-95%. Двократне АПВ застосовують, як правило, на лініях з одностороннім живленням і на головних ділянках кільцевих мереж, де можлива робота в режимі одностороннього живлення.

У схемах АПВ двократної дії застосовується комплектний пристрій типу **РПВ-258**. На відміну від пристрою РПВ-58, розглянутого вище, РПВ-258 (рис. 1.16) містить два конденсатора *C1* і *C2* і реле часу *KT* з трьома контактами: *KT.1* розмикаючим без витримки часу, і двома контактами, що замикаються з витримками часу (тимчасово замикаючий - прослизаючий *KT.2* і опорний *KT.3*).

Пуск схеми двократного АПВ здійснюється так само, як і схеми однократного АПВ, контактами реле *KQT*, яке спрацює при відключенні вимикача і подає мінус на обмотку реле часу АПВ. Через встановлену витримку часу замкнеться прослизаючий контакт реле часу *KT.2* і створить ланцюг для розряду конденсатора *C1* на обмотку проміжного реле *KL1*, яке, спрацювавши, включить вимикач.

У разі успішного АПВ робота схеми припиниться. Якщо ж АПВ було неуспішним, і вимикач відключився, знову спрацює *KQT* і запустить реле *KT*. В цьому випадку при замиканні контакту *KT.2* проміжне реле *KL1* не спрацює, тому що конденсатор *C1* до цього часу не встигне зарядитися. Реле часу продовжуючи працювати, замкне контакт *KT.3*; при цьому під дією розряду конденсатора *C2* знову спрацює реле *KL1* і відбудеться другий цикл АПВ.

Для запобігання спрацювання АПВ в разі відключення вимикача після включення його ключем управління на КЗ в схемі здійснюється розряд конденсаторів *C1* і *C2* через резистори *R5* і *R3*. Аналогічно здійснюється заборона АПВ контактами реле захистів.

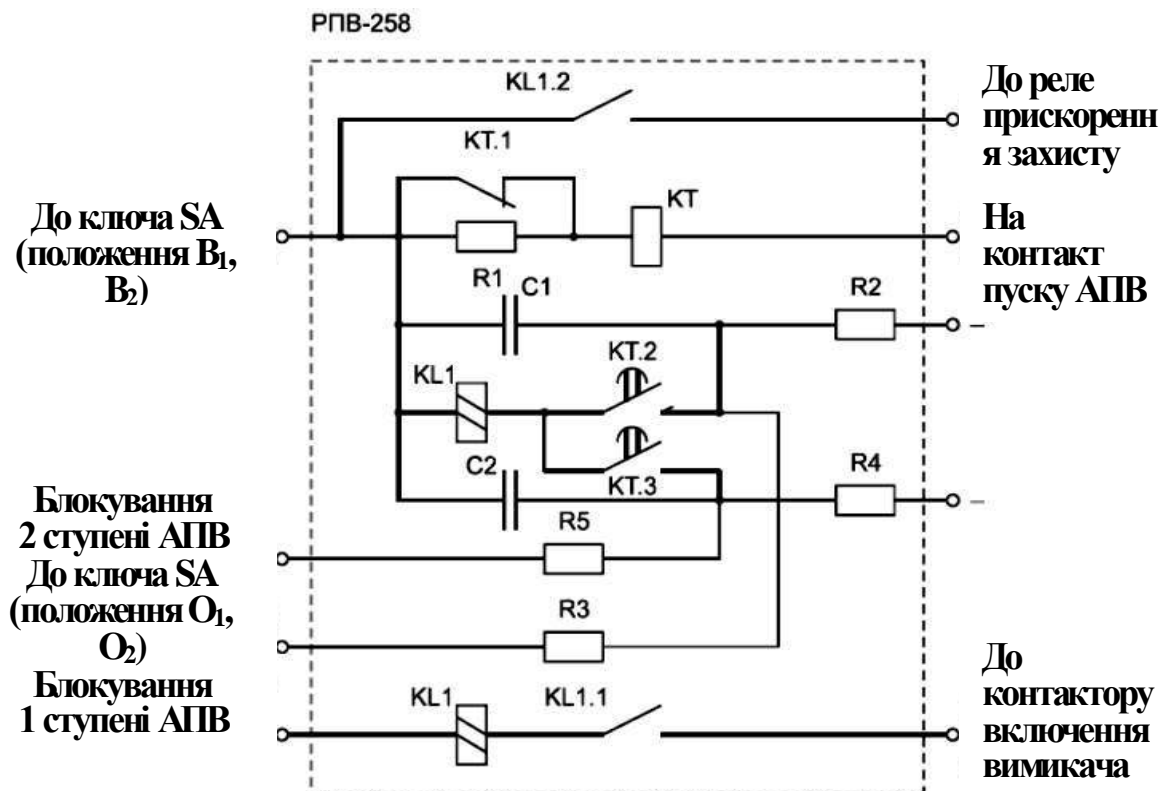


Рисунок 1.16 - Комплексний пристрій типу РПВ-258

Витримка часу першого циклу АПВ визначається за виразами (1.1) і (1.2) так само, як і для АПВ одноразової дії. Другий цикл згідно з ПБЕ повинен відбуватися через 10 - 20 с. після вторинного відключення вимикача. Така велика витримка часу АПВ у другому циклі диктується необхідністю підготовки вимикача до відключення третього КЗ в разі включення на стійке пошкодження. За цей час з гасильної камери видаляються обвуглені частинки що розложилися, камера знову заповнюється маслом, і відключаюча здатність вимикача відновлюється. У комплекті РПВ-258 час готовності до подальших дій після другого циклу становить 60-100 с.

1.10 Трифазне АПВ на лініях з двостороннім живленням

1.10.1 Загальні відомості

АПВ ліній з двостороннім живленням має деякі особливості, що визначається наявністю напруги по обох кінцях лінії. *Перша особливість* полягає в тому, що АПВ лінії повинно відбуватися лише після того, як вона буде **відключена по обидва боки**, що необхідно для *деіонізації повітряного проміжку* в місці пошкодження.

Друга особливість визначається тим, що успішне включення лінії (замикання в транзит) може супроводжуватися **великими поштовхами струму і активної потужності**, оскільки по обох кінцях відключеної лінії є напруга.

У тих випадках, коли дві електростанції або дві частини енергосистеми пов'язані декількома лініями (рис. 1.17, а), відключення однієї з них не призводить до порушення синхронізму і значної розбіжності по куту і

значенням напруг по кінцях відключеної лінії. АПВ в цьому випадку не буде супроводжуватися великим поштовхом зрівнюючого струму. Внаслідок цього на лініях з двостороннім живленням допускається застосування простих АПВ, аналогічних розглянутим вище, якщо дві електростанції або дві частини енергосистеми мають **три і більше** зв'язків близькою пропускної здатності.

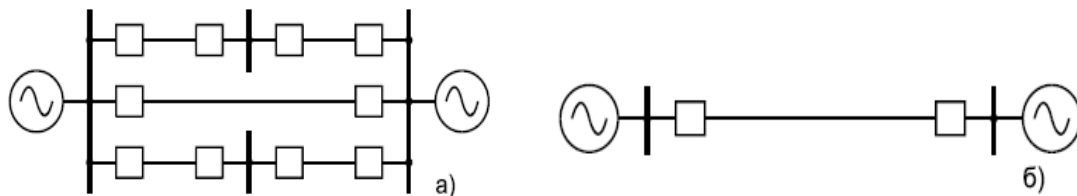


Рисунок 1.17 - Використання трифазного АПВ на лініях з двостороннім живленням

При включенні дією АПВ лінії з двостороннім живленням, коли синхронізм між двома частинами енергосистеми не був порушений, можуть виникати *синхронні качання*, викликані поштовхами активної потужності в момент включення.

Синхронними качаннями називаються періодичні коливання кута між ЕРС, що не перевищують 180° . Зазвичай синхронні качання не супроводжуються великими коливаннями кута і швидко згасають. При синхронних качаннях **жодна РЗ не повинна діяти**, щоб помилково не вимкнути лінію, ускладнивши ситуацію в енергосистемі.

Якщо дві частини енергосистеми пов'язані єдиною лінією електропередачі (див. рис 1.17, б), по якій передається активна потужність, кожне відключення цієї лінії буде приводити до несинхронної роботи розділених частин енергосистеми. При цьому в одній з частин енергосистеми виникне дефіцит активної потужності, внаслідок чого частота в ній буде зменшуватися, а в іншій буде надлишок активної потужності, що викличе підвищення частоти. Оскільки напруги в розділених частинах енергосистеми матимуть різну частоту, при включенні відключені лінії кут між напругою по її кінцях може мати велике значення, внаслідок чого АПВ викличе **великий зрівнюючий струм**. Крім того, замикання двох частин енергосистеми в цьому випадку може супроводжуватися більш-менш тривалим *асинхронним режимом*.

Асинхронним режимом називається режим, при якому кут між ЕРС збільшується, проходячи через значення 180° і 360° . Струм при цьому змінюється від мінімального значення, близького до нуля, до максимального, яке може перевищувати струми КЗ. Разом з тим асинхронний режим супроводжується різким зниженням напруги в межі до нуля на проміжних ПС, розташованих в **електричному центрі качань** (ЕЦК) на електропередачі, що зв'язує дві частини енергосистеми, що працюють несинхронно.

Великі поштовхи струму і різкі зниження напруги при тривалому асинхронному режимі становлять небезпеку для електроустаткування і можуть привести до серйозного розладу роботи енергосистеми.

У більшості випадків асинхронний режим завершується *ресинхронізацією*, тобто вирівнюванням частот несинхронно працюючих частин і відновленням синхронізму (**результуюча стійкість**). У тих випадках, коли асинхронний режим затягується, виконується розподіл не синхронно працюючих частин оперативним персоналом або автоматично за допомогою спеціальних *ділильних пристроїв*.

У Росії для ліній з двостороннім живленням розроблено і експлуатується велика кількість ТАПВ різних типів, які можна об'єднати в три групи:

1) пристрої, що допускають несинхронне включення розділених частин енергосистеми, - не синхронні АПВ (НАПВ);

2) пристрою, що допускають АПВ, коли напруги по кінцях відключеної лінії синхронні або коли різниця частот цих напруг невелика, тобто умови близькі до синхронних, - швидкодіючі АПВ (ШАПВ), АПВ з уловлюванням синхронізму (АПВУС) і ін.;

3) пристрої, які виконують АПВ після відключення джерел несинхронної напруги (генераторів або синхронних компенсаторів), - АПВ ліній з виділеним навантаженням або після зняття з генераторів і синхронних компенсаторів збудження - АПВ з самосинхронізацією (АПВС).

1.10.2 Несинхронні АПВ

НАПВ є найбільш простим пристроєм, що допускає включення розділених частин енергосистеми незалежно від різниці їх напруг. Схема АПВ при цьому виконується, як описано вище, без будь-яких додаткових блокувань. Для запобігання включення з обох сторін кінців лінії на стійке КЗ, а також для забезпечення при НАПВ правильної роботи РЗ **АПВ з одного кінця лінії виконується з контролем наявності напруги** на лінії. Включення лінії при успішному НАПВ супроводжується порівняно великими поштовхами струму і активної потужності, а також більш-менш тривалими качаннями.

На підставі теоретичних і експериментальних досліджень запропоновано певні норми, що визначають допустимість застосування НАПВ. Визначається кратність періодичної складової струму несинхронного включення в передбачуваному місці установки НАПВ і порівнюється з нормативною. НАПВ допускається, якщо кратність періодичної складової струму при включенні не перевищує таких значень:

- для гідрогенераторів із заспокійливими контурами і для турбогенераторів з непрямим охолодженням обмоток:

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X_d''}; \quad (1.5)$$

- для гідрогенераторів без заспокійливих контурів і для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток:

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq 3; \quad (1.6)$$

- для синхронних компенсаторів:

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,84}{X_d''}; \quad (1.7)$$

- для трансформаторів і автотрансформаторів:

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{100}{u_k\%}; \quad (1.8)$$

де x_d'' – надперехідний опір генераторів і синхронних компенсаторів; u_k – напруга КЗ трансформаторів (автотрансформаторів); $I_{ном}$ – номінальний струм відповідного генератора, компенсатора, трансформатора (автотрансформатора);

$I_{нс}$ – максимальний можливий струм несинхронного включення (періодична складова), що визначається відповідно до наступного виразу:

$$I_{нс} = \frac{U_c + E_r''}{x_{\Sigma}}. \quad (1.9)$$

де x_{Σ} – сумарний опір між ЕРС E_r'' і напругою енергосистеми U_c .

Розрахунок струму асинхронного режиму проводиться по еквівалентній розрахунковій схемі, в якій генератори заміщуються надперехідними опорами X_d'' і надперехідними ЕРС E_r'' . Генератори, що не мають заспокійливих контурів на роторі, заміщуються перехідними реактивними опорами X_d' перехідними ЕДС E_r' . Трансформатори, автотрансформатори лінії електропередачі заміщуються своїми реактивними опорами.

Допускається при розрахунку несинхронного включення не визначати розрахунком значення ЕРС, а приймати наближено:

$$U_c = E_r'' = 1,05 U_{ном}. \quad (1.10)$$

Для обчислення струму асинхронного режиму розрахункова схема приводиться до результуючому опору x_{Σ} , по одну сторону якого знаходиться результуюча ЕРС генераторів E_r'' , а по іншу - напруга енергосистеми U_c (або іншої електростанції, відносно якої виник асинхронний режим).

При розрахунку несинхронного включення необхідно виходити з такого режиму, при якому по обладнанню що розглядається буде проходити найбільший струм.

У виразах (1.5) - (1.8) значення струмів, допустимі при несинхронному включенні, можуть бути збільшені на 13% для турбогенераторів і на 35% для гідрогенераторів із заспокійливими контурами, якщо наперед відомо, що

включення відбувається при значеннях частот і напруг, що відрізняються від номінальних не більше ніж на $\pm 5\%$.

Розрахункове значення струму, що проходить при несинхронному включенні по генераторам і трансформаторам, визначене за формулою (1.9), дещо перевищує дійсне значення, так як в розрахунку не враховано вплив навантаження, підключеного паралельно до генераторів. Тому, якщо струми несинхронного включення, визначені за формулою (1.9), перевищують допустимі значення, необхідно виконати уточнений розрахунок з урахуванням навантаження, підключеного паралельно генераторів. При цьому навантаження вводиться в схему заміщення наступними параметрами: $E_n = 0,9$ і $X_n = 0,35$ (приведені до номінальної потужності навантаження). Врахування навантаження необхідне в тих випадках, коли потужність навантаження дорівнює потужності відокремлених генераторів або перевищує її.

Перевагами схем НАПВ, котрі зумовили на певному етапі їх широке поширення в енергосистемах Росії, є їх **простота і можливість застосування на вимикачах всіх типів**. Зазвичай після НАПВ відбувається успішна ресинхронізація двох частин енергосистеми або електростанції з енергосистемою. Разом з тим слід мати на увазі, що оскільки НАПВ супроводжується великими поштовхами струму і зниженням напруги, асинхронним ходом і синхронними качаннями, створюються умови для неправильної роботи релейного захисту. Тому **необхідно ретельно аналізувати поведінку захистів, встановлених на транзиті**, що з'єднує частини енергосистеми які включаються на паралельну роботу.

Застосування НАПВ на лініях, несинхронне замикання яких призводить до тривалого асинхронного ходу, недоцільно, так як може викликати розлад роботи споживачів.

1.10.3 Швидкодійні АПВ

Після відключення єдиної лінії, що з'єднує дві частини енергосистеми, кут між напругою на кінцях відключеної лінії збільшується. Процес цей, проте, відбувається не миттєво, а протягом деякого часу, тим більшого, чим більша механічна інерція машин в розділених частинах енергосистеми і чим менша була потужність, що передавалася по лінії до її відключення.

Для визначення зміни кута між напругою на кінцях відключеної лінії за певний проміжок часу користуються таким виразом:

$$\Delta\delta^0 = 9000 \cdot \frac{P_W}{T_j} \cdot \left(\frac{1}{P_{Г1}} + \frac{1}{P_{Г2}} \right) \cdot t^2, \quad (1.11)$$

де P_W - потужність, що передавалася по лінії до її відключення, МВт; $P_{Г1}$ і $P_{Г2}$ - сумарні потужності генераторів в розділених частинах енергосистеми, МВт; T_j - постійна інерції енергосистеми, с. Зазвичай для розрахунків приймається рівною 8 - 15 с; t - час, що минув від моменту відключення лінії, с.

Принцип ШАПВ полягає в тому, щоб після відключення вимикачів включити їх по обидва боки повторно можливо швидше, так, щоб за час без струмної паузи кут між напругою не встиг значно збільшитися. Включення лінії при цьому буде відбуватися без великих поштовхів струму і тривалих качань.

У Росії ШАПВ застосовується тільки на лініях, обладнаних повітряними вимикачами, які забезпечують необхідну швидкодію. Для того щоб ШАПВ було успішним, повинна бути дотримана умова (1.2), що забезпечує **відновлення ізоляційних властивостей повітря** [$t_{1\text{АПВ}} \geq T_d + t_{\text{зап}} (0,1 \div 0,3 + 0,3 \div 0,5)$]. Оскільки час включення повітряних вимикачів становить 0,2-0,3 с, деіонізація середовища буде забезпечена при виконанні ШАПВ без витримки часу або з невеликою витримкою часу (0,1-0,2 с).

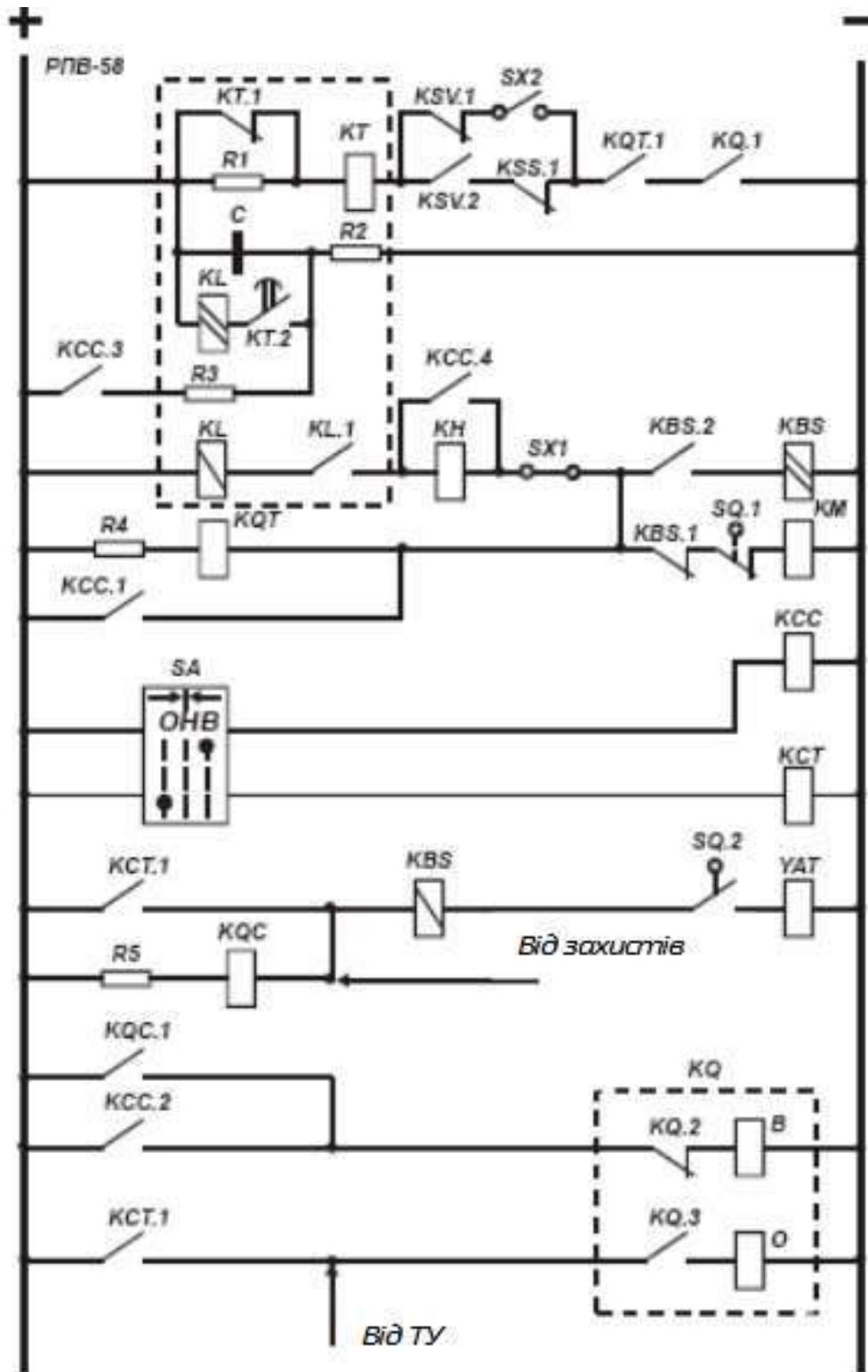
ШАПВ застосовується тільки в тих випадках, коли лінія оснащена швидкодіючим захистом, що забезпечує відключення пошкодження без витримки часу з обох її кінців.

Перевагами ШАПВ є простота схеми і висока ефективність дії, що забезпечує відновлення паралельної роботи без тривалих качань і з меншими поштовхами струму, ніж при НАПВ.

Найбільш доцільно застосовувати ШАПВ на одиночних лініях, що пов'язують дві енергосистеми, коли зміна кута $\Delta\delta$ невелика, що буде мати місце при відносно малій потужності P_w , що передається по лінії, до сумарної потужності генераторів енергосистеми, тобто на *слабо навантажених міжсистемних лініях*. Застосування ШАПВ доцільно також на *міжсистемних транзитах 220-750 кВ, коли паралельно їм включені більш слабкі зв'язки 110 - 220 кВ*. У цьому випадку після відключення основного зв'язку може виникнути перевантаження слабких зв'язків, що призведе до порушення стійкості паралельної роботи. При успішному ШАПВ основної лінії електропередачі порушення стійкості буде попереджено завдяки швидкому включенню відключеної лінії і відновленню нормальної схеми.

Пускові ланцюги схеми ШАПВ показані на рис. 1.18. На відміну від раніше розглянутих схем пуск ШАПВ здійснюється контактом реле положення "Включено" ***KQC.1*** (на відміну від *KQT.1* в звичайному АПВ). Це реле починає повертатися як тільки плюс оперативного струму подається від релейних захистів на котушку відключення (див. рис 1.6). У ланцюзі пускового проміжного реле ШАПВ *KL9* включені також замикаючі контакти *KLP2.1* реле, що фіксує наявність перед дією ШАПВ тиску в повітряній системі вимикача не нижче 1,9 (3,9) МПа (див. також рис. 1.9), і контакти, *KL8.1* реле, які фіксують факт спрацьовування швидкодіючого релейного захисту, вказівне реле *KN* і ключ *SA1* для виведення ШАПВ з дії. Схема спрацьовування і само утримування реле контролю тиску аналогічна наведеної на рис. 1.9.

Схема АПВОС (рис. 1.19) відрізняється від схем АПВ, розглянутих вище (див. рис 1.6), наявністю двох додаткових реле - контролю напруги на ЛЕП **KSV** і реле контролю синхронізму **KSS** (обмотки реле на рис. 1.19 не показані).



46

Пристрій АПВ, виконаний за схемою на рис. 1.19, встановлюється по обох кінцях ЛЕП. При цьому з одного боку ЛЕП АПВ дозволяється за відсутності на ЛЕП напруги (через верхній розмикаючий контакт **KSV.1**, коли включена накладка **SX2**), а на іншій - при наявності на ЛЕП напруги і при синхронності зустрічних напруг (замкнуті нижній замикаючий контакт **KSV.2**, і контакт **KSS.1**).

Цикл АПВ відбувається в наступній послідовності. Після відключення ЛЕП спочатку подіє пристрій АПВ, з одного боку, де контролюється відсутність напруги, і включити вимикач. При наявності на ЛЕП стійкого ушкодження вимикач відключиться знову.

Пристрій АПВ на іншій стороні ЛЕП при цьому діяти не буде. Якщо ж пошкодження буде усунуто, ЛЕП залишиться під напругою і вступить в дію схема АПВ, встановлена на іншій стороні ЛЕП. Реле **KSV**, контролюючи наявність напруги на ЛЕП, спрацює і замкне контакт **KSV.2**. Якщо кут між напругою на кінцях ЛЕП буде невеликий, реле контролю синхронізму **KSS** також замкне контакт **KSS.1**, дозволяючи після закінчення заданої витримки часу включення вимикача, в результаті чого ЛЕП буде замкнута по обидва боки.

У схемі АПВ, яка показана на рис. 1.19, за допомогою накладки **SX2** змінюються функції АПВ. З того боку ЛЕП, де здійснюється контроль відсутності напруги, накладка **SX2** включена. Слід зазначити, що з того боку ЛЕП, де контролюється відсутність напруги, послідовно включені контакти **KSV.2** і **KSS.1** з роботи **не виводяться**. Завдяки цьому запобігається відмова АПВ при односторонньому відключенні ЛЕП.

Реле контролю синхронізму. Для контролю синхронізму зазвичай використовується реле напруги типу РН-55, принципова схема включення якого показана на рис. 1.20.

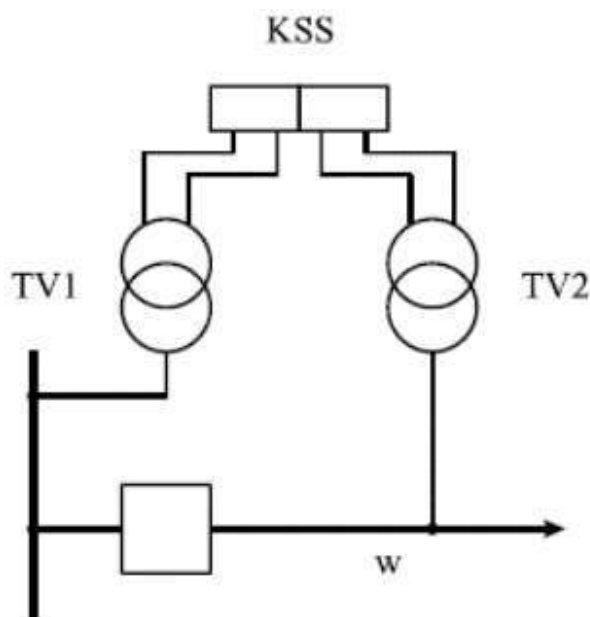


Рисунок 1.20 - Схема включення реле контролю синхронізму

Реле контролю синхронізму має дві обмотки, до кожної з яких підключається одна з синхронізуючих напруг. Під дією кожної із напруг в обмотках реле проходять струми I_1 і I_2 , що створюють в магнітопроводі магнітні потоки Φ_1 і Φ_2 . Оскільки ці потоки спрямовані зустрічно (рис. 1.21, а), реле реагує на різницю напруг, підведених до його обмоток. Полярність обмоток реле вказана точками на рис. 1.21, б, а полярність напруг, підведених до його обмоток, - стрілками на рис. 1.21, а.

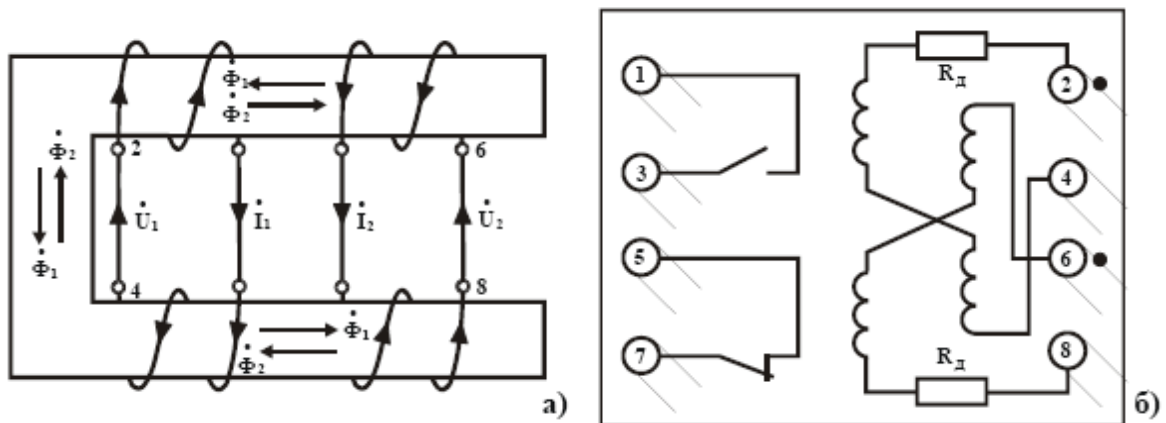


Рисунок 1.21 – Робота реле напруги типу PH-55

При рівних за абсолютними значеннями напругах різниця напруг в залежності від кута між ними визначається виразом (1.12), яке проілюстровано рис. 1.22:

$$\Delta U = 2U \sin \frac{\delta}{2}. \quad (1.12)$$

З цього виразу випливає, що реле напруги, замикаючи контакт при зниженні різниці напруг до заданої уставки, буде реагувати на кут δ між напругами.

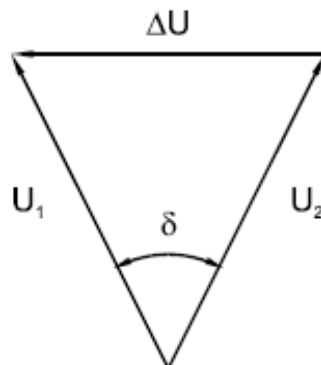


Рисунок 1.22 – Векторна діаграма напруг

Реле РН-55 випускається на різні номінальні напруги, для чого послідовно з обмотками реле включені різні додаткові резистори. При номінальних напругах на обмотках реле може бути відрегульований кут спрацьовування 20-40 ° при коефіцієнті повернення не менше $k_v = 0,8$.

Кут спрацьовування реле контролю синхронізму $\delta_{\text{ср}}$, тобто кут, при якому реле **KSS** спрацьовує і розмикає розмикаючий (нормально замкнутий) контакт **KSS.1** (див. рис 1.19), забороняючи дію АПВ, вибирається з урахуванням наступних міркувань:

а) За наявності обхідного зв'язку між частинами енергосистеми кут спрацьовування, при якому якір реле підтягується і реле розмикає контакт **KSS.1**, не дозволяючи включення вимикача, повинен бути більше дійсного кута δ_d між двома напругами по кінцях відключеної лінії:

$$\delta_{\text{ср}} = k_n \delta_d, \quad (1.13)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,2-1,3.

б) При відсутності обхідного зв'язку, коли після відключення лінії розділені частини енергосистеми працюють несинхронно, пристрій АПВ не повинен допускати замикання лінії в транзит при великому куті між напругами, що буде супроводжуватися великим поштовхом струму і може привести до виникнення асинхронного ходу.

На рис. 1.23 показано, як буде змінюватися кут між напругою в залежності від часу при наявності деякої різниці частот.

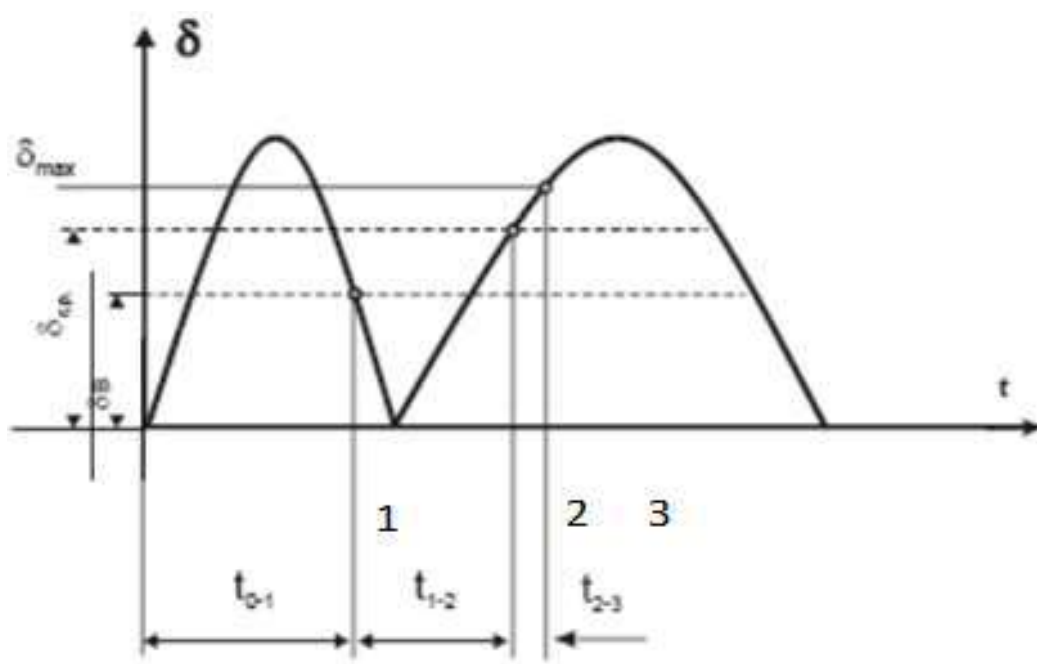


Рисунок 1.23 - Зміна кута між напругою при наявності різниці частот в момент включення АПВ

Контакт реле контролю синхронізму $KSS.1$ буде замкнутий від моменту 1, що відповідає поверненню реле KSS , δ_{π} , до моменту 2, коли реле знову спрацює, $\delta_{\text{ср}}$. Реле KSS знаходиться в стані після спрацювання протягом часу $t_{1-2} = (\delta_{\text{вр}} + \delta_{\text{ср}})/\omega_s$, де ω_s – кутова частота ковзання. Цей час порівнюється з часом $t_{\text{АПВ1}}$. Включення дозволяється при $t_{1-2} > t_{\text{АПВ1}}$.

Розглянемо граничну умову, коли $t_{\text{АПВ}} = t_{1-2}$. При цьому кут, що відповідає моменту часу, коли відбудеться замикання контактів вимикача, не повинен перевищувати деякого максимального допустимого значення δ_{max} , якому відповідає максимальна допустима кутова частота ковзання $\omega_{s \text{ max}}$. Максимальний час включення вимикача $t_{\text{вкл}} = t_{2-3}$. Із рис. 1.23 випливає, що $t_{2-3} = (\delta_{\text{max}} - \delta_{\text{ср}})/\omega_{s \text{ max}}$.

На підставі рис. 1.23 можна записати таку пропорцію:

$$\frac{t_{1-2} + t_{2-3}}{t_{1-2}} = \frac{\delta_{\text{max}} + \delta_{\text{вр}}}{\delta_{\text{ср}} + \delta_{\text{вр}}}$$

Враховуючи що $t_{1-2} = t_{\text{АПВ}}$; $t_{2-3} = t_{\text{вкл}}$; $\delta_{\text{вр}} = k_{\text{в}} \delta_{\text{ср}}$, отримуємо:

$$(t_{1-2} + t_{2-3})(1 + k_{\pi})\delta_{\text{ср}} = t_{1-2}(\delta_{\text{max}} + k_{\pi}\delta_{\text{ср}}).$$

Звідки маємо:

$$\delta_{\text{ср}} = \delta_{\text{max}} \frac{t_{\text{АПВ}}}{(1 + k_{\pi})t_{\text{вкл}} + t_{\text{АПВ}}}$$

Для того щоб замикання транзиту відбувалося при куті менше δ_{max} , $\delta_{\text{ср}}$ вибирається по наступній умові:

$$\delta_{\text{ср}} = \delta_{\text{max}} \frac{t_{\text{АПВ}}}{k_{\text{н}}(1 + k_{\pi})t_{\text{вкл}} + t_{\text{АПВ}}}, \quad (1.14)$$

де: δ_{max} – максимально допустимий кут між напругою на кінцях лінії, що приймається зазвичай рівним $70-75^\circ$; k_{π} – коефіцієнт повернення реле контролю синхронізму, що дорівнює $0,8$; $t_{\text{АПВ1}}$ – витримка часу АПВ на спрацювання; $t_{\text{вкл}}$ – максимальний час включення даного вимикача; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності, який дорівнює $1,1$.

При асинхронному ході двох розділених частин енергосистеми АПВОС дозволяється, коли різниця частот порівняно невелика. Допустима різниця частот, при якій дозволяється включення, визначається витримкою часу $t_{\text{АПВ}}$ і уставкою спрацювання реле контролю синхронізму $\delta_{\text{ср}}$ на тому кінці, де лінія замикається в транзит. Чим більше витримка часу $t_{\text{АПВ}}$ і чим менше уставка спрацювання реле контролю синхронізму $\delta_{\text{ср}}$, тим менше різниця частот, при якій схема АПВОС допускає включення:

$$f_s = \frac{\delta_{\text{ср}}^o(1+k_{\text{п}})}{360^o t_{1\text{АПВ}}}, \left[\text{із } t_{1\text{АПВ}} \cdot f_s \leq \frac{\delta_{\text{ср}}^o}{360^o} \cdot (1 + k_{\text{п}}) \right] \quad (1.15)$$

де f_s – максимальна різниця частот, Гц, при якій дозволяється АПВ.

Напруга спрацьовування реле контролю напруги приймається рівною:

$$U_{\text{ср}} = (0,5 \div 0,7) U_{\text{ном}}. \quad (1.16)$$

Зазвичай АПВОС застосовується на лініях з двостороннім живленням, коли є другий паралельний зв'язок між двома частинами енергосистеми. В цьому випадку при відключенні одного із зв'язків синхронізм між частинами енергосистеми не порушується, і відключена лінія може бути включена в роботу, якщо пошкодження усунеться, і кут між напругою на кінцях лінії не перевищить уставки, заданої на реле контролю синхронізму.

У разі відключення обох ліній зв'язку замикання транзиту може затягнутися, поки не будуть зрівняні частоти в розділених частинах енергосистеми. На одиночних лініях з двостороннім живленням АПВОС знаходять застосування в тих випадках, коли внаслідок неприпустимо великих поштовхів струму не можуть бути використані більш прості пристрої НАПВ і ШАПВ.

До **переваг** АПВОС в порівнянні з НАПВУ і ШАПВ слід віднести той факт, що замикання транзиту при цьому виді ТАПВ відбувається при невеликій різниці частот і малих кутах. Завдяки цьому дія АПВОС не супроводжується асинхронним ходом, внаслідок чого, як правило, не доводиться приймати додаткових заходів для запобігання помилкових дій РЗ.

У разі порушення ланцюгів напруги, підведеної до однієї з обмоток реле контролю синхронізму, реле може працювати неправильно. Для запобігання цьому в ланцюг пуску АПВ вводиться додатковий контакт реле напруги, що контролює наявність напруги на шинах підстанції (рис. 1.24). При зникненні напруги, що подається до реле контролю синхронізму від трансформатора напруги, встановленого на шинах підстанції, реле **KSV2** розімкнеться свій контакт, запобігаючи пуску АПВ.

Реле РН-55 дозволяє відрегулювати кут $\delta_{\text{ср}}$ від 20° до 40° , що значно менше допустимого кута включення; він зазвичай приймається $\delta_{\text{в}} \leq 70-75^\circ$. **Недоліком** є також його електромеханічна елементна база.

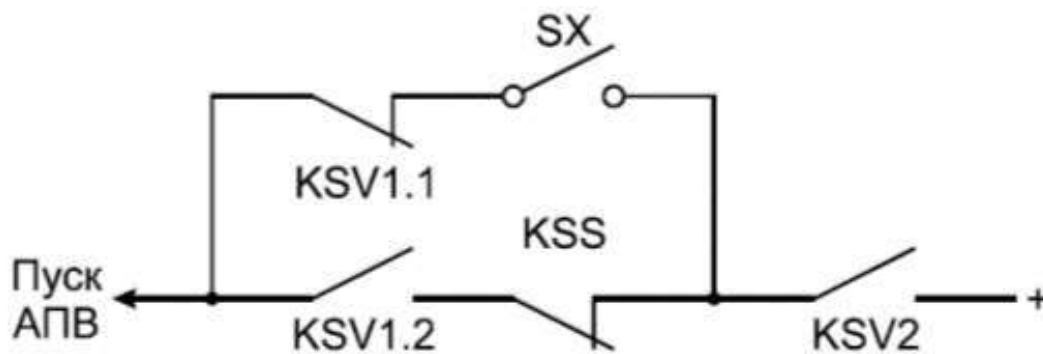


Рисунок 1.24 - Запобігання неправильної роботи реле в разі порушення ланцюгів напруги

Реле зсуву фаз серії РСФ-11. Більш досконалі напівпровідникові реле серії РСФ-11. Реле забезпечує дискретну зміну уставки через 5° в діапазоні $20-70^\circ$. Використання реле РСФ-11 замість реле РН-55 не змінює принципу дії реле контролю синхронізму і пристрою АПВОС в цілому.

Реле застосовується в схемах автоматичного повторного включення ліній електропередачі з двостороннім живленням в якості органу, який контролює наявність напруги на лінії та кут зсуву фаз напруги U_L на лінії і напруги $U_{ш}$ на шинах станції або підстанції. Спрощена схема реле показана на рис. 1.25. Вона містить вимірювальний і виконавчий орган і блок живлення.

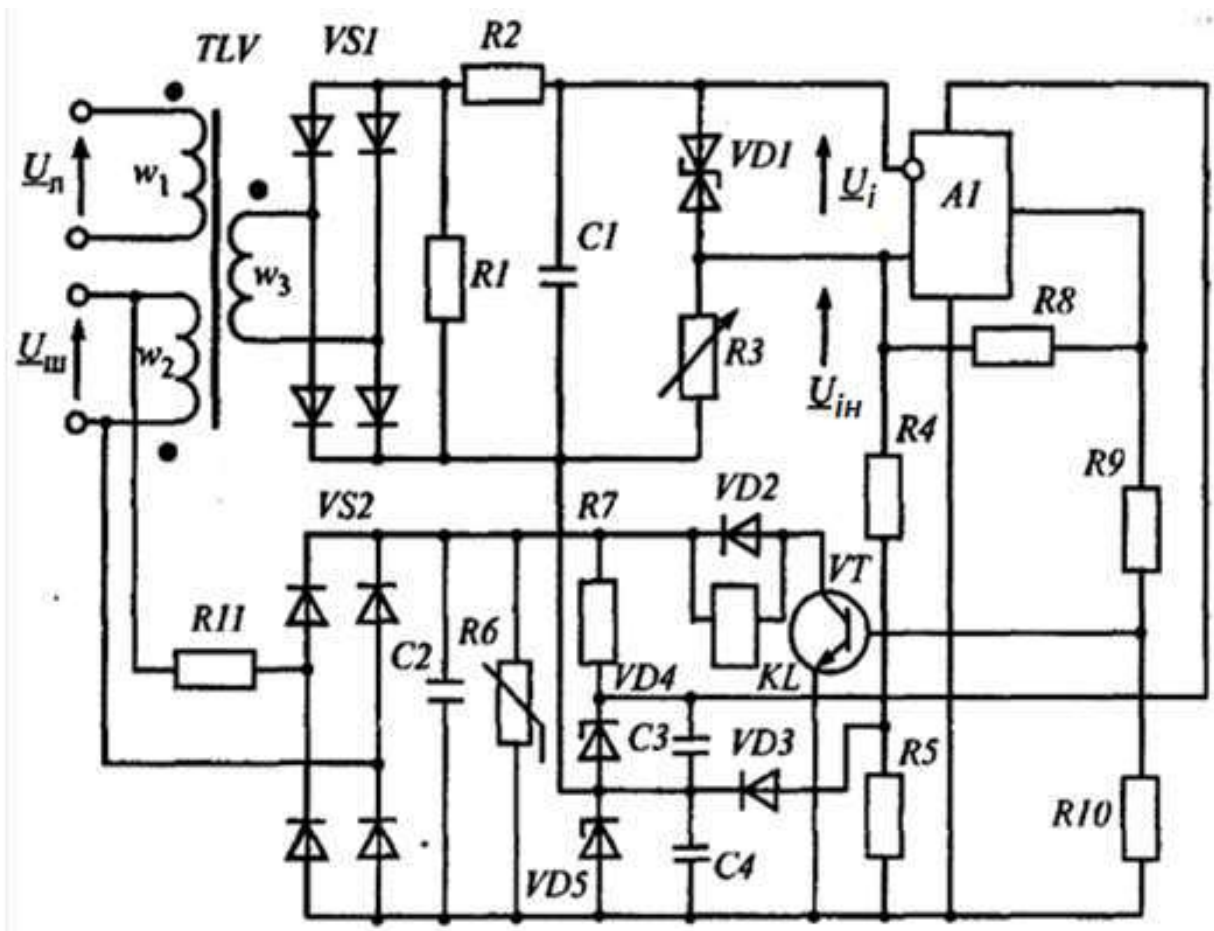


Рисунок 1.25 - Схема реле зсуву фаз серії РСФ-11

Вимірювальний орган складається з проміжного трансформатора напруги **TLV**, випрямляча **VS1**, резисторів **R1-R3**, конденсатора **C1**, стабілітрона **DV1** і тригера Шмітта, зібраного на операційному підсилювачі **A1**. Проміжний трансформатор **TLV** має дві первинні обмотки з однаковим числом витків ($\omega_1 = \omega_2$). До однієї із обмоток (ω_1) підводиться напруга лінії U л, а до другої (ω_2) – напруга шин U ш. Обмотки включені зустрічно, тому напруга вторинної обмотки (ω_3) пропорційна модулю різниці векторів U л і U ш, тобто його значення залежить від кута δ між векторами напруг, що підводяться до **TLV**. Воно максимально при $\delta = \pi$ і наближається до нуля при $\delta = 0$, якщо абсолютні значення порівнюваних напруг однакові. Після випрямлення і згладжування ця напруга подається на інвертуючий вхід операційного підсилювача **A1** (напруга U_i).

Стабілітрон **VD1** служить для захисту входів **A1** від великих значень U_i . На неінвертуючому вході за допомогою діляника **R1-R3** встановлюється напруга U_{in} , відповідна деякому куту уставки δ_y . Реле забезпечує дискретну зміну уставки через 5° в діапазоні $20-70^\circ$. При $\delta < \delta_y$ напруга $U_i < U_{in}$ і на виході підсилювача **A1** – позитивний сигнал. Якщо $\delta > \delta_y$, то $U_i > U_{in}$ підсилювач перемикається і сигнал на його виході стає негативним. Сигнал з виходу підсилювача **A1** подається на базу транзистора **VT**. У першому випадку ($\delta < \delta_y$) транзистор відкритий і реле **KL** спрацьовує, а в другому ($\delta > \delta_y$) – закритий і реле **KL** знаходиться в початковому стані. Транзистор **VT**, реле **KL** і діод **VD2** утворюють виконавчий орган.

Блок живлення складається з випрямляча **VS2**, резисторів **R7**, **R10**, варистора **R6**, конденсаторів **C2-C4** і стабілітронів **VD4**, **VD5**. Варистор **R6** призначений для захисту схеми від перенапруги, а конденсатори **C3** і **C4** – для підвищення стійкості від перешкод. Блок живлення підключається до трансформатора напруги, встановленому на шинах, і забезпечує стабілізованою постійною напругою $\pm (15 \pm 10\%)$ вимірювальний орган і нестабілізованою постійною напругою виконавчий орган.

Прискорення ТАПВ

Прискоренням ТАПВ (ПТАПВ) називається вид АПВ, пуск якого здійснюється при спрацьовуванні швидкодіючих РЗ за схемою, аналогічною для пуску ШАПВ. При цьому витримка часу ПТАПВ становить 0,1-0,3 с. У схемі ПТАПВ зберігаються ланцюги контролю напруги на ЛЕП та синхронізму. Включення ЛЕП відбувається з одного кінця з контролем відсутності напруги, а з іншого – з контролем синхронізму, аналогічно тому, як діє розглянуте вище АПВОС. **Фактично, маємо ШАПВ в АПВОС.**

АПВ з уловлюванням синхронізму

Релейно-контактний пристрій **АПВУС**, як і АПВОС, здійснює почергове включення вимикачів; при цьому спочатку включається вимикач на тому кінці лінії, на якому контролюється відсутність напруги, а потім включається вимикач на іншому кінці, якщо дозволяють органи, які контролюють різницю частот. Пристрій **АПВУС** відрізняється від розглянутого пристрою АПВ (див. рис 1.6) **наявністю органів, контролюючих різницю частот напруг розділених частин енергосистеми.** Найпростіший орган контролю різниці

частот складається з двох мінімальних реле напруги: **KSV1** (з замикаючим контактом) і **KSV2** (з розмикальним контактом). До обох реле підводиться напруга биття U_s (рис. 1.26). Час t_{1-2} , протягом якого обидва реле тримають замкнутими контакти в ланцюзі обмотки реле часу, залежить від швидкості зміни напруги, що характеризує різницю частот. Повторне включення дозволяється, коли час t_{1-2} досягає або перевищує заданий час контролю t_k (на рис. 1.26 другий період биття). Схема зібрана так, що пуск пристрою АПВУС відбувається тільки в кінці періоду биття.

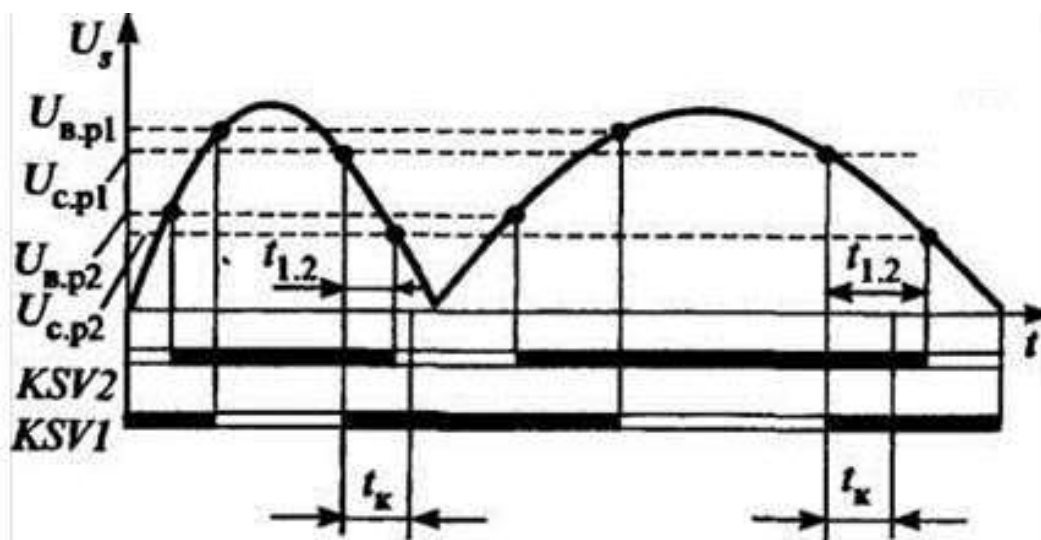


Рисунок 1.26 – Діаграма, яка пояснює роботу органу, який контролює різницю частот напруг розділених частин системи

Уставки УАПВУС вибирають таким чином, що повторне включення відбувається при малих кутах між напругами, без значних поштовхів зрівняльного струму. Це дозволяє використовувати пристрої АПВУС на одиночних транзитних лініях, а також лініях, що мають слабкі паралельні зв'язки. Пристрої релейного захисту при АПВУС зазвичай діють правильно і не вимагають додаткових заходів. Розглянутий пристрій АПВУС з двома реле мінімальної напруги діє за принципом синхронізатора з постійним кутом випередження.

Досконаліший пристрій з постійним часом випередження. У схемі може бути використаний, наприклад, синхронізатор СА-1, що забезпечує включення вимикача з різними кутами випередження в залежності від різниці частот (рис. 1.27).

Завдяки використанню УАПВУС прискорюється включення лінії.

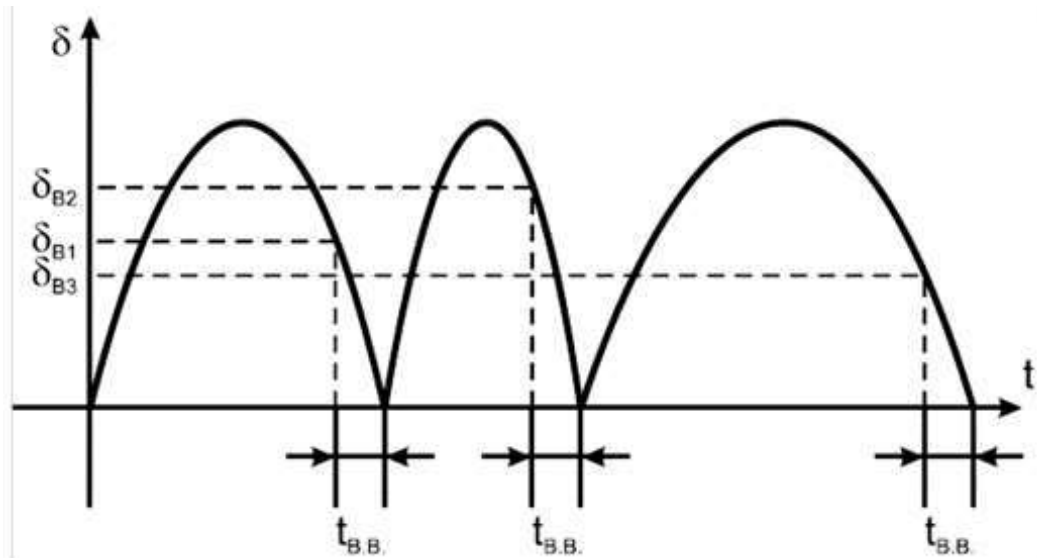


Рисунок 1.27 – Принцип роботи АПВ з уловлюванням синхронізму, що забезпечує включення вимикача з різними кутами випередження

Пристрої відбору напруги з лінії для ланцюгів АПВ

Реле *KSS* (див. рис 1.20) підключено до двох трансформаторів напруги, один з яких встановлений на шинах підстанції, а інший - на лінії. Оскільки на лініях напругою 220 кВ і нижче трансформатори напруги зазвичай не встановлюють, для вимірювання напруги лінії використовують спеціальні схеми відбору напруги, більш прості і дешеві, ніж електромагнітні трансформатори напруги.

У схемах АПВ вимір напруги лінії зазвичай виконують за допомогою спеціальних пристроїв відбору напруги, заснованих на використанні ємнісних дільників. В якості ємнісних дільників напруги застосовують, наприклад, високочастотні конденсатори зв'язку, ізолятори вводів масляних вимикачів і силових трансформаторів, а також прохідні, опорні і підвісні ізолятори.

Відбір напруги за допомогою *високочастотних конденсаторів зв'язку* можливий, якщо на лінії є відповідний захист, а її каналом зв'язку є лінія що захищається, на кінцях якої встановлено високочастотні загороджувачі і конденсатори зв'язку. Відбір напруги за допомогою *вводів масляних вимикачів* можливий, якщо ці вводи мають спеціальну конструкцію. Промисловість випускає такі вводи для вимикачів на напругу 110 кВ і вище - це так звані конденсаторні вводи. Їх внутрішня бакелітова ізоляція розділена на ряд шарів за допомогою концентричних циліндрів з металевої фольги. Такі введення (рис. 1.28) можна розглядати як ємнісний дільник, що складається з конденсатора *C1* (між струмоведучем стрижнем 1 і останнім металевим циліндром 2) і конденсатора *C2* (між заземленим фланцем 3 і останнім металевим циліндром 2). Циліндр 2 забезпечений виводом, який використовується для підключення пристрою відбору напруги.

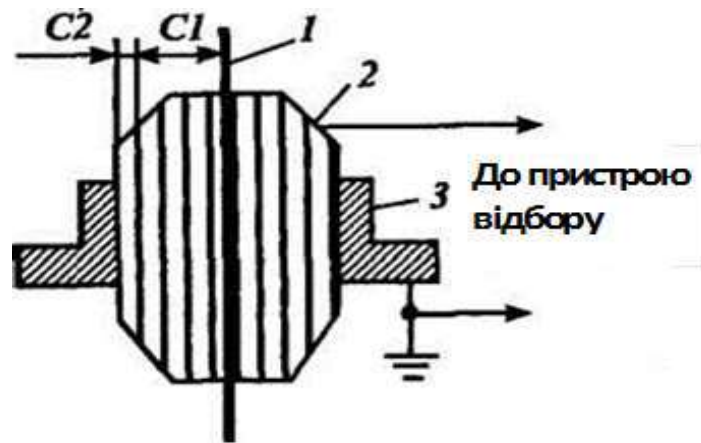


Рисунок 1.28 – Конденсаторний ввід масляного вимикача

Відбір напруги за допомогою прохідних, опорних і підвісних ізоляторів забезпечує меншу, ніж в розглянутих випадках, точність виміру. Це пояснюється тим, що струми витoku, що визначають значення і фазу напруги, залежать від стану поверхні ізоляторів. Тому такі пристрої рекомендується застосовувати тільки для контролю напруги на лініях.

1.11 Однофазне АПВ

Загальні відомості

Досвід експлуатації повітряних мереж високої напруги, що працюють з заземленою нейтраллю, показує, що частка однофазних КЗ на ЛЕП досить висока. Зрозуміло, що при однофазних КЗ досить відключити одну пошкоджену фазу по обидва боки лінії і потім автоматично включити її повторно при цьому дві інші непошкоджені фази лінії весь час залишаються включеними. Цей принцип і покладено в основу виконання ОАПВ.

Основними **перевагами** ОАПВ в порівнянні з ТАПВ є:

1) Збереження в циклі ОАПВ по двох фаз, що залишилися в роботі, зв'язку між двома частинами енергосистеми (включення при цьому відбувається без поштовхів);

2) Можливість виконання АПВ на однофазних вимикачах будь-якого типу, як швидкодіючих, так і повільно діючих.

До основних **недоліків** ОАПВ можна віднести:

1) Ускладнення схеми АПВ за рахунок введення спеціальних пристроїв, які обирають пошкоджену фазу лінії, - *виборців* і додаткових блокувань;

2) Ускладнення, загрозування і уповільнення РЗ на даній лінії, а також і в прилеглий мережі, для того, щоб запобігти її помилковому спрацюванню від струмів і напруг нульової і зворотної послідовностей, які з'являються в циклі ОАПВ;

3) Шкідливий вплив несиметрії при роботі лінії з двома фазами на генератори електростанцій, а також на лінії телефонного зв'язку;

4) Блокування ОАПВ (за принципом дії) при міжфазних КЗ.

У деяких випадках виконуються комбіновані пристрої АПВ, які при однофазних КЗ діють як ОАПВ, а при міжфазних - як ТАПВ.

ОАПВ набуло поширення головним чином на одно ланцюгових і двох ланцюгових ЛЕП напругою 330-750 кВ. Успішність дії ОАПВ так ж, як і ТАПВ, і становить від 50 до 80% для ЛЕП різної напруги.

ОАПВ для ЛЕП з двостороннім живленням

На ЛЕП 330-500 кВ застосовується пристрій типу АПВ-503, який є сумісним з РЗ, встановленими на ЛЕП, що забезпечують:

- 1) При однофазних КЗ на ЛЕП, які відключаються швидкодіючою РЗ, - відключення тільки пошкодженої фази і її одноразове АПВ;
- 2) При включенні відключеної фази на стійке однофазне КЗ - відключення трьох фаз лінії без їх повторного включення;
- 3) При міжфазних КЗ на лінії - відключення трьох фаз лінії і їх повторне включення;
- 4) При відключенні трьох фаз неушкодженої лінії внаслідок помилкового спрацьовування РЗ або автоматики - одноразове ТАПВ лінії.

Таким чином, даний пристрій є комбінованим АПВ, що забезпечує відключення і наступні включення однієї або трьох фаз в залежності від виду КЗ.

У схемі ОАПВ можна виділити наступні функціональні блоки:

- виборці пошкоджених фаз;
- ланцюги дії на відключення пошкоджених фаз;
- реле часу і ланцюги включення при дії ОАПВ;
- ланцюги переводу дії захистів на відключення трьох фаз;
- ланцюги захисту лінії в не повно фазному режимі роботи.

Виборці

Виборці визначають вид КЗ і пошкоджені фази. Найбільш просто виникнення КЗ на тій чи іншій фазі можна визначити за допомогою струмових реле, що спрацьовують при збільшенні струму в пошкодженій фазі. Однак на довгих сильно навантажених лініях струми навантаження можуть бути порівнянними з струмами КЗ при пошкодженні в кінці лінії, що не дозволяє використовувати струмові реле для визначення пошкодженої фази.

В якості виборців пошкодженої фази в пристроях типу АПВ-503 використовуються реле опору (РС) з спрямованими характеристиками (рис. 1.29), включені на фазні напруги і суму фазних струмів і струмів нульової послідовності.

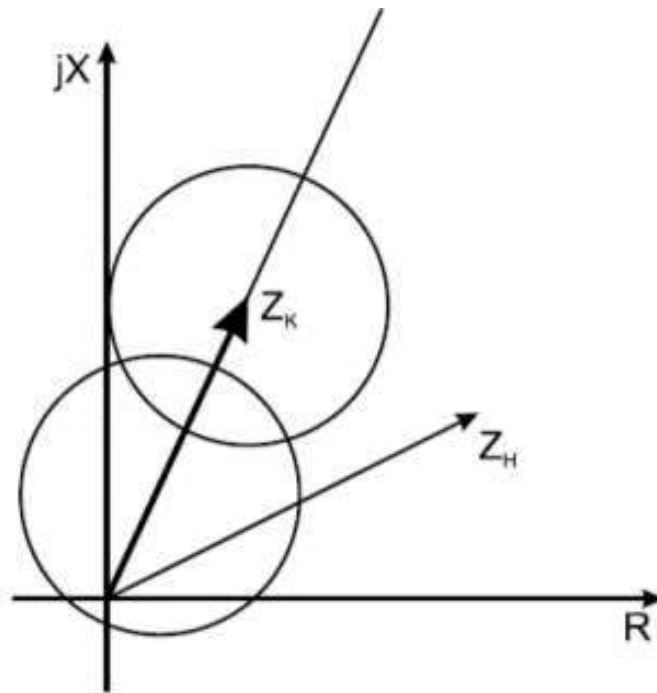


Рисунок 1.29 – Характеристики спрацьовування виборчого органу

Для кращої відбудови від навантаження і забезпечення необхідної чутливості при КЗ в кінці лінії що захищається виборчий орган кожної фази лінії виконується у вигляді двох РС, характеристики яких є дві пересічні окружності.

1.12 АПВ шин

Вище вже говорилося про нестійкість більшості пошкоджень на шинах, що дозволяє успішно застосовувати АПВ шин.

Для ПС з одностороннім живленням, відключення пошкоджень на шинах яких забезпечується захистами, встановленими на протилежних кінцях ліній живлення або на трансформаторах, повторна подача напруги на шини забезпечується дією АПВ живлячих елементів (ліній або трансформаторів).

При наявності на ПС спеціального захисту шин повторне включення шин також може бути здійснено за допомогою АПВ вимикачів живильних приєднань. Схема АПВ при цьому виконується з пуском від невідповідності положень вимикача і ключа управління (реле фіксації). В цьому випадку при спрацьовуванні захисту шин не повинно здійснюватися блокування дії АПВ лінії.

При наявності на ПС не однієї, а кількох живильних ліній доцільно виконувати АПВ декількох або всіх ліній, що відключаються при спрацьовуванні захисту шин. З цією метою при спрацьовуванні захисту шин запускаються АПВ всіх живильних ліній. У разі успішного АПВ першої лінії по черзі включаються вимикачі інших ліній. Якщо перша лінія включиться на стійке КЗ, знову спрацює захист шин. При цьому блокується дія АПВ інших ліній, і їх вимикачі не включаються, завдяки цьому забезпечується однократність АПВ шин.

АПВ трансформаторів

Окремим випадком АПВ шин є АПВ трансформаторів. Найбільш доцільне застосування АПВ на одиночних трансформаторах, відключення яких може призвести до аварії.

АПВ трансформаторів застосовується і на паралельно працюючих трансформаторах, що встановлюються на п / ст без обслуговуючого персоналу, для максимальної автоматизації відновлення нормального режиму роботи. Як правило, не допускається дія АПВ трансформатора при внутрішніх пошкодженнях в трансформаторі, коли спрацьовує газовий або диференційний захист.

АПВ електродвигунів

АПВ електродвигунів застосовується для забезпечення їх самозапуску після відновлення живлення.

АПВ електродвигунів застосовується в установках 3-10 кВ в тих випадках, коли для забезпечення самозапуску найбільш відповідальних електродвигунів доводиться відключити крім невідповідальних також частину відповідальних електродвигунів. При цьому доцільно застосувати схему, яка здійснює АПВ відключених електродвигунів після відновлення напруги.

1.13 АПВ на мікроелементній базі

Промисловістю (ЧЕАЗ) тривалий час випускалося типовий релейно контактний автоматичний пристрій - реле повторного включення одноразової РПВ-58 і дворазової РПВ-258 дії. Знаходяться в експлуатації релейно контактні пристрої ШАПВ і ОАПВ ліній напругою 500 кВ. Сучасна автоматика повторного включення представляється *мікросхемними* реле повторного включення **РПВ-01** і **РПВ-02**, панелями комплексних безконтактних автоматичних пристроїв **ПДЕ 2004.01** і **ПДЕ 2004.02**, а також входять до складу мікропроцесорних захистів.

На заміну електромеханічного реле РПВ-58 ЧЕАЗ (м Чебоксари, Росія) випускає мікроелектронне реле РПВ-01. Характеристики реле РПВ-01 істотно не відрізняються від РПВ-58, але воно має менші габарити і вагу. Схема включення реле РПВ-01 показана на рис. 1.30.

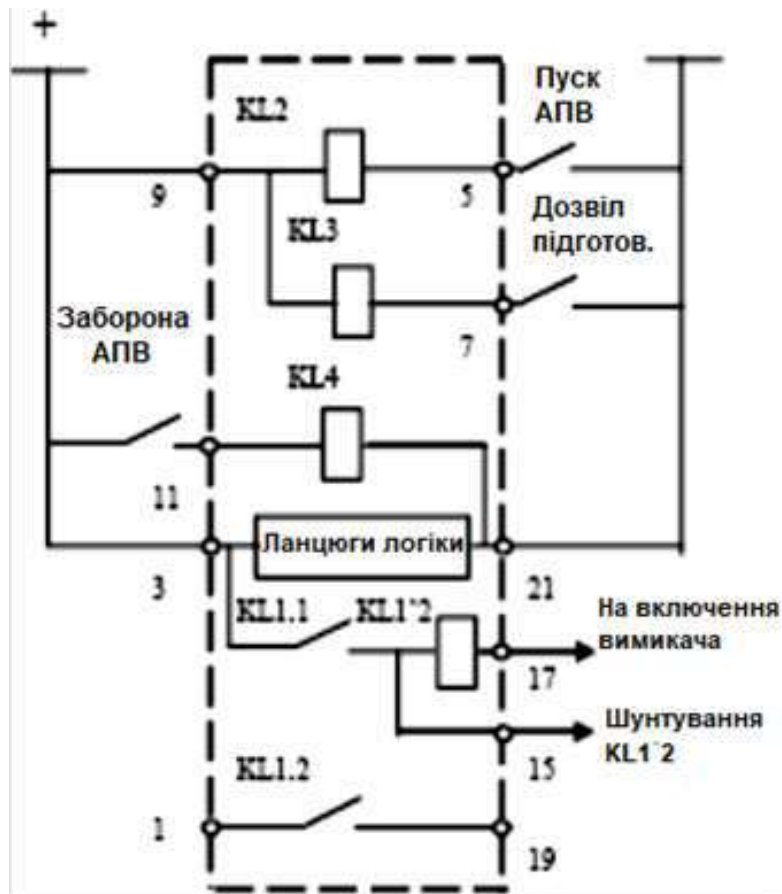


Рисунок 1.30 – Схема включення реле РПВ-01

Мікропроцесорні захисти, а також деякі комплектні мікроелектронні пристрої пускають АПВ безпосередньо від тих захистів, при дії яких має працювати АПВ. Це дещо спрощує схему, так як відсутні ланцюги заборони АПВ. Однак така схема має недолік, що полягає в тому, що АПВ не працює при мимовільному відключенні вимикача, наприклад при механічному розчепленні приводу.

СКБ «РИТМ» (м. Київ) розробило малогабаритне мікроелектронне реле одноразового АПВ типу ВЛ-108, призначене для схем на постійному і змінному оперативному струмі. За логікою роботи і схемою підключення це реле істотно не відрізняється від РПВ-01.

“Енергомашвин” випускає реле 2-х кратного АПВ типу АПВ2. Це реле також виконано на інтегральних мікросхемах і може використовуватися в тих же схемах, що і реле РПВ-58, 258, 01 виробництва ЧЕАЗ. Зовнішній вигляд і схема включення реле показана на рис. 1.31.

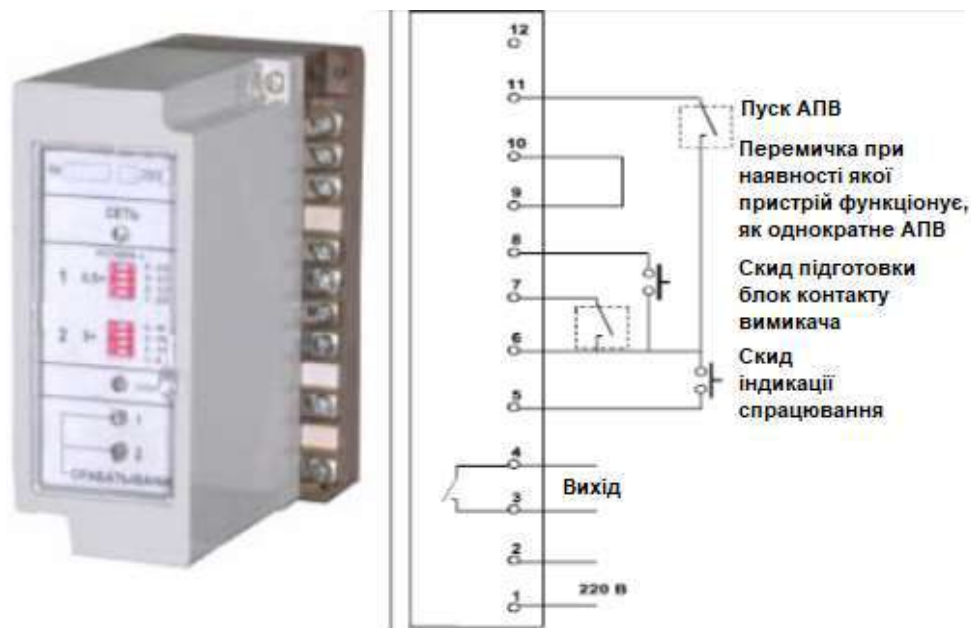


Рисунок 1.31 – Зовнішній вигляд і схема включення реле АПВ-2

Реле **РПВ-01** і **РПВ-02** виконані на інтегральних мікросхемах і на уніфікованій конструкції. Для гальванічного відділення ланцюгів реле від джерел вхідних сигналів і вихідних ланцюгів включення вимикача використовуються електромагнітні реле з герметизованими контактами (геркони) і вихідне реле з двома звичайними контактами.

У функціональній схемі автоматичного пристрою **РПВ-01** (рис. 1.32) розрізняються **елементи формування (контактами) дискретних потенційних сигналів**, а саме: пуску **ЕП** контактом **KL1**, заборони дії **ЗД**, дозволу підготовки до нової дії - повернення в початковий стан **РВ**, захисного сигналу, запобігає помилковій дії РПВ при перервах його живлення від джерела постійної напруги **E_n** (елемент **ЗП**), елемент управління **ЕУ** з вихідним реле **KL2** і елемент інформації про дії РПВ (сигналізації) **ІЕ**.

Схема РПВ-01 містить **елементи формування сигналів включення вимикачів** без витримки часу ШАПВ і АПВ з витримкою часу, елемент однократності дії (заборони) **ЕОД**, елемент підготовки до нової дії ПД і елемент витримки часу **ЕВ** спрацювання t_c і підготовки до нової дії (повернення) t_n .

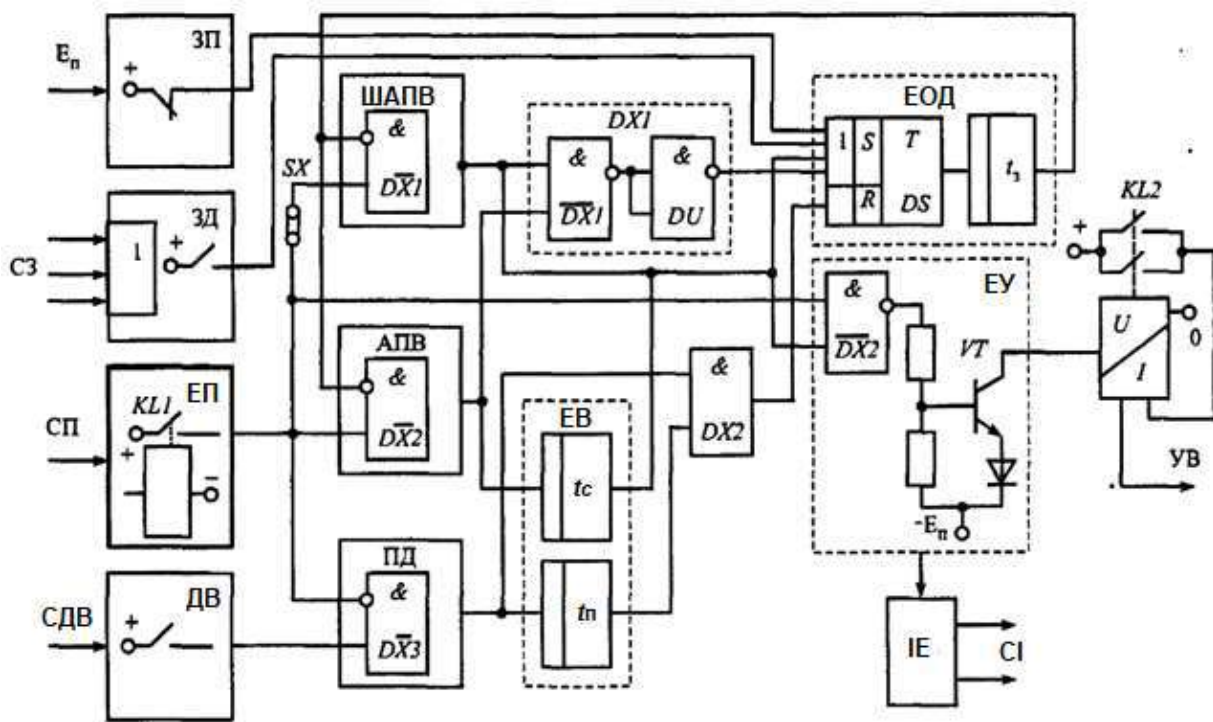


Рисунок 1.32 – Функциональная схема микросхемного устройства реле автоматического включения РПВ-01

Функції названих елементів, крім контактних, виконуються взаємодіючими дискретними інтегральними мікросхемами: **DX** (І) серій К175, К176, що реалізують логічні операції у відповідності до сигналів (логічних одиниць) і їх заборони \overline{DX} (І-НІ), заборона \overline{DX} . На функціональній схемі показаний, наприклад, синтезований з двох мікросхем $\overline{DX}1$ і DU (НІ) елемент логічного множення (кон'юнкції) дискретних потенційних сигналів $DX1$.

Елемент витримки часу **ЕВ** виконаний на пасивних RC -інтеграторах і активному елементі порівняння постійної напруги, одержуваного від джерела живлення, з напругою на конденсаторі що заряджається релейної дії на основі інтегрального операційного підсилювача типу К553УД1А в диференціальному включенні, охопленого позитивним зворотним зв'язком. Заряд конденсаторів від транзисторних джерел струмів забезпечує лінійне зростання напруг на них і, отже, більш високу, ніж при експоненціальному наростанні, чіткість спрацьовування безконтактного реле часу. Джерела струмів включаються і відключаються дискретно напругою що змінюється на виходах логічних інтегральних мікросхем. Елемент заборони **ЕОД**, що забезпечує однократність дії РПВ, містить інтегральні тригери DS для запам'ятовування сигналу.

В елемент управління **ЕУ** з вихідним електромагнітним реле **KL2** входить вихідний транзистор **VT**, який перемикається у відкритий стан струмом що змінюється дискретно, який збуджується напругою на виході логічної інтегральної мікросхеми $\overline{DX}2$. Реле **KL2** має дві обмотки, друга з яких (струмова) - утримуюча - включається послідовно в ланцюг управляючого впливу **УВ** на збудження контактора електромагніту включення вимикача лінії

електропередачі, трансформатора, шин електростанції. Інформаційний елемент **ІЕ** виконаний на інтегральних транзисторних перемикачах і світлодіодах.

Для задоволення вимог, що пред'являються до пристроїв АПВ, на **вхід РПВ-1** надходять дискретні потенційні сигнали від ланцюгів управління вимикачем через відповідні елементи (електромагнітні реле):

- при невідповідності положень ключа управління (включено) і вимикача (відключено) - сигнал пуску **СП**, сформований контактом **KL1** елемента **ЕП**;

- при відключенні вимикача оперативно або релейним захистом після включення його на КЗ черговим персоналом або від пристроїв релейного захисту, спрацьовують тільки при внутрішніх пошкодженнях трансформатора, від диференційного захисту шин електростанції (крім АПВ вимикача, призначеного для їх випробування) - сигнали заборони **СЗ**, сформований елементом заборони дії **ЗД**;

- при підготовці до нового дії АПВ (поверненню в початковий стан) - **сигнал на дозвіл підготовки до включення СДВ**, сформований елементом **ДВ**.

На вхід елемента **ЗП** захисту від неправильної дії при перервах живлення схеми надходить **напруга Еп** від джерела оперативного струму. При його наявності РПВ готове до дії, тобто знаходиться в стані очікування (геркон **ЗП** розімкнутий).

Розглянемо взаємодію елементів реле при його спрацьовуванні.

*Пристрій ШАПВ введений в дію (накладка **SX** замкнута).* При виникненні невідповідності положень вимикача і його ключа управління спрацьовує реле **KL1** елемента **ЕП** і подає сигнал на не інвертуючі входи **$\overline{DX1}$** і **$\overline{DX2}$** ШАПВ и АПВ відповідно. На їх інвертуючих входах сигнали відсутні, тому на виході кожного елемента з'являється дискретний вихідний сигнал.

Простежимо проходження вихідного сигналу ШАПВ. Він надходить на один з входів синтезованого елемента **$\overline{DX1}$** і на один із входів **$\overline{DX2}$** елемента управління **ЕУ**.

На другому вході цих елементів теж є сигнали: на **$\overline{DX1}$** від АПВ; на **$\overline{DX2}$** від **ЕП**. У зв'язку з цим з'являється сигнал на виході **$\overline{DX1}$** і зникає сигнал на виході **$\overline{DX2}$** . Зникнення сигналу на виході **$\overline{DX2}$** (вихід приймає нульовий потенціал) супроводжується перемиканням транзистора **VT** у відкритий стан і в зв'язку з цим спрацьовуванням вихідного реле **KL2**. Його контакт замикає ланцюг другої утримуючої обмотки, яка включена послідовно з електромагнітом включення вимикача. Під дією ШАПВ вимикач включається, одночасно сигналом з виходу **$\overline{DX1}$** , що надходять на вхід запису **S** тригера **DS**, тригер перемикається. При цьому напруга на його вході з'являється з деякою затримкою t_z . Вона подається на інверсні входи ШАПВ і АПВ, на інших входах яких присутній сигнал від елемента **ЕП**, тому вихідні сигнали ШАПВ і АПВ зникають. Тим самим забезпечується однократність дії ШАПВ і його блокування. Пристрій ШАПВ можна використовувати тільки на лініях з повітряними вимикачами.

Пристрій **ШАПВ** виведено з дії (накладка **SX** розімкнута). У цьому випадку, як і раніше, на один з входів **DX1** надходить сигнал від АПВ, цей же сигнал запускає реле часу **ЕВ** (з витримкою спрацьовування $t_c = t_{АПВ1}$). Після спрацьовування реле **ЕВ** його сигнал надходить на другий вхід **DX1** і на один з входів **DX2** елемента ЕУ. Далі пристрій діє, як і в попередньому випадку, але включення вимикача відбувається з витримкою часу $t_c = t_{АПВ1}$, а АПВ в зв'язку з перемиканням тригера **DS**, як і ШАПВ, залишається заблокованим.

Для повернення схеми в початковий стан в неї включені елемент **ПД**, реле часу **ЕВ** з витримкою часу $t_n = t_{АПВ2}$ і елемент **DX3**. Взаємодія цих елементів наступна. При пуску сигнал ЕП підводиться також до інверсного входу **DX3** елемента **ПД**. Тому на його виході сигнал відсутній і елемент часу з витримкою t_n ($t_{АПВ2}$) не запускається. Після включення вимикача сигнал на інвертуючому вході **ПД** зникає, і на виході мікросхеми **DX3** з'являється сигнал. Він запускає елемент часу і підводиться до одного з входів мікросхеми **DX2**. На його другий вхід сигнал подається після спрацьовування елемента **ЕВ** з витримкою часу t_n ($t_{АПВ2}$). У зв'язку з цим на його виході з'являється сигнал, що надходить на вхід зчитування **R** тригера **DS**, який приходить в початковий стан і знімає заборону повторної дії ШАПВ і АПВ.

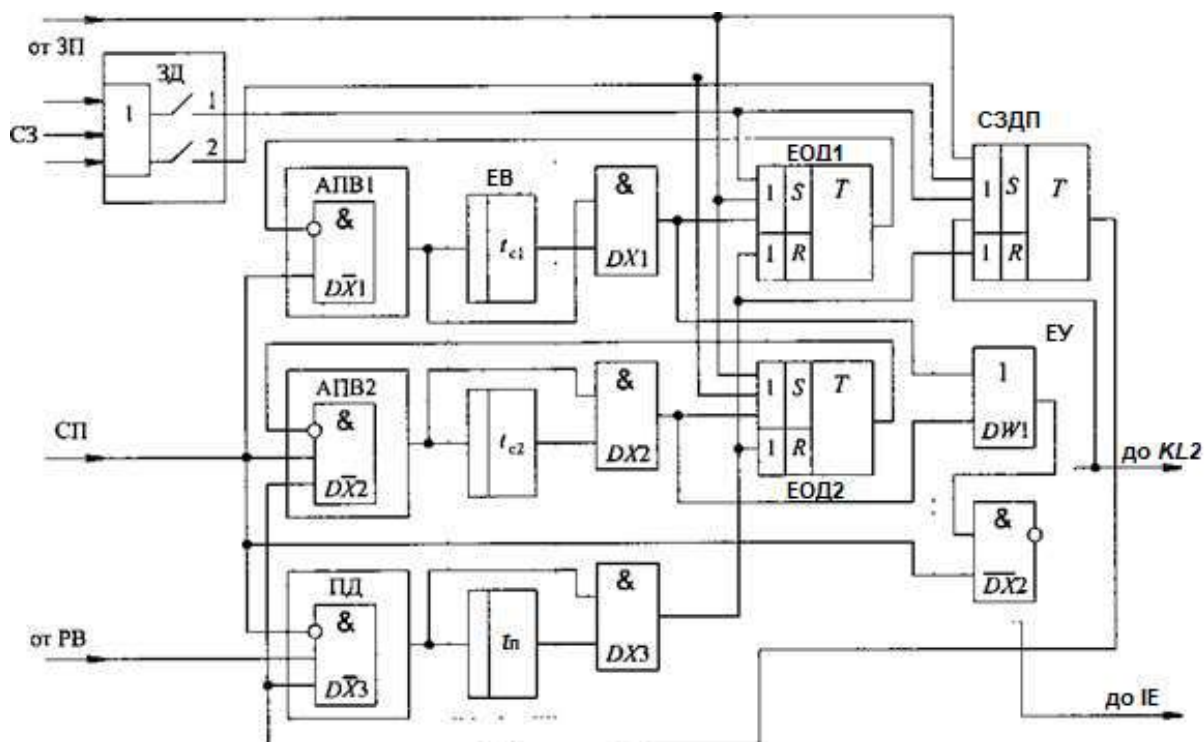


Рисунок 1.33 – Функціональна схема реле РРВ-02

Функціональна схема **РРВ-02** (рис. 1.33) не містить ШАПВ, але до її складу входять два елементи АПВ1 і АПВ2 двократної дії РРВ, елементи ЕОД1, ЕОД2 їх однократності і два геркона елемента 3Д заборони дії АПВ1 і АПВ2 або тільки АПВ2. Відповідно реле РРВ-02 містить більш складний

елемент витримки часу EB , затримуючий сигнали пуску на час спрацьовування t_{c1} , t_{c2} , і сигнал підготовки до нової дії (поверненню) - на час t_n .

Логічна частина складається з трьох мікросхем **$DX1$ - $DX3$** і додаткових елементів координації дії і підготовки до вихідного стану: на схемі показаний елемент формування сигналу про зняття заборони і дозволу повернення **$CЗДП$** елемента **$АПВ2$** .

При надходженні першого сигналу пуску **$СП$** спрацьовує **$АПВ1$** і запускає **EB** для відліку часу t_{c1} , після закінчення якого через мікросхеми **$DX1$** , **$DW1$** і **$\overline{DX2}$** елементу **$ЕУ$** дискретний сигнал збуджує вихідне електромагнітне реле **$KL2$** , яке здійснює перше повторне включення вимикача. Через **$DX1$** перемикається тригер елемента однократності дії **$ЕОД1$** , який забороняє (через **$\overline{DX1}$**) проходження можливого другого сигналу пуску через **$АПВ1$** . При цьому перше спрацьовування **$ЕУ$** запам'ятовується елементом **$CЗДП$** (вхід **S**) дозволу дії **$АПВ2$** і повернення схеми в цілому в початковий стан. На вхід **S** приходить дискретний сигнал від **$ЕУ$** , а вихідний сигнал **$CЗДП$** надходить на входи **$АПВ2$** і елемента підготовки до нової дії **$ПД$** . При неуспішному першому **$АПВ$** вимикача і відключенні його вдруге знову з'являється сигнал пуску **$СП$** , який проходить через елемент заборони **$\overline{DX2}$** завдяки відсутності сигналу на інверсному (верхньому) і наявності сигналу (від **$CЗДП$**) на нижньому його входах, і **$АПВ2$** спрацьовує, запускаючи **EB** з витримкою часу t_{c2} і готуючи сигналом на верхньому вході схеми **$DX2$** збудження **$ЕУ$** .

Після закінчення часу t_{c2} сигнал **EB** проходить через мікросхему **$DX2$** і надходить (через схему **$DW1$**) на другий (верхній) вхід **$\overline{DX2}$** , транзистор **VT** (див. рис 1.29) перемикається у відкритий стан і вихідне реле **$KL2$** спрацьовує. Відбувається **$АПВ$** вимикача вдруге. Вихідним сигналом мікросхеми **$DX2$** перемикається **$ЕОД2$** , що забезпечує однократність дії **$АПВ2$** : його логічна одиниця надходить на інверсний вхід елемента **$\overline{DX2}$** (ЗАБОРОНА).

При успішному другому **$АПВ$** сигнал пуску **$СП$** , що надходить на інверсний вхід мікросхеми **$\overline{DX3}$** , зникає, елемент **$ПД$** підготовки **$РПВ$** до нових дій запускає **EB** , який сигналом, що надходять після витримки часу повернення t_n через мікросхему **$DX3$** на **R -входи **$ЕОД1$** , **$ЕОД2$** , знімає заборону дії **$АПВ1$** і **$АПВ2$** . Зняття заборони дії **$АПВ2$** супроводжується сигналом елемента витримки **EB** на **R -вхід тригера формувача сигналу про зняття заборони і дозволу повернення **$CЗДП$** елемента **$АПВ2$** .****

При неуспішному **$АПВ$** вимикач відключається захистом втретє. Знову з'являється сигнал пуску, який, поступаючи на інверсний вхід мікросхеми **$\overline{DX3}$** забороняє підготовку **$РПВ$** до нової дії. Сигнал пуску не зникає до квітрованія його ключем управління вимикачем (усунення невідповідності положень ключа управління і вимикача).

1.14 Мікросхемний комплекс автоматичних пристроїв повторного включення

Спрощена і збільшена функціональна схема панелей автоматики типу ПДЕ 2004, що представляє собою комплекс автоматичних пристроїв

повторного включення ліній електропередач з двостороннім живленням 330 кВ і вище, наведена на рис. 1.34. На схемі умовно показані автоматичні пристрої **АПЗ** швидкодіючого високочастотного фільтрового спрямованого ФН і диференційно-фазного ДФ, дистанційного Д захисту і струмового спрямованого ступінчастого захисту нульової послідовності ТНП. Вони забезпечують швидке відключення ліній електропередачі з двох сторін при виникненні на ній КЗ.

Відключення однієї пошкодженої фази (вимикачами з пофазним приводом) проводиться виборчими вимірювальними органами (ВВО) **KZ_a**, **KZ_b**, **KZ_c**, виконаними у вигляді направлених вимірювальних органів опору релейної дії. До них підводяться фазні напруги **U_a**, **U_b**, **U_c** суми фазного струму **I_a**, **I_b**, **I_c** відповідно і струму нульової послідовності **kI₀**.

Характеристики їх спрацьовування у вигляді двох кіл, що пересікаються або чотирикутників, розташованих в першому квадраті комплексної площини і охоплюють початок координат, забезпечують чітке спрацьовування ВВО тільки пошкоджених фаз лінії при однофазних і двофазних КЗ на землю.

При зазначених КЗ спрацьовують пускові вимірювальні органи струму (ПВОС) **KA** і комбінований орган струму і напруги **KAV** нульової послідовності з гальмуванням від фазних струмів **I_ф**.

Швидкодіючий комбінований орган нульової послідовності **KAV** впливає на інверсний вхід логічного елемента **DX1** і забороняє відключення зазначеними АПЗ всіх трьох фаз лінії.

Пусковий орган струму нульової послідовності **KA** через керовані ключі **SA** вводить в дію ВВО опору **KZ_a**, **KZ_b**, **KZ_c**, які при однофазних КЗ на землю через відповідний логічний елемент **DX2-DX4** за умови спрацьовування одного або всіх зазначених АПЗ ліній формують управляючий вплив на електромагніт відключення **YAT** пошкодженої фази лінії з двох сторін.

При двофазному КЗ на землю спрацьовують два ВВО опору і через відповідний логічний елемент **DX5-DX7** забезпечують відключення всіх трьох фаз вимикачів двох сторін лінії електропередачі.

По ланцюгу невідповідності положення ключа управління **SA** вимикачем і його стану (реле **KQT**) після відключення однофазного КЗ запускається (сигналом пуску СП) автоматичний пристрій повторного включення **AKS** і по ланцюгу однофазного автоматичного повторного включення ОАПВ проводиться включення вимикача пошкодженої фази.

Для надійного і швидкого повторного відключення лінії при стійкому однофазному КЗ передбачається короткочасний ввід ВВО для самостійного дії на відключення всіх трьох фаз лінії через відповідний логічний елемент **DX8-DX10** і елементи **DW1** і **DX11**. Для цього на треті (середні на схемі) їх входи і другий вхід **DX11** через елемент затримки при поверненні **D1** і елемент **DW2** підводиться одиничний логічний сигнал, наприклад від реле положення **KQT** вимикача фази що відключилася.

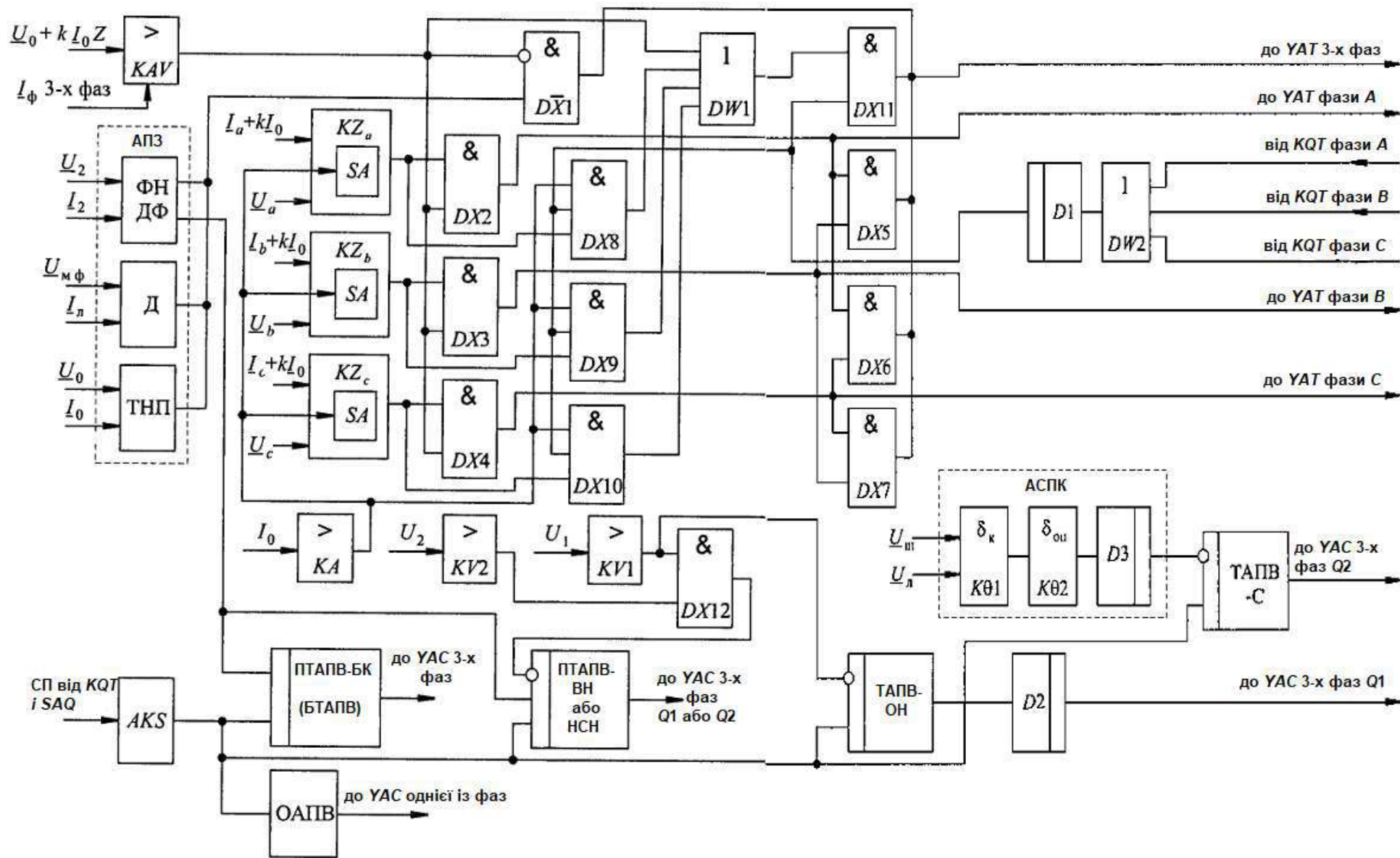


Рисунок 1.34 – Функціональна схема панелі автоматики ПДЕ 2004

Після відключення трьох фаз лінії (при двофазному КЗ на землю за вказаним ланцюгом через один з елементів ***DX5-DX7***, а при двох і трифазних КЗ безпосередньо АПЗ через ***DX1*** на інверсному вході якого логічний нуль, - ***КАV*** не спрацьовує) проводиться трифазне повторне включення лінії.

За умови спрацьовування швидкодіючого захисту здійснюється ПТАПВ (прискорене ТАПВ - без витримки часу): швидкодіючий обох сторін лінії по ланцюгу ПТАПВ-БК (без контролю) - ШТАПВ при наявності сигналів від ***AKS*** і ФН ДФ або несинхронне ТАПВ - вимикача одного боку лінії з контролем повної відсутності напруги ВН або з контролем наявності симетричного напруги НСН на іншому кінці лінії по ланцюгу ПТАПВ-ВН або НСН.

Це відбувається при відсутності логічної одиниці (сигналу) на інверсному вході зазначеного ланцюга, що має місце при не збуджених вимірювальних органах ***KV1*** напруги прямої ***U1*** і ***KV2*** напруги зворотної послідовності ***U2*** (умова ВН) або відповідно при збудженому ***KV1***, але не збудженому ***KV2*** (умова НСН): при наявності на лінії симетричної напруги ***KV1*** збуджено, на одному вході ***DX12*** одиниця, а на другому - логічний нуль від не збудженого ***KV2***, тому на його виході логічний нуль, що дозволяє по інверсному входу ланцюга ПТАПВ-ОН або НСН включення вимикача лінії. Несинхронне ТАПВ забороняється при збуджених ***KV1***, ***KV2***, тобто при несиметричній напрузі лінії, що може мати місце при невідключеному несиметричному КЗ.

При відключенні КЗ на лінії не швидкодіючим захистом, наприклад другим ступенем дистанційної Д або струмового спрямованого захисту нульової послідовності ТНП, відбувається ТАПВ вимикача з одного боку лінії з витримкою часу (елемент ***D2***) і контролем відсутності напруги на лінії по ланцюгу ТАПВ-ВН при логічному нулі (***KV1*** не збуджене) на її інверсному вході.

Після успішного ТАПВ одного кінця лінії вимикач другого її кінця включається пристроєм ***AKS*** з контролем синхронізму напруги на лінії ***U_л*** і шинах ***U_ш*** вимірювальними органами ***K01*** і ***K02*** кута δ зсуву фаз між ними і частоти ковзання ω по ланцюгу ***ТАПВ-С***.

Зазначений вимірювальний орган є простим автоматичним синхронізатором з постійним кутом випередження АСПК. При неприпустимому куті зсуву фаз або частоті ковзання логічна одиниця на його виході через інверсний вхід зазначеного ланцюга забороняє АПВ вимикача. При настанні умов синхронізму - при допустимих куті зсуву фаз ω логічний нуль на виході вимірювальних реле ***K01*** (контролю δ і ωs) і ***K02*** (кута випередження $\delta_{\text{вип}}$) синхронізатора через інверсний вхід ланцюга ***ТАПВ-С*** дозволяє включення вимикача. Вимірювальні реле кутів зсуву фаз функціонують по часовому імпульсному способу порівняння фаз.

Мікропроцесорна реалізація АПВ здійснюється також багатофункціональними інтегрованими мікропроцесорними автоматичними пристроями протиаварійної автоматики, елементна база яких поєднується з ЕОМ і постійно вдосконалюється. При цьому основні вимоги до АПВ та принципи їх виконання, які визначаються фізичними властивостями енергетичної системи залишаються незмінними.

Питання для самопідготовки до розділу 1

1. Призначення і застосування АПВ.
2. Класифікація АПВ. Основні вимоги до АПВ.
3. Електричне АПВ односторонньої дії
 - 3.1 Основні елементи схеми АПВ;
 - 3.2 Вихідне положення схеми і оперативне включення вимикача;
 - 3.3 Пуск АПВ; ознака, по якій здійснюється запуск АПВ;
 - 3.4 Робота АПВ при нестійкому і при стійкому КЗ;
 - 3.5 За рахунок чого АПВ не працює при оперативних відключеннях?
 - 3.6 Поясніть поведінку АПВ при оперативному включенні на КЗ;
 - 3.7 Чим забезпечується однократність роботи АПВ?
 - 3.8 Навіщо служать і як використовуються резистори R1-R5?
 - 3.9 Навіщо використовується і як працює проміжне реле KBS?
 - 3.10 Навіщо потрібен і як виконується заборона дії АПВ від РЗ?
 - 3.11 Навіщо використовується накладка SX?
4. Особливості виконання АПВ на телемеханізованих ПС:
 - 4.1 Чому застосування схеми АПВ з фіксованими ключами не застосовуються на телемеханізованих ПС?
 - 4.2 Що використовується замість фіксованих ключів для запам'ятовування попередньої команди управління?
 - 4.3 Реле РП11, його включення в схему АПВ;
 - 4.4 Робота схеми АПВ при будь-якому включенні вимикача і відключенні вимикача від ключа управління або пристрою телеуправління;
 - 4.5 Робота схеми АПВ при схемі при відключенні від РЗ; в чому різниця?
 - 4.6 Відновлення роботи АПВ при стійкому пошкодженні;
5. Особливості виконання АПВ на повітряних вимикачах.
 - 5.1 Що в обов'язковому порядку повинно враховуватися при виконанні АПВ на повітряних вимикачах?
 - 5.2 Як здійснюється контроль тиску в схемі з очікуванням відновлення тиску?
 - 5.3 Стабілізація роботи АПВ при коливаннях тиску в повітряній системі після відключення вимикача;
 - 5.4 Навіщо включений резистор R6?
 - 5.5 Поясніть ланцюг SA (1-3) -R3.
 - 5.6. Як працює реле від стрибання?
6. Вибір уставок одноразових АПВ для ліній з одностороннім живленням
 - 6.1 t1АПВ;
 - 6.2 t2АПВ.
7. Прискорення дії релейного захисту при АПВ
 - 7.1. Що таке і навіщо використовується прискорення захисту після АПВ?

- 7.2. Три схеми виконання прискорення МСЗ після АПВ.
- 7.3 Навіщо і як використовується прискорення захисту до АПВ?
- 7.4. Схема виконання прискорення МСЗ до АПВ.
- 7.5. У яких схемах мережі і навіщо використовується по чергове АПВ?
- 7.6. Схема виконання прискорення МСЗ до АПВ.
- 8. Виконання АПВ на змінному оперативному струмі
 - 8.1. Особливості виконання АПВ на змінному оперативному струмі. Основні недоліки механічних АПВ?
 - 8.2. Допоміжні контакти, які використовуються в АПВ на змінному оперативному струмі (3 групи).
 - 8.3. Схема миттєвої дії і не автоматичної підготовки АПВ. Її недоліки.
 - 8.4. Схема миттєвої дії і автоматичної підготовки АПВ. Її недоліки.
 - 8.5. Схема з витримкою часу і автоматичної підготовкою АПВ
- 9. Двократне АПВ
 - 9.1. На яких лініях і навіщо застосовується?
 - 9.2. Схема двократного АПВ.
- 10. Трифазне АПВ на лініях з двостороннім живленням
 - 10.1. Особливості АПВ ліній з двостороннім живленням.
 - 10.2. Що таке синхронні качання? Чому при синхронних качаннях підвищуються вимоги до селективності РЗ?
 - 10.3. Що таке асинхронний режим? Чим він небезпечний? Заходи, необхідні для ресинхронізації. Яким чином припиняється тривалий асинхронний режим?
 - 10.4. Основні групи, в які можна об'єднати різні типи ТАПВ.
 - 10.5. Несинхронне АПВ. Відмінність застосування НАПВ від АПВ на розімкнутих лініях.
 - 10.6. Допустимість застосування НАПВ. Критерій допустимості.
 - 10.7. Розрахунок максимального струму несинхронного включення.
 - 10.8. Переваги і недоліки використання схем НАПВ.
 - 10.9. Швидкодіючі АПВ. Принцип ШАПВ, переваги. Де застосовується ШАПВ?
 - 10.10. Схема ШАПВ.
 - 10.11. АПВ з очікуванням синхронізму. Принцип дії і схема АПВОС.
 - 10.12. Реле контролю синхронізму. Принцип дії реле напруги типу РН-55.
 - 10.13. Реле зсуву фаз серії РСФ-11.
 - 10.14. Яке ТАПВ називають прискореним (ПТАПВ)? Чим відрізняється від ШАПВ і від АПВОС?
 - 10.15. АПВ з уловлюванням синхронізму (АПВУС). Принцип дії. Де застосовується?
 - 10.16. Однофазне АПВ. Принцип дії. Де застосовується? Вибірці: призначення і принцип дії.
 - 10.17. Основні переваги і недоліки ОАПВ в порівнянні з ТАПВ.

10.18. АПВ шин. Які елементи мережі повинні підключатися при АПВ шин?

10.19. АПВ трансформаторів. На яких трансформаторах встановлюється АПВ? При спрацьовуванні яких захистів АПВ трансформаторів не повинно працювати?

10.20. АПВ електродвигунів. Для яких двигунів застосовується АПВ?

10.21. Функціональна схема мікросхемного пристрою реле автоматичного включення РПВ-01.

10.22. Функціональна схема реле РПВ-02.

10.23. Функціональна схема панелі автоматики ПДЕ 2004 стосовно дії АПВ.

2 АВТОМАТИЧНЕ ВКЛЮЧЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА ОБЛАДНАННЯ

2.1 Призначення АВР

Високий ступінь надійності електропостачання споживачів за умови безперебійності живлення забезпечують схеми живлення одночасно від двох і більше джерел живлення (ліній, трансформаторів), оскільки аварійне відключення одного з них не призводить до порушення живлення споживачів. Незважаючи на ці очевидні переваги багатостороннього живлення споживачів, велика кількість ПС, що мають два і більше джерел живлення, працюють за схемою одностороннього живлення. Одностороннє живлення мають також секції шин власних потреб (ВП). Застосування такої менш надійної, але більш простої схеми електропостачання в багатьох випадках виявляється доцільним для зниження струмів КЗ, зменшення втрат електроенергії в живильних трансформаторах, спрощення РЗ, створення необхідного режиму по напрузі, перетіканням потужності та ін. При розвитку електричної мережі одностороннє живлення часто є єдиним можливим рішенням, так як раніше встановлене обладнання і РЗ не дозволяють здійснити паралельну роботу джерел живлення. Використовуються два основних підходи побудови схем АВР: при одному джерелі живлення споживачів і наявності двох або більше джерел.

У першій групі схем одне джерело включене і живить споживачів, а друге відключене і знаходиться в резерві. Відповідно до цього перше джерело називається *робочим*, а другий *резервним* (рис. 2.1, а). У другій групі схем всі джерела включені, але працюють окремо на живлення виділених споживачів. Розподіл здійснюється на одному з вимикачів (рис. 2.1, в). Недоліком одностороннього живлення є те, що аварійне відключення робочого джерела призводить до припинення живлення споживачів, тобто до аварії.

Цей недолік може бути усунутий швидким автоматичним включенням резервного джерела або включенням вимикача, на якому здійснено розподіл мережі. Для виконання цієї операції широко використовуються спеціальні автоматичні пристрої, які отримали найменування *автомати включення резерву* (АВР). При наявності АВР час перерви живлення споживачів в більшості випадків визначається лише часом включення вимикачів резервного джерела і становить 0,3-0,8 с. Розглянемо принцип використання АВР на прикладі схем, наведених на рис. 2.1.

а) Живлення ПС А (рис. 2.1, а) здійснюється по робочій лінії $W1$ від ПС Б. Друга лінія $W2$, що приходить від ПС В, є резервною і знаходиться під напругою (вимикач $Q3$ нормально відключений). При відключенні лінії $W1$ автоматично від АВР включається вимикач $Q3$ лінії $W2$, і знову подається живлення споживачам ПС А. Схеми АВР можуть мати *односторонню* або *двосторонню* дію. При односторонньому АВР лінія $W1$ завжди повинна бути робочою, а лінія $W2$ - завжди резервною. При двосторонньому АВР будь-яка з цих ліній може бути робочою і резервною.

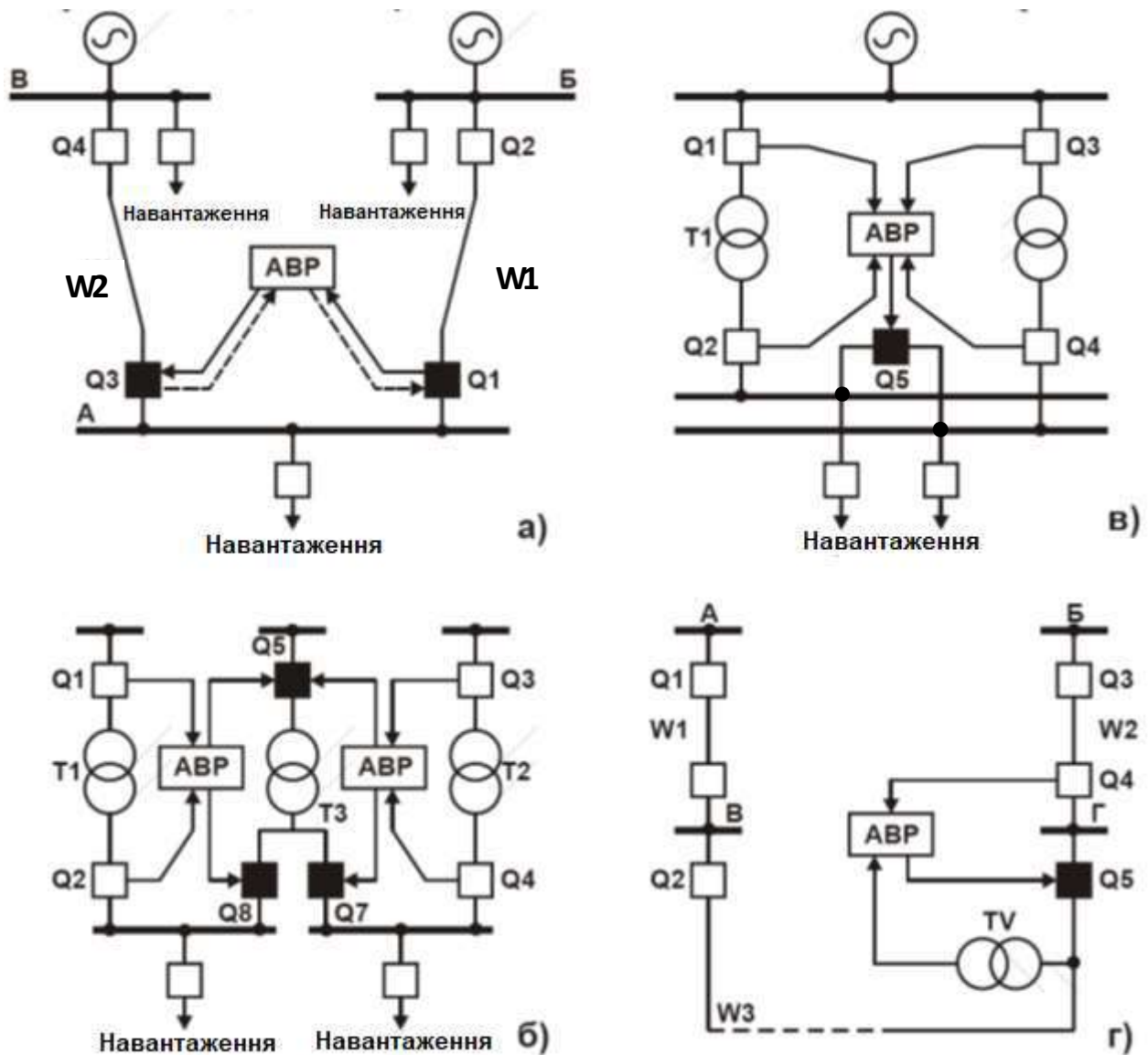


Рисунок. 2.1 – Схеми одностороннього живлення з використанням АВР

б) Живлення електродвигунів та інших споживачів ВП кожного агрегату ЕС здійснюється від двох окремих робочих трансформаторів Т1 і Т2 (рис. 2.1, б). При відключенні одного робочого трансформатора автоматично від АВР включається вимикач Q5 і один з вимикачів Q8 (при відключенні Т1) або Q7 (при відключенні Т2) - резервного трансформатора Т3.

в) Трансформатори Т1 і Т2 є робочими, але паралельно працювати не можуть (рис. 2.1, в) і тому з боку нижчої напруги включені на різні системи шин. Шино з'єднувальний вимикач Q5 нормально відключений. При аварійному відключенні будь-якого з робочих трансформаторів автоматично від АВР включається вимикач Q5, підключаючи навантаження шин, що втратили живлення, до трансформатора що залишився в роботі. Кожен трансформатор в даному випадку повинен мати потужність, достатню для живлення всього навантаження ПС. У разі, якщо потужність одного трансформатора недостатня для живлення всього навантаження ПС, при дії

АВР повинні вживатися заходи для відключення частини найменш відповідального навантаження.

г) ПС В і Г нормально живляться радіально від ПС А і Б відповідно (рис. 2.1, г). Лінія W3 знаходиться під напругою з боку ПС В, а вимикач Q5 нормально відключений. При аварійному відключенні лінії W2 пристрій АВР, встановлений ПС Г, включає вимикач Q5, і живлення ПС Г переводиться на ПС В по лінії W3. При відключенні лінії W1 ПС В і разом з нею лінія W3 залишаються без напруги. Зникнення напруги на трансформаторі напруги TV також приводить в дію пристрій АВР на ПС Г, який включенням вимикача Q5 подає напругу на ПС В від ПС Г.

Досвід експлуатації показує, що АВР є дуже ефективним засобом підвищення надійності електропостачання. Успішність дії АВР становить 90-95%. Простота схем і висока ефективність зумовили широке застосування АВР на ЕС і в електричних мережах.

Пристрої автоматичного включення резервних джерел живлення і резервного електрообладнання забезпечують надійність електропостачання та необхідну продуктивність власних потреб ЕС і підвищують безпеку обслуговування АЕС. **Обов'язковою є установка пристроїв АВР на вимикачах резервних трансформаторів власних потреб ЕС, а також резервних масляних насосах і живлячих водою парогенераторних насосах, вентиляторів топок парогенераторів і на іншому відповідальному обладнанні, що забезпечує нормальне функціонування електростанцій. Вони широко поширені в системах електропостачання, перш за все на секційних вимикачах двох трансформаторних ПС.**

2.2 Основні вимоги до схем АВР

В експлуатації знаходиться велика кількість АВР різних типів, які мають свої специфічні особливості. Однак всі пристрої АВР повинні відповідати таким основним вимогам:

1) Схема АВР повинна **приходити в дію в разі зникнення напруги на шинах споживачів з будь-якої причини** (за винятком оперативного відключення живлення), в тому числі при аварійному, помилковому або мимовільному відключенні вимикачів робочого джерела живлення, а також при зникненні напруги на шинах, від яких здійснюється живлення робочого джерела. Включення резервного джерела живлення допускається також при КЗ на шинах споживача.

2) Для того щоб зменшити тривалість перерви живлення споживачів, **включення резервного джерела живлення повинне проводитися, можливо, швидше**, відразу ж після відключення робочого джерела. Швидкодія - **головна вимога**, особливо при наявності підключених до секцій шин синхронних електродвигунів, випадання з синхронізму яких в без струмову паузу після зникнення робочого живлення технологічно неприпустимо.

3) Дія АВР повинна бути **однократною**, щоб не допускати декількох включень резервного джерела на не усунуте КЗ.

4) Схема АВР не повинна приходити в дію до відключення вимикача робочого джерела, щоб уникнути включення резервного джерела на КЗ в не відключеному робочому джерелі. Виконання цієї вимоги виключає також в окремих випадках несинхронне включення двох джерел живлення.

5) Для того щоб схема АВР діяла при зникненні напруги на шинах, що живлять робоче джерело, коли його вимикач залишається включеним, схема АВР повинна доповнюватися спеціальним пусковим органом мінімальної напруги.

6) Для прискорення відключення резервного джерела при його включенні на не усунуте КЗ має передбачатися прискорення захисту резервного джерела після АВР. Це особливо важливо в тих випадках, коли споживачі, які втратили живлення, підключаються до іншого джерела, яке несе навантаження.

Прискорений захист зазвичай діє по ланцюгу прискорення без витримки часу. В установках ж ВП, а також на ПС, що живлять велику кількість електродвигунів, прискорення здійснюється з затримкою до 0,5 с. Таке уповільнення прискореного захисту необхідно для запобігання його неправильного спрацьовування у разі короткочасного замикання контактів струмових реле в момент включення вимикача під дією поштовху струму, обумовленого зсувом по фазі між напругою енергосистеми і затухаючою ЕРС електродвигунів що гальмують.

2.3 Принцип дії АВР

Розглянемо принцип дії АВР на прикладі двох трансформаторної ПС, схема (рис. 2.2, а). Живлення споживачів виконується нормально від робочого трансформатора Т1. Резервний трансформатор Т2 відключений і знаходиться в автоматичному резерві.

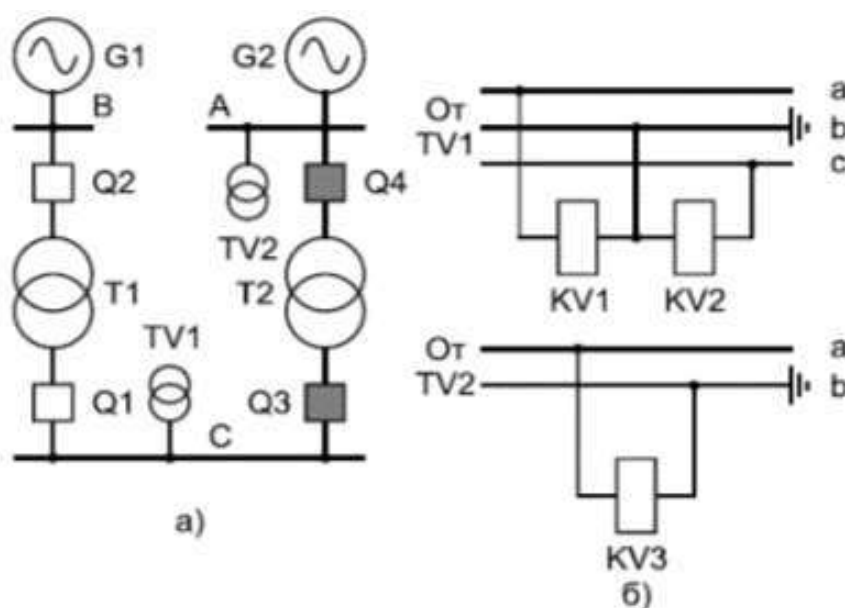


Рисунок 2.2 – Принцип дії АВР на прикладі двох трансформаторної ПС

При відключенні по будь-якій причині вимикача $Q1$ трансформатора Т1 його допоміжний контакт $SQ1.2$ (рис. 2.3) розриває ланцюг обмотки проміжного реле $KL1$. В результаті якорь реле $KL1$, підтягнутий при включеному вимикачі, при знятті напруги відпадає з деякою витримкою часу і розмикає контакти.

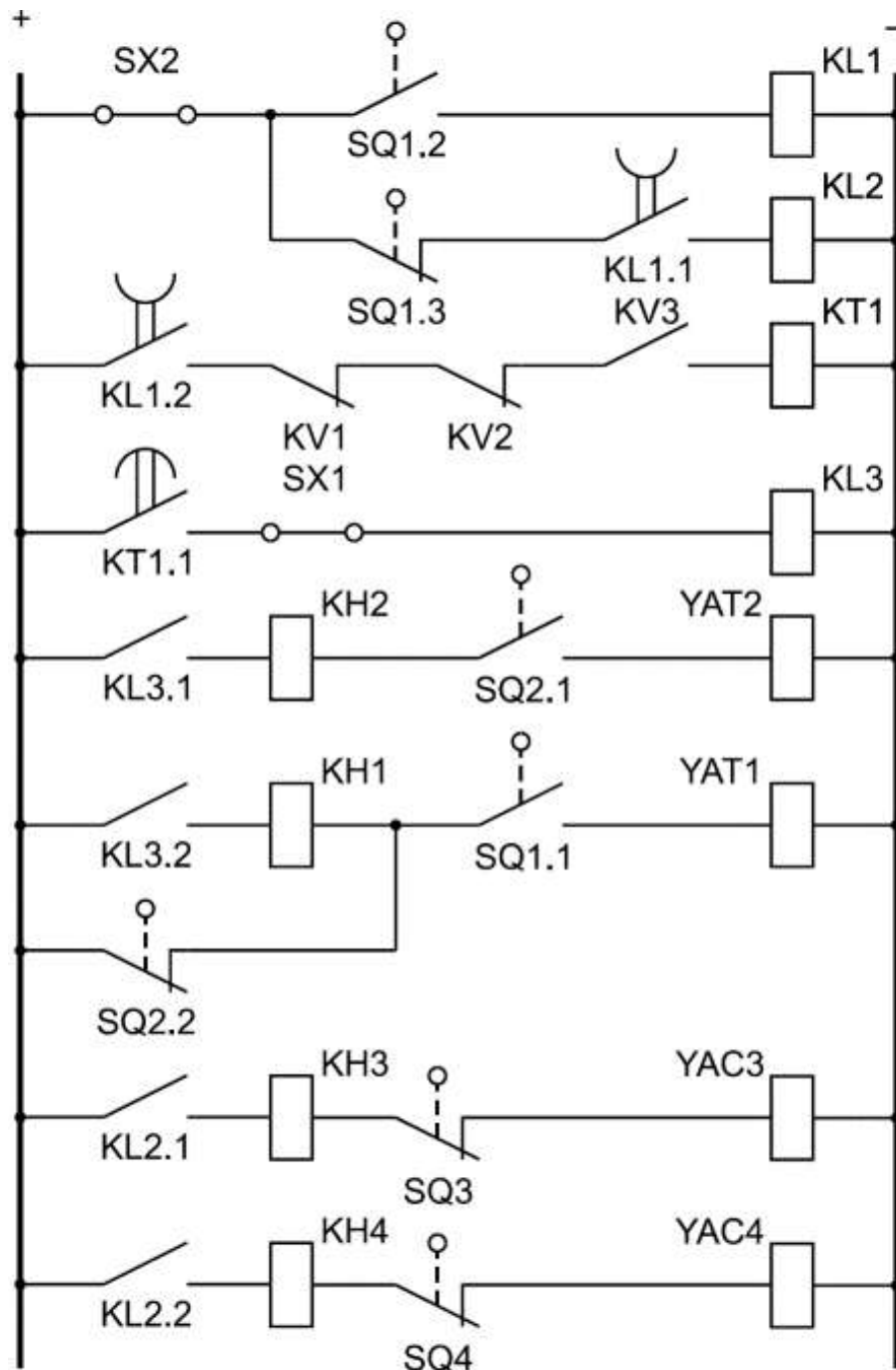


Рисунок 2.3 – Схема АВР

Другий допоміжний контакт $SQ1.3$ вимикача $Q1$, замкнувшись при відключенні $Q1$, подає плюс через ще замкнутий контакт $KL1.1$ на обмотку

проміжного реле *KL2*, яке своїми контактами виконує включення вимикачів *Q3* і *Q4* резервного трансформатора, впливаючи на контактори включення *YAC3* і *YAC4*. Після закінчення встановленої витримки часу реле *KL1* розмикає контакти і розриває ланцюг обмотки *KL2*. Якщо резервний трансформатор буде включений дією АВР на не усунуте КЗ і відключиться РЗ, то його повторного включення не відбудеться. Таким чином, реле ***KL1*** забезпечує однократність дії АВР і тому називається реле *однократності включення*. Реле *KL1* знову замкне свої контакти і підготує схему АВР до нової дії лише після того, як буде відновлена нормальна схема живлення ПС і включений вимикач *Q1*. Витримка часу на розмикання контактів реле *KL1* повинна бути більше часу включення вимикачів *Q3* і *Q4* для того, щоб вони встигли надійно включитися.

Вище було розглянуто дію АВР при відключенні вимикача *Q1* робочого трансформатора. Поряд з цим слід мати на увазі можливість **відключення вимикача *Q2* з боку вищої напруги робочого трансформатора**. У цьому випадку споживачі ПС *C* також втратять живлення. Для того щоб забезпечити дію АВР і в цьому випадку, при відключенні *Q2* від його допоміжного контакту *SQ2.2* подається імпульс на котушку відключення *YAT1* вимикача *Q1*. Після відключення *Q1* АВР запускається і діє, як розглянуто вище.

Крім розглянутих випадків відключення вимикачів *Q1* або *Q2* робочого трансформатора, споживачі також втратять живлення, якщо з якої-небудь причини залишаться **без напруги шини ВН ПС *B***. Схема АВР при цьому не подіє, так як обидва вимикача робочого трансформатора залишаться включеними. Для того щоб забезпечити дію АВР і в цьому випадку, передбачений спеціальний пусковий орган мінімальної напруги, до якого входять реле *KV1*, *KV2*, *KV3* і *KL3*. При зникненні напруги на шинах ПС *B*, а отже, і на шинах ПС *C* в реле мінімальної напруги, підключені до трансформатора напруги *TV1*, замкнуться свої контакти і по дадуть плюс оперативного струму на обмотку реле часу *KT1* через контакт реле *KV3*. Реле *KT1* при цьому запуститься і після закінчення встановленої витримки часу по дасть плюс на обмотку вихідного проміжного реле *KL3*, яке відключить вимикачі *Q1* і *Q2* робочого трансформатора. Після відключення *Q1* АВР подіє, як розглянуто вище.

Реле напруги *KV3* передбачено для того, щоб запобігти відключенню *T1* від пускового органу мінімальної напруги в разі відсутності напруги на шинах ВН ПС *A* резервного трансформатора *T2*, коли дія АВР буде свідомо марною. Реле напруги *KV3*, підключене до трансформатора напруги *TV2* шин *A*, при відсутності напруги розмикає свій контакт і розриває ланцюг від контактів реле *KV1* і *KV2* до обмотки реле часу *KT1*.

2.4 Автоматичне включення резервних трансформаторів

На рис. 2.4 приведена схема підключення трансформатора власних потреб (ТВП) блочних ТЕС. Робочий трансформатор *T1* має розщеплені обмотки і підключений через відгалудження до генератора *G1*. Два резервних трансформатора *T2* і *T3* приєднані до магістралей резервного живлення 6 кВ *A* і

В. Вимикачі ВН резервних трансформаторів $Q21$ і $Q31$ нормально відключені, а вимикачі боку НН $Q2A$ і $Q2B$, $Q3A$ і $Q3B$ включені.

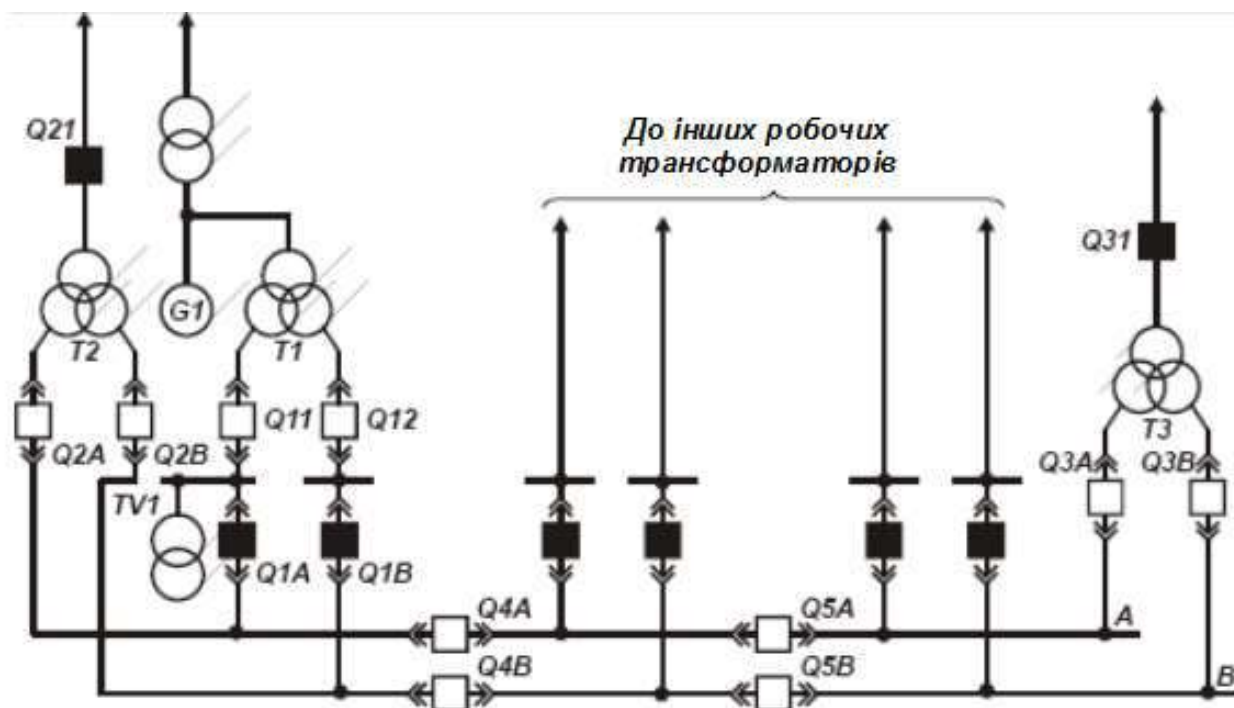


Рисунок 2.4 – Схема підключення ТВП блочної ТЕС

У розглянутій схемі є можливість заміни робочого трансформатора будь-якого енергоблоку будь-яким з двох резервних: $T2$ або $T3$. Залежно від того, який з резервних трансформаторів використовується, включаються або відключаються вимикачі $Q4A$, $Q4B$ і $Q5A$, $Q5B$ (секційні вимикачі встановлюються через два енергоблоки).

У **нормальному режимі** секція власних потреб (ВП) отримує живлення від робочого трансформатора $T1$ через вимикач $Q11$. У разі **аварійного відключення $T1$** будуть включені вимикач $Q1A$, а також вимикачі $Q21$ або $Q31$ резервних трансформаторів $T2$ або $T3$.

Команди на включення вимикачів подаються реле KLA (рис. 2.5), яке спрацьовує при замиканні допоміжного контакту $SQQ11.1$ вимкнений вимикач $Q11$ через контакт що розмикається $KQC11.1$, що забезпечує однократність дії АВР. Плюс на включення вимикача $Q1A$ подається безпосередньо контактом $KLA.1$ через вказівне реле $KH1$, а на включення вимикачів $Q21$ або $Q31$ - через контакти $KLA.2$ і $KLA.3$ відповідно.

Для **вибору напрямку дії** схеми АВР передбачені ключі $SA.3$ або $SA.4$ і спеціальні проміжні реле ($KL2A$ і $KL3A$), контролюючі, від якого резервного трансформатора живляться вводи резервного живлення до секції ВП відповідного енергоблоку (в даному випадку енергоблоку $G1$).

При використанні для резервування $T2$ в схемах АВР вимикачів $Q1A$ і $Q21$ замкнуті контакти $KV2.1$ реле напруги, що контролює наявність напруги на живильної стороні трансформатора $T2$, і контакти реле положення «Включено»

KQC2A вимикача **Q2A**. Тому під напругою знаходяться реле **KLV2**, **KL2A** і контакти їх в схемах АВР (див. рис 2.5) замкнуті. При використанні ж для резервування **T3** під напругою знаходиться реле **KLV3** і **KL3A**.

Дія **АВР** забороняється в разі відключення вимикача **Q11** вручну [при цьому розмикаються контакти **KQQ11.1** (див. рис 1.9 і рис. 2.5)] і в разі пошкодження на шинах або приєднаннях НН, коли можуть подіяти резервні РЗ живлячого трансформатора [при цьому через контакт що замкнувся вихідного проміжного реле резервних РЗ трансформатора **KL** (див. рис 2.5) спрацює реле блокування **KLB**, яке контактом **KLB.1** розімкне ланцюг обмотки реле **KLA**, а через контакт **KLB.2** буде самоутримуватися до розмикання контакту **KQC11.1** і повернення схеми АВР]. У схемі (див. рис 2.5) можуть бути використані фіксовані ключі і повторювач **KQQ11** відсутні. Його замінює безпосередньо КУ **SA.2**.

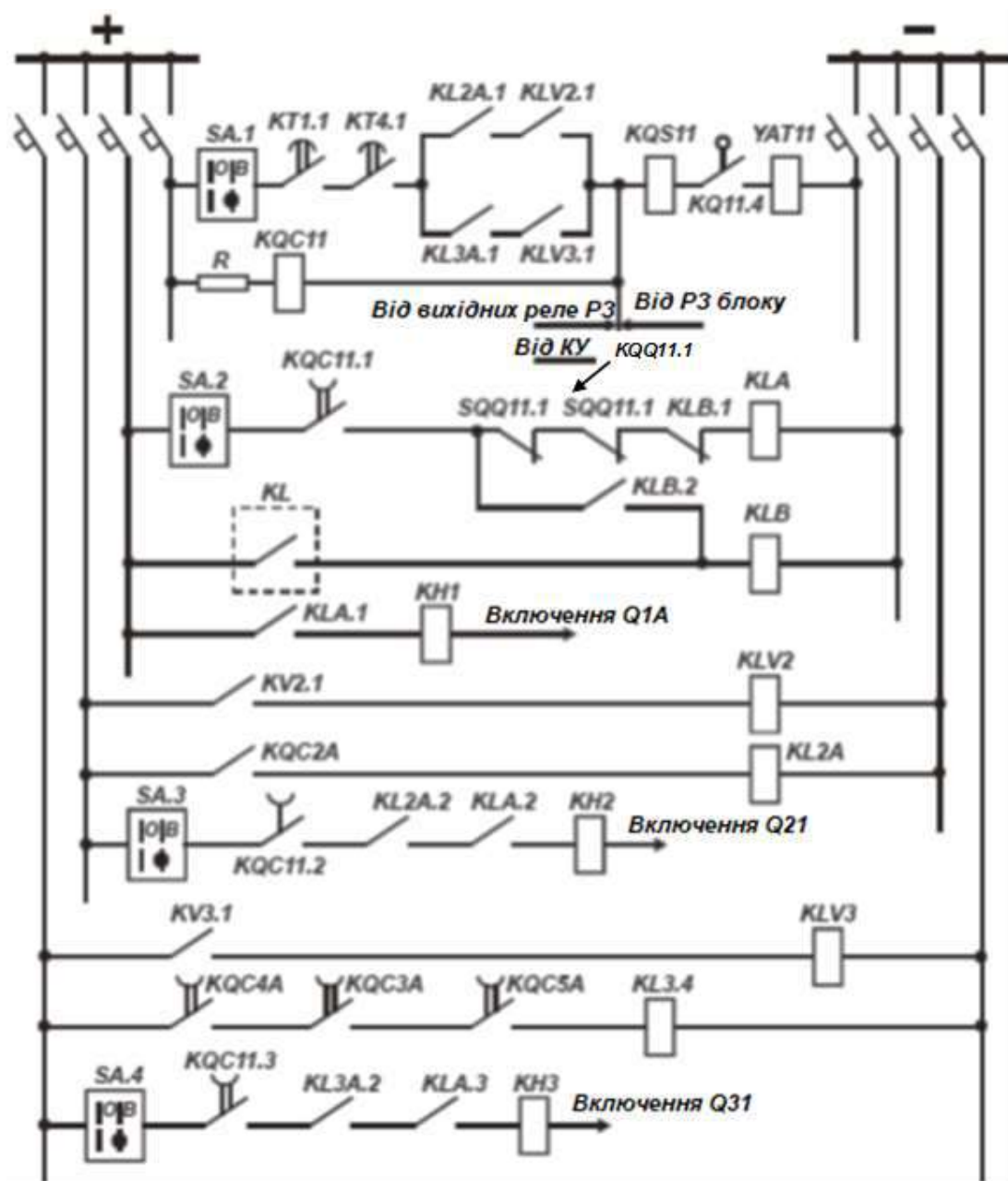


Рисунок 2.5 – Схема АВР ВПН блочної ТЕС

При зникненні напруги на шинах секції 6 кВ, коли вимикач робочого трансформатора *Q11* залишається включеним, вступить в дію пусковий орган мінімальної напруги АВР, схема якого наведена на рис. 2.6. Для відключення вимикача *Q11* і подальшого пуску АВР необхідно спрацювання двох реле мінімальної напруги (*KV1* і *KV4* на рис. 2.6) і реле часу *KT1* і *KT4*. В якості реле *KV1* і *KV4* використовуються відповідні реле першого ступеня РЗ мінімальної напруги, призначеного для відключення невідповідальних електродвигунів в режимі самозапуску. На реле *KV4* виконується уставка спрацювання 70 В, і воно спрацює одночасно з реле *KV1* при зникненні напруги на шинах, забезпечуючи пуск АВР. Для **виключення помилкового спрацювання** пускового органу АВР і РЗ мінімальної напруги електродвигунів при відключенні автоматичного вимикача *SF*, встановленого у вторинних ланцюгах *TV1* (рис. 2.6), плюс на контакти реле напруги подається через його допоміжний контакт *SQF*, замкнутий при включеному автоматичному вимикачі.

Передбачені в схемі на рис. 2.6 блокування не виключають можливості помилкового спрацювання пускового органу АВР в разі перегорання запобіжника в середній фазі на стороні ВН *TV1*, коли можуть одночасно спрацювати обидва реле напруги (*KV1* і *KV4*). Для запобігання в цьому випадку помилкового спрацювання пускового органу схеми АВР плюс на його схему подається через розмикає контакт фільтр реле напруги зворотної послідовності *KVZ* (типу РНФ-1М), встановленого в схемі РЗ мінімальної напруги електродвигунів, підключених до даної секції шин ВП.

У ланцюзі відключення відповідного вимикача робочого трансформатора від пускового органу схеми АВР включені замикаючі контакти проміжних реле *KLV2* або *KLV3* (див. рис 2.5), замкнуті при наявності напруги на резервному джерелі живлення. Проміжні реле *KLV2* (*KLV3*) приходять в дію від контактів максимальних реле напруги *KV2.1* (*KV3.1*) і служать для розмноження контактів останнього з метою використання їх в ланцюгах інших робочих трансформаторів.

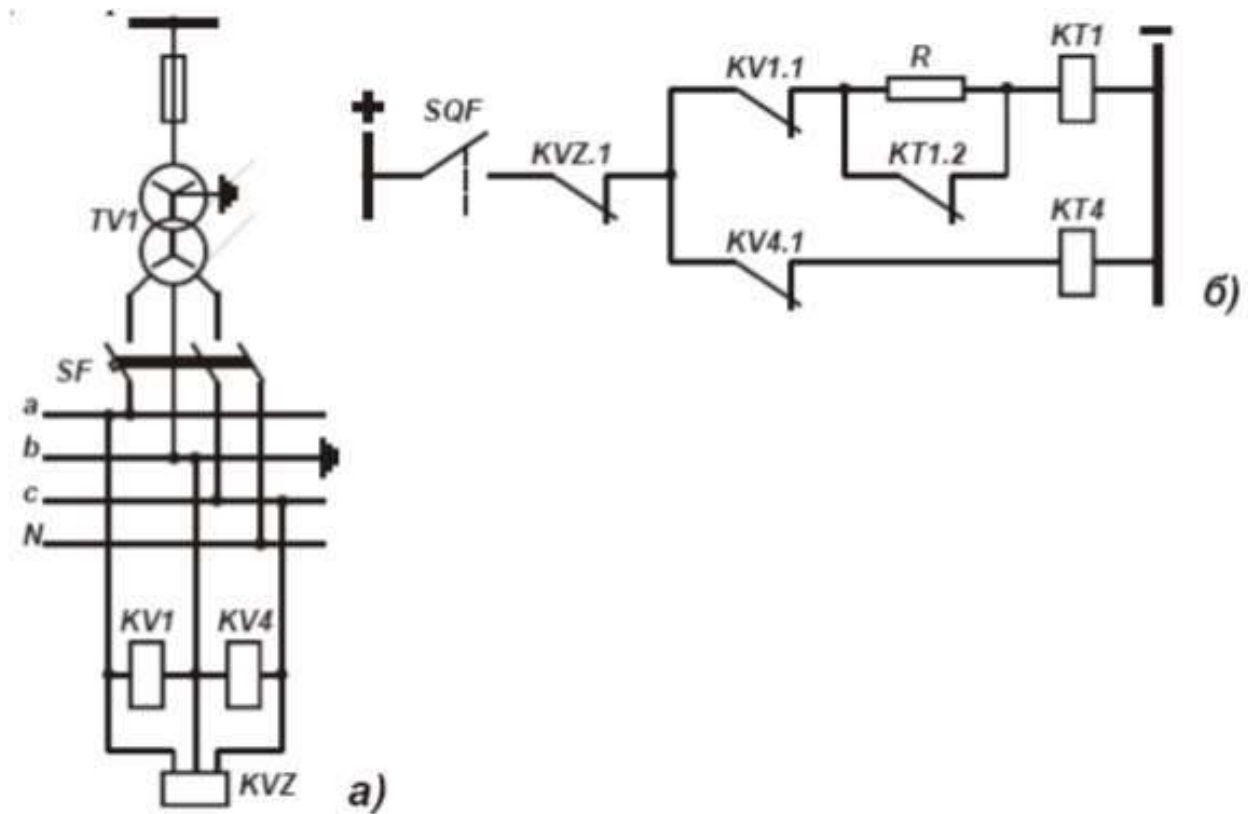


Рисунок 2.6 – Пусковий орган мінімальної напруги АВР

Реле часу $KT1$ і $KT4$ замикають ланцюг відключення вимикача $Q11$ через замикаючі контакти реле $KLV2.1$ ($KLV3.1$) і $KL2A.1$ ($KL3A.1$) в залежності від того, який трансформатор - $T2$ або $T3$ - використовується для резервування робочого трансформатора.

2.5 Мережеві АВР

У розподільних мережах широке застосування знаходять АВР, що забезпечують при своєму спрацьовуванні відновлення живлення декількох ПС мережі, - так звані мережеві АВР. Схема такого АВР приведена на рис. 2.7.

Пристрій АВР двосторонньої дії забезпечує відновлення живлення ділянок мережі, розташованих зліва і праворуч від ПС В, в разі порушення живлення від ПС А і Д. відповідно. Пуск АВР здійснюється контактами реле напруги $KV1$ і $KV2$, підключеними до трансформаторів напруги $TV1$ і $TV2$. У ланцюзі обмотки реле часу $KT1$ пускового органу АВР включені замикаючі контакти автоматів $SF1$ і $SF2$, що запобігають помилковому спрацьовуванню пускового органу в разі несправності ланцюгів напруги, а також замикаючі контакти реле напруги $KV3$ і $KV4$, контролюючі наявність напруги з боку резервного джерела.

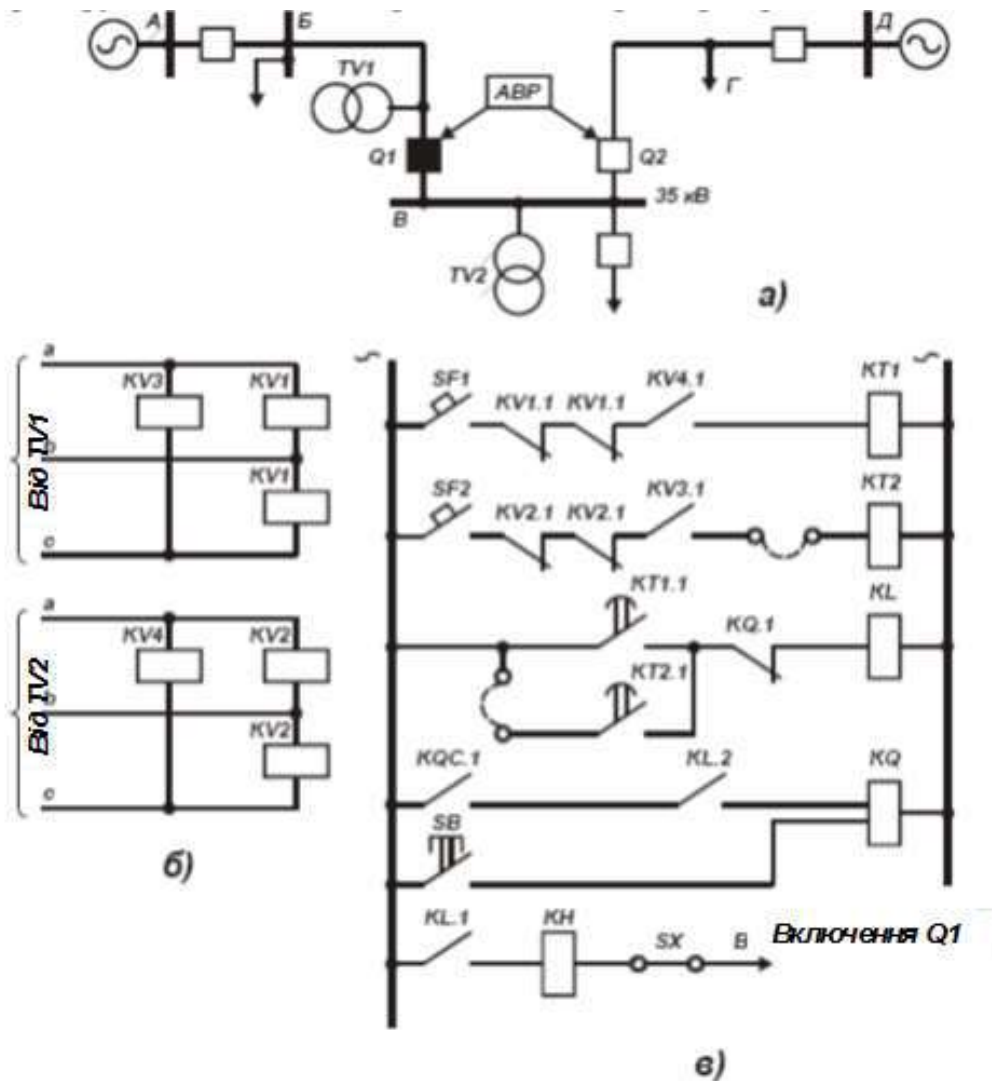


Рисунок 2.7 – Схема мережевого АВР

У схемі пускового органу АВР передбачений друге реле часу $KT2$ для можливості виконання двох різних уставок за часом в разі відключення живлення від ПС А і Д.

Однократність дії даної схеми АВР забезпечується двома позиційним реле KQ . Це реле типу РП-9 змінного струму має дві обмотки, які включені із зустрічною полярністю. спрацьовування реле і переключення його контактів відбуваються за один з напівперіодів поданого на обмотки напруги змінного струму, коли в якорі реле напрямок управляючого потоку протилежно напрямку поляризуючого потоку, створюваного постійними магнітами.

У нормальному режимі замкнутий контакт $KQ.1$ і підготовлений ланцюг вихідного проміжного реле KL . Після спрацьовування реле KL , що подає імпульс на включення $Q1$, і замикання контактів реле положення «Включено» $KQC.1$, що фіксує включення $Q1$, реле KQ спрацьовує і перемикає свої контакти, розмикаючи $KQ.1$ в ланцюзі обмотки KL . Повернення реле KQ і підготовка схеми АВР до нової дії здійснюється натисканням кнопки SB . Цю операцію виконує персонал оперативно-виїзної бригади, що прибуває на ПС при надходженні сигналу про спрацьовування АВР.

Дія мережевого АВР ув'язується з АПВ ліній, що забезпечує найбільшу ефективність дії автоматики. РЗ в розглянутій мережі повинен виконуватися з урахуванням можливості живлення проміжних ПС як від одного, так і від іншого джерела.

2.6 Розрахунок уставок АВР

Реле однократності включення

Витримка часу проміжного реле однократності включення $t_{ОВ}$ від моменту зняття напруги з його обмотки до розмикання контактів повинна з деяким запасом перевищувати час включення вимикача резервного джерела живлення:

$$t_{ОВ} = t_{ВКЛ} + t_{ЗАП}, \quad (2.1)$$

де $t_{ВКЛ}$ - час включення вимикача резервного джерела живлення (якщо вимикачів два, то вимикача, що має більший час включення); $t_{ЗАП}$ – час запасу приймається рівним 0,3-0,5 сек.

Пусковий орган мінімальної напруги

Напруга спрацьовування реле мінімальної напруги при виконанні пускового органу за схемою на рис. 2.2, вибирається так, щоб пусковий орган спрацьовував тільки при повному зникненні струму і не приходив в дію при зниженнях напруги, викликаних КЗ або самозапуском електродвигунів. Для виконання цієї умови напруга спрацьовування реле мінімальної напруги (напруга, при якому повертається якір реле) має бути рівною:

$$U_{CP} = \frac{U_{ЗАЛ}}{k_H n_H}; U_{CP} = \frac{U_{ЗАП}}{k_H n_H}, \quad (2.2)$$

де: $U_{ЗАЛ}$ - найменше розрахункове значення залишкової напруги при КЗ; $U_{ЗАП}$ – найменша напруга при самозапуску електродвигунів; k_H – коефіцієнт надійності, який приймається 1,1-1,2; n_H – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Для визначення найменшого залишкової напруги проводяться розрахунки при трифазних КЗ і розрахунок самозапуску електродвигунів. Приймається менше значення напруги спрацьовування зі значень, отриманих за формулами (2.2).

У більшості випадків обидвом умовам задовольняє напруга спрацьовування, рівна:

$$U_{CP} = (0,25 \div 0,4) U_{НОМ}, \quad (2.3)$$

де $U_{НОМ}$ – номінальна напруга електроустановки.

Тому зазвичай можна приймати напругу спрацьовування відповідно до формули (2.3). У схемах пускових органів мінімальної напруги повинні застосовуватися термічно стійкі реле напруги типу РН-53/60 Д, які мають межі уставок 15-60 В і допускають тривале включення під напругу 110 і 220 В.

Реле контролю наявності напруги на резервному джерелі живлення

Напруга спрацьовування цього реле визначається з умови відбудови від мінімальної робочої напруги по формулі:

$$U_{\text{CP}} = \frac{U_{\text{роб.мін}}}{k_{\text{н}} k_{\text{п}} n_{\text{н}}}, \quad (2.4)$$

де $U_{\text{роб.мін}}$ – мінімальна робоча напруга; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності, який приймається 1,2; $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт повернення реле.

2.7 Сучасні підходи до виконання пристрою АВР

Пристрої автоматичного включення резервних джерел живлення і резервного електрообладнання забезпечують надійність електропостачання та необхідну продуктивність власних потреб ЕС і підвищують безпеку обслуговування АЕС. Обов'язковою є установка пристроїв АВР на вимикачах резервних трансформаторів власних потреб ЕС, а також резервних маслових насосах живлячих водою парогенератори, насосах, вентиляторах топок парогенераторів і на іншому відповідальному обладнанні, що забезпечує нормальне функціонування електростанцій. Вони широко поширені в системах електропостачання, перш за все на секційних вимикачах двох трансформаторних ПС.

Головна вимога до них - швидкодія, особливо при наявності підключених до секцій шин синхронних електродвигунів, випадання з синхронізму яких без струмової паузи після зникнення робочого живлення технологічно неприпустимо. Іншою вимогою, як і до пристроїв АПВ, є однократність дії; пуск тільки при зникненні напруги і, як правило, після відключення робочого вимикача; прискорення дії РЗ. Вельми прості пристрої АВР істотно ускладнюються через вимоги не дії при КЗ, після відключення яких напруга відновлюється, і, особливо, через указану без інерційність забезпечення резервним живленням синхронного навантаження, коли доводиться ігнорувати вимогу відключення робочого вимикача.

Різні релейно-контактні пристрої АВР органічно входять до складу ланцюгів управління вимикачами і доповнюють їх лише постійно збудженим електромагнітним реле однократності дії, що збуджується перед включенням резервного вимикача і, завдяки затримці за часом його відпускання $t_{\text{зв}}$, що забезпечує лише одноразову збірку ланцюга живлення електромагніту включення резервного вимикача: в разі його негайного відключення пристроями РЗ ланцюг можливого повторного його включення виявляється вже розімкнутим. Їхні схеми у великому обсязі наведені в навчальній літературі.

Пусковий, а вірніше, вимірювальний орган мінімальної напруги ускладнюється через специфічність ланцюгів підключення первинних вимірювальних трансформаторів напруги через захисні запобіжники, великого можливого діапазону залишкових напруг $KЗ$ і понижених напруг на початку самозапуску не відключаємого при зникненні напруги відповідального, що гальмувало протягом без струмової паузи, навантаження електродвигуна, доцільності контролю напруги резервного джерела. При наявності синхронних електродвигунів, що підтримують напругу на шинах, в пристрої АВР вводяться і інші вимірювальні реле: кута зсуву фаз, напрямку потужності, спрямованого опору, зниження частоти і навіть фільтр-реле напруги і струму прямої або зворотної послідовностей.

2.7.1 АВР трансформатора власних потреб теплової електростанції

На рис. 2.8 приведена частина типової схеми пристрою АВР трансформатора власних потреб теплової електростанції.

Фрагмент ланцюгів управління вимикачами, наприклад $Q1$ робочого $T1$ і $Q3$ резервного $T3$ (рис. 2.8, а, в, г) трансформаторів власних потреб (в припущенні ввімкненого вимикача $Q5$), ілюструє сказане про релейно-контактне виконавчої частини пристрою АВР: електромагнітне реле однократності дії $KQCT$ (реле фіксації включеного стану $Q1$) включено в ланцюг управління вимикачем робочого трансформатора (рис. 2.8, в) і збуджене його допоміжним (сигнальним) замикаючим контактом $Q1.1$; в ланцюзі обмотки контактора $KМЗ$ управління електромагнітом $УАСЗ$ включення резервного вимикача (рис. 2.8, г) знаходиться розмикаючий сигнальний контакт $Q1.2$ і замикаючий, що розмикається з вказаною вище затримкою $t_{зв}$ контакт $KQCT$, - ланцюг включення вимикача $Q3$ резервного трансформатора підготовлений, але розімкнутий контактом $Q1.2$.

При відключенні робочого вимикача $Q1$ його сигнальні контакти $Q1.1$ і $Q1.2$ перемикаються - приходять в показані на схемі стани; обмотка електромагнітного реле $KQCT$ контактом $Q1.1$ від'єднується від шин управління $ШУ1$, але не знеструмлюється: через діод VD в ній циркулює експоненціальний загасаючий струм, обумовлений зникаючим магнітним потоком реле, який утримує його якір в притягнутому положенні протягом часу $t_{зв}$. Цього часу, достатню лише для одного включення резервного вимикача $Q3$, через контакт $Q1.2$ збуджується контактор $KМЗ$ в ланцюзі електромагніту включення $УАСЗ$ (рис. 2.8, г).

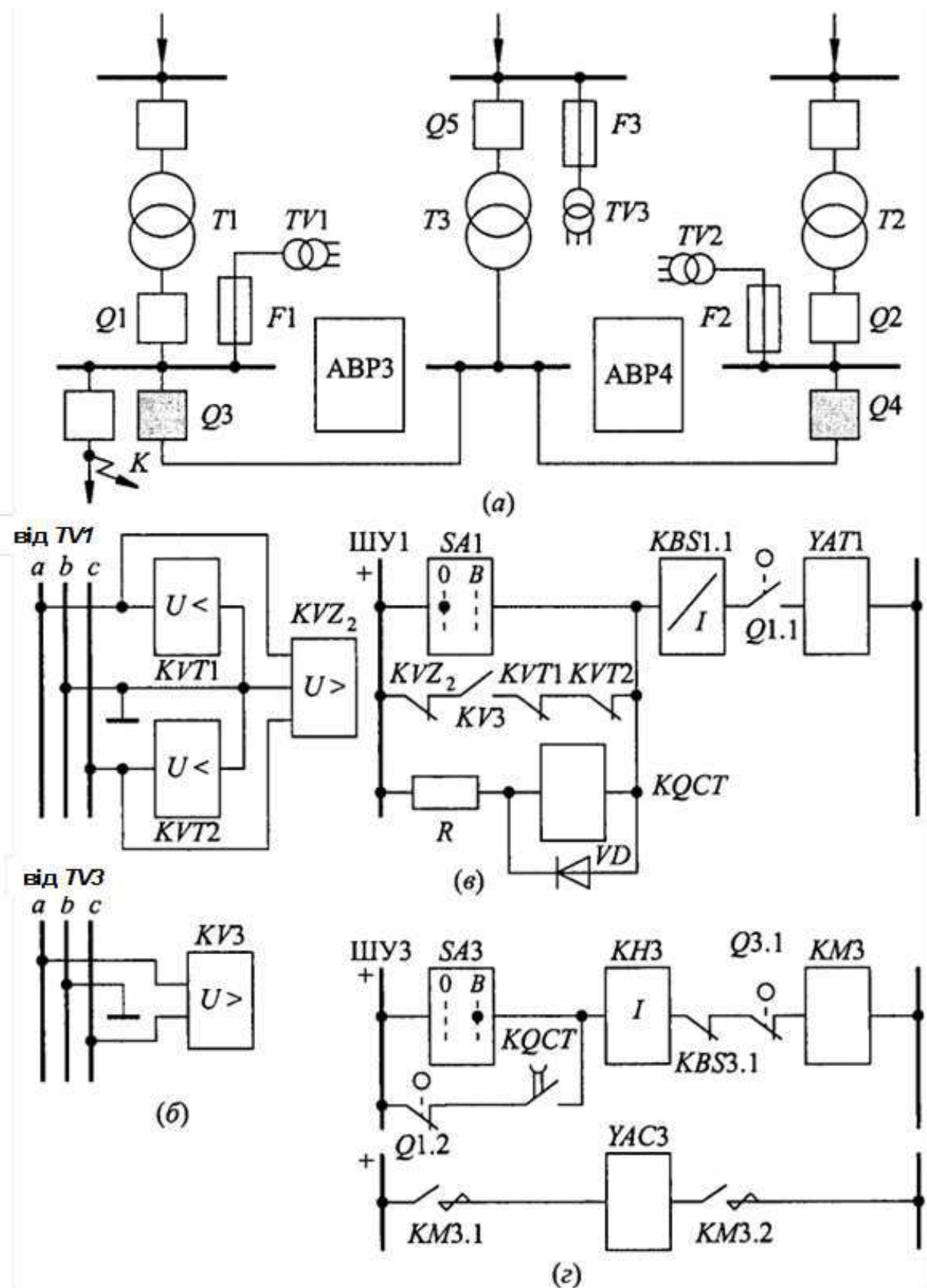


Рисунок 2.8 – Схеми живлення власних потреб електростанції (а), пускового органу мінімальної напруги (б), ланцюгів управління відключенням робочого (в) і одного з резервних вимикачів (г)

На схемах показані також обмотка струму $KBS1.1$ і контакт $KBS3.1$ реле запобігання можливих багатократних включень вимикачів $Q1$ і $Q3$, зокрема від ключів управління $SA1$, $SA3$: показаний точками замкнутий стан їх ланцюгів відповідає положенням «відключити» $Q1$ і «включити» $Q3$ відповідно.

На рис. 2.8, б наведено схеми пускового органу мінімальної напруги: мінімальні вимірювальні реле з витримкою часу $KVT1$, $KVT2$ і фільтр-реле KVZ_2 напруги зворотної послідовності, підключені до вторинних ланцюгів первинного вимірювального трансформатора напруги $TV1$ (рис. 2.8, а), і ланцюгів контролю напруги резервного джерела максимальним вимірювальним реле напруги $KV3$, підключеним до трансформатора напруги $TV3$. Їх контакти: замикаючий $KV3$ і розмикаючі $KVT1$, $KVT2$ і KVZ_2 збирають ланцюг відключення робочого вимикача $Q1$ при зникненні напруги робочого джерела по іншим (крім відключення $Q1$) причинам.

Пусковий орган виконаний з двома реле $KVT1$, $KVT2$ і доповнений фільтром-реле KVZ_2 для запобігання його зайвого спрацьовування при перегоранні плавкої вставки однієї з фаз запобіжника $F1$ в ланцюзі підключення $TV1$ - спрацьовує одне з них: $KVT1$ або $KVT2$, або обидва при розплавленні вставки фази B . При цьому спрацьовує фільтр-реле напруги зворотної послідовності KVZ_2 . При зникненні напруги всі три реле не збуджені і їх контакти замкнуті, реле $KV3$ збуджене напругою на виході $TV3$ і його контакт $KV3$ також замкнутий: як вказувалось, проводиться відключення $Q1$ включення $Q3$.

Налаштування мінімальних вимірювальних реле виконується за умовою чіткого їх повернення в збуджений стан під впливом найменшої напруги на шинах на початку процесу самозапуску навантаження електродвигуна, що загальмувало за час існування КЗ, а напруга спрацьовування максимальних реле $KV3$ і фільтр-реле KVZ_2 - за умовами чіткого спрацьовування при мінімальній напрузі нормального режиму і неспрацьовуванні при можливій найбільшій напрузі небалансу на виході фільтра напруги зворотної послідовності відповідно.

Витримки часу реле $KVT1$, $KVT2$ визначаються запобіганням зайвих дій пристроїв АВР при КЗ, після відключення яких напруга робочого джерела відновлюється, наприклад на кабельній лінії що відходить від шин (точка K на рис. 2.8, а), і вибираються великими максимальної дії часу на відключення пристроїв РЗ.

2.7.2 Швидкодіючі автоматичні пристрої резервного включення

На рис. 2.9 б наведена функціональна схема швидкодіючого автоматичного пристрою включення секційного резервного вимикача (ШАВР) підстанції (рис. 2.9 а), що живить від двох частин ЕЕС ІП1, ІП2 потужні синхронні електродвигуни $M1$, $M2$ водо насосних або нафто перекачувальних станцій, випадання з синхронізму яких в циклі АВР призводить до гідравлічних ударів з розривами магістральних трубопроводів - аварій з екологічними наслідками.

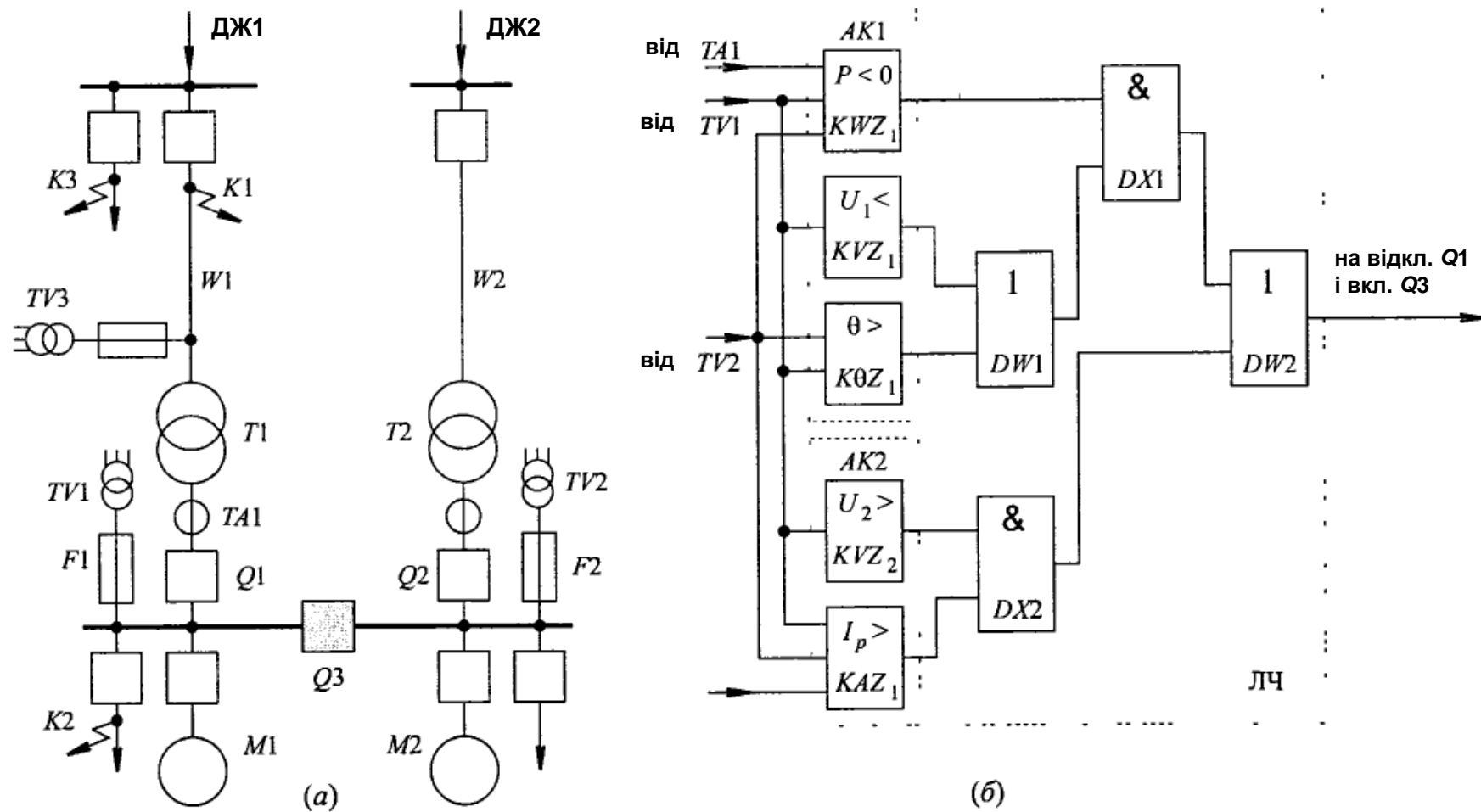


Рисунок 2.9 – Схема підстанції (а) і функціональна схема (б) швидкодіючого мікросхемного пристрою АВР

Перший комплект $AK1$, призначений для дії при втраті живлення секції, зокрема при трифазному КЗ в ланцюгах робочого джерела живлення (наприклад, $K1$ на лінії $W1$), містить вимірювальні фільтр-реле напруги KVZ_1 і напрямку активної потужності KWZ_1 прямої послідовності і кута $K\theta Z_1$ зсуву фаз між напругами прямої послідовності на секціях шин ПС. У нормальному режимі напруга номінальна, зсув по фазі відсутній, а потужність спрямована від джерела живлення до навантаження. При зазначеному трифазному КЗ або відключенні вимикача на передавальному кінці лінії напруга знижується або зникає, змінюється на протилежний напрямок активної потужності ($P \leq 0$), що видається синхронними електродвигунами (СД), з'являється і збільшується кут θ зсуву фаз між напругою на виводах зменшуючи частоту обертання СД - напругою резервованою і напругою резервуючої секцій: фільтр-реле $K\theta Z_1$ підключені до вимірювальних трансформаторів напруги $TV1$, $TV2$ різних секцій. Спрацьовують фільтр-реле KVZ_1 , або $K\theta Z_1$, або обидва (логічний елемент $DW1$) і KWZ_1 (логічний елемент $DX1$), і через логічний елемент $DW2$ формується управляючі робочим і резервним вимикачами впливи АВР

При трифазному або двофазному КЗ на лінії що відходить від секції шин ($K2$), при яких АВР не потрібно, не спрацьовує фільтр-реле KWZ_1 : СД споживають активну потужність, і ШАВР не діє.

Однак із зазначеної причини воно не запускається і при несиметричних КЗ в ланцюгах джерела живлення ($K1$), при яких АВР необхідно. При цьому вступає в дію другий комплект пускових реле $AK2$: фільтр-реле KVZ_2 напруги зворотної послідовності і KAZ_1 реактивних потужності або струму прямої послідовності (логічний елемент $DX2$). Дія KVZ_2 очевидна, а фільтр-реле KAZ_1 спрацьовує, внаслідок зростання в кілька разів генеруючого СД реактивного струму.

Розглянутий пусковий орган **зайвий раз спрацьовує** при КЗ в електричній мережі робочого джерела (наприклад, $K3$), коли АВР не потрібно: відбувається зайва його дія. Як вказувалося, реле KWZ_1 відмовляє при несиметричних КЗ, при яких АВР необхідно. Тому в розробленому мікропроцесорному БАВР пусковий вимірювальний орган складається з направленою вимірювального фільтр-реле опору KZZ_1 і мінімального фільтр-реле струму KAZ_1 прямої послідовності (рис. 2.10), підключених до вимірювальних трансформаторів напруги резервованої секції, наприклад $TV1$, і струму $TA1$ (див. рис. 2.9, а). Фільтр-реле KZZ_1 чітко спрацьовує при будь-якому КЗ в ланцюгах джерела живлення ($K1$) і не спрацьовує при КЗ на лініях, що відходять від резервованої секції шин ($K2$), оскільки напрям потужності прямої послідовності (реле направлене) зберігається таким же, як і в нормальному режимі.

Фільтр-реле KAZ_1 запускає ШАВР (логічний елемент DW) при втраті живлення, наприклад внаслідок відключення вимикача передавального кінця робочої лінії $W1$.

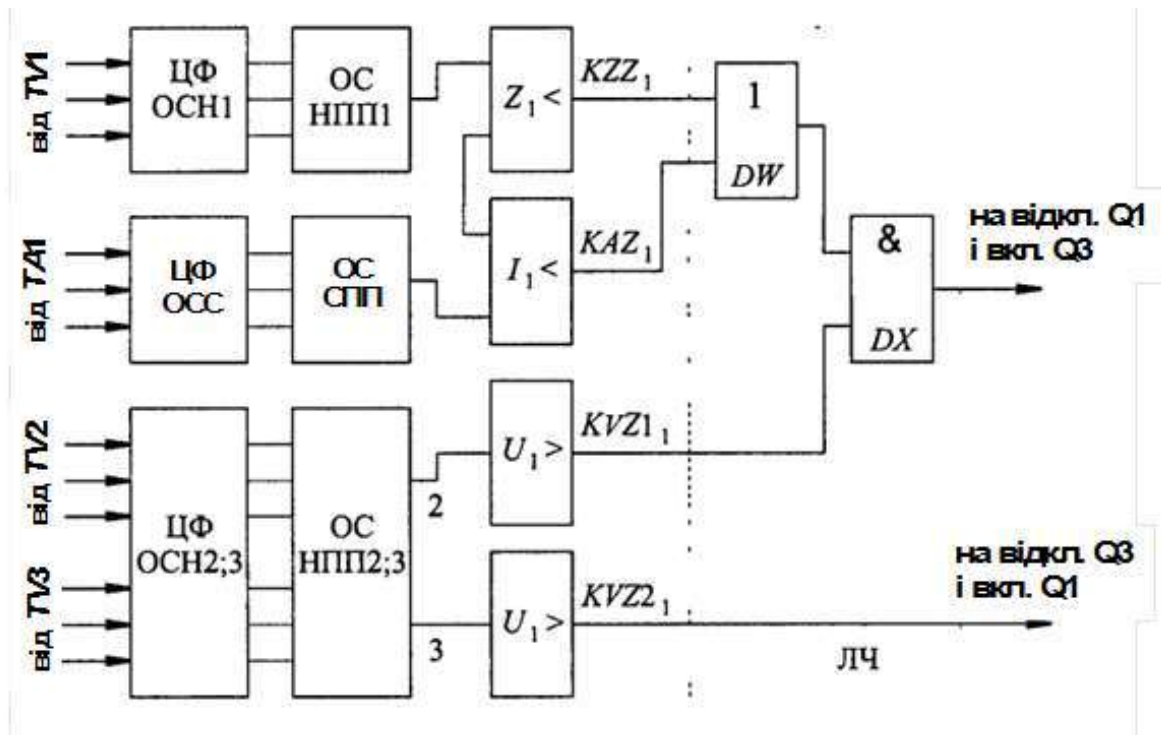


Рисунок 2.10 – Функціональна схема мікропроцесорного пристрою ШАВР

Однак фільтр-реле KZZ_1 не відрізняє КЗ в мережі робочого джерела ($K1$) від КЗ на лінії живлення ($K3$): зайва дія ШАВР не зникає. Тому передбачається максимальне вимірювальне фільтр-реле напруги $KVZ2_1$, підключене до трансформатора напруги $TV3$ робочого трансформатора (див. рис 2.9, а), яке після відключення КЗ в мережі і відновлення напруги робочого джерела ліквідує зайву дію ШАВР, включаючи робочий і відключаючи резервний вимикачі.

На схемі (рис. 2.10) показано і максимальне фільтр-реле $KVZ1_1$ напруги прямої послідовності, підключене до вимірювального трансформатора напруги $TV2$ резервуючої секції (див. рис 2.9, а), що контролює наявність на ній напруги і тому діючи з вимірювальним органом через елемент DX логічної частини ЛЧ автоматичного пристрою.

Мікропроцесорний пусковий орган практично без інерційний: на формування ортогональних складових міжфазних напруг (цифрові формувачі - ЦФОСН) і різниць фазних струмів (ЦФОСС) витрачається один-два інтервали T їх дискретизації аналоговим цифровим перетворювачем, а на формування з них ортогональних складових напруг (ОСНПП) і струмів (ОССПП) прямої послідовності і на дію вимірювальних реле - лише обчислювальний час мікропроцесора, вкладається в один інтервал дискретизації. При швидкодіючих вакуумних вимикачах мікропроцесорні пристрої ШАВР значно ефективніше його аналогових прототипів.

Мікропроцесорні пристрої АВР входять до складу декількох, розроблених останнім часом, багатофункціональних інтегрованих програмних пристроїв протиаварійної автоматики.

Питання для самопідготовки до розділу 2

- 1 Призначення АВР.
- 2 Основні вимоги до схем АВР.
- 3 АВР двох трансформаторної ПС:
 - 3.1 Принцип дії.
 - 3.2 Схема АВР.
- 4 Автоматичне включення резервних трансформаторів власних потреб блочної ТЕС:
 - 4.1 Принцип дії.
 - 4.2 Схема АВР ТВП блочної ТЕС.
- 5 Мережеві АВР.
- 6 Розрахунок уставок АВР.
- 7 Сучасні підходи до виконання пристроїв АВР:
 - 7.1 АВР трансформатора власних потреб теплової електростанції
 - 7.2 Швидкодіючі автоматичні пристрої резервного включення.

3 АВТОМАТИЧНЕ ЧАСТОТНЕ РОЗВАНТАЖЕННЯ

3.1 Призначення і основні принципи виконання АЧР

Поки в енергосистемі знаходиться резерв активної потужності, системи регулювання частоти і потужності будуть підтримувати заданий рівень частоти. Після того як резерв буде вичерпано, дефіцит активної потужності, викликаний відключенням частини генераторів або включенням нових споживачів, спричинить за собою зниження частоти в енергосистемі.

Невелике зниження частоти (на кілька десятих герц) не представляє небезпеки для нормальної роботи енергосистеми, хоча тягне за собою погіршення економічних показників. Зниження ж частоти більш ніж на 1-2 Гц становить серйозну небезпеку і може привести до повного розладу роботи енергосистеми. Це в першу чергу залежить від того, що при зниженні частоти знижується частота обертання електродвигунів, а отже, і продуктивність механізмів власних потреб які приводяться ними в дію, теплових електростанцій. Так, наприклад, зниження частоти на 3-5 Гц призводить до зменшення на 20-40% подачі води в конденсатор циркуляційними насосами. При такому зниженні частоти живильні насоси майже повністю припиняють подачу води в котел. Внаслідок зниження продуктивності механізмів власних потреб різко зменшується наявна потужність теплових електростанцій, особливо електростанцій високого тиску, що тягне за собою подальше зниження частоти в енергосистемі. Таким чином, відбувається лавиноподібний процес - «лавина частоти», який може привести до повного розладу роботи енергосистеми. Слід також зазначити, що сучасні великі парові турбіни не можуть тривалий час працювати при низькій частоті через небезпеку пошкодження їх робочих лопаток.

Процес зниження частоти в енергосистемі супроводжується також зниженням напруги, що відбувається внаслідок зменшення частоти обертання збуджувачів, встановлених на одному валу з основними генераторами. Якщо регулятори збудження генераторів і синхронних компенсаторів не зможуть утримати напругу, то також може виникнути лавиноподібний процес - **«лавина напруги»** так як зниження напруги нижче критичного значення ($U < U_{кр}$) супроводжується збільшенням споживання реактивної потужності, що ще більш ускладнить становище в енергосистемі.

Аварійне зниження частоти в енергосистемі, викликане раптовим виникненням значного дефіциту активної потужності, протікає дуже швидко, протягом декількох секунд. Тому чергові персонал не встигає прийняти будь-яких заходів, внаслідок чого ліквідація аварійного режиму повинна покладатися на пристрої автоматики. Для запобігання розвитку аварії повинні бути негайно мобілізовані всі резерви активної потужності, наявні на електростанціях. Всі обертові агрегати завантажуються до максимуму з урахуванням допустимих короткочасних перевантажень.

При відсутності обертового резерву єдиною можливим способом відновлення частоти в мережі є відключення частини найменш відповідальних споживачів. Це і здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв - автоматів

частотного розвантаження (АЧР), що спрацьовують при небезпечному зниженні частоти в мережі.

Зміна частоти енергосистеми є складним процесом, пов'язаним зі зміною параметрів окремих її елементів: активної потужності, що розвивається агрегатами електростанцій і потужності навантаження, велика частина якої складається з електродвигунів.

Глибина зниження частоти залежить не тільки від значення дефіциту активної потужності в перший момент аварії, але і від характеру навантаження. Споживання потужності однією групою споживачів, до якої відносяться електроосвітлювальні прилади та інші установки, що мають чисто активне навантаження, не залежить від частоти і при її зниженні залишається постійною. Споживання ж іншої групи споживачів (електродвигунів змінного струму) при зменшенні частоти знижується. Чим більше в енергосистемі частка навантаження першої групи, тим більше знизиться частота при виникненні однакового дефіциту активної потужності. Навантаження споживачів другої групи буде в деякій мірі згладжувати ефект зниження частоти, оскільки одночасно зменшуватиметься споживання потужності електродвигунами.

Зменшення потужності, споживаної навантаженням при зниженні частоти або, як кажуть, *регулюючий ефект навантаження*, характеризується коефіцієнтом регулюючого ефекту активного навантаження по частоті K_H , рівним відношенню:

$$K_H = \frac{\Delta P\%}{\Delta f\%}. \quad (3.1)$$

Коефіцієнт K_H показує, на скільки відсотків зменшується споживання навантаженням активної потужності на кожен відсоток зниження частоти. Значення коефіцієнта регулюючого ефекту навантаження має визначатися спеціальними випробуваннями і приймається в розрахунках рівним $1 \div 3$.

Відхилення частоти у відсотках, що входить у вираз (3.1) складе:

$$\Delta f\% = \frac{\Delta f}{50} 100 = 2\Delta f,$$

де Δf – зміна частоти в герцах.

Підставляючи це значення у вираз (3.1), отримуємо:

$$K_H = \frac{\Delta P\%}{2\Delta f},$$

звідки:

$$\Delta f = \frac{\Delta P\%}{2K_H}. \quad (3.2)$$

Таким чином, знаючи коефіцієнт K_H , можна за виразом (3.2) визначити, на скільки герц знизиться частота при певному значенні дефіциту активної потужності ΔP , вираженому в процентах до повного навантаження енергосистеми.

Знаючи величину зниження частоти Δf в порівнянні з номінальною частотою 50 Гц, можна визначити усталене значення частоти в аварійному режимі $f_{ав}$:

$$f_{ав} = 50 - \Delta f \text{ або } f_{ав} = 50 - \frac{\Delta P\%}{2K_H}. \quad (3.3)$$

Якщо до виникнення дефіциту енергосистема працювала з частотою f_c , відмінною від 50 Гц, вираз (3.3) буде мати наступний вигляд:

$$f_{ав} = f_c - \frac{\Delta P\%}{2K_H}. \quad (3.4)$$

Пристрої АЧР повинні встановлюватися там, де можливе виникнення значного дефіциту активної потужності в усій енергосистемі або в окремих її районах, а потужність споживачів, що відключаються при спрацьовуванні АЧР, повинна бути достатньою для запобігання зниженню частоти, що загрожує порушенням роботи механізмів власних потреб електростанцій, що може спричинити за собою лавину частоти. Відповідно до ПТЕ **пристрої АЧР повинні виключати можливість навіть короткочасного зниження частоти нижче 45 Гц, час роботи з частотою нижче 47 Гц не повинен перевищувати 20 с, а з частотою нижче 48,5 Гц - 60 с.**

При виконанні АЧР необхідно враховувати всі реально можливі випадки аварійних відключень генеруючої потужності і поділу енергосистеми або енергетичного об'єднання на частини, в яких може виникнути дефіцит активної потужності, а також ту обставину, що навантаження, а отже, і можливий дефіцит активної потужності змінюються в залежності від сезону, часу доби, днів тижня. Для того щоб сумарна потужність навантаження споживачів, що відключаються дією АЧР, хоча б приблизно відповідала дефіциту активної потужності, яка з'явилася при даній аварії, АЧР, як правило, виконується багатоступеневим, в кілька черг, що відрізняються уставками за частотою спрацьовування.

На рис. 3.1 наведені криві, що характеризують процес зміни частоти в енергосистемі при раптовому виникненні дефіциту активної потужності.

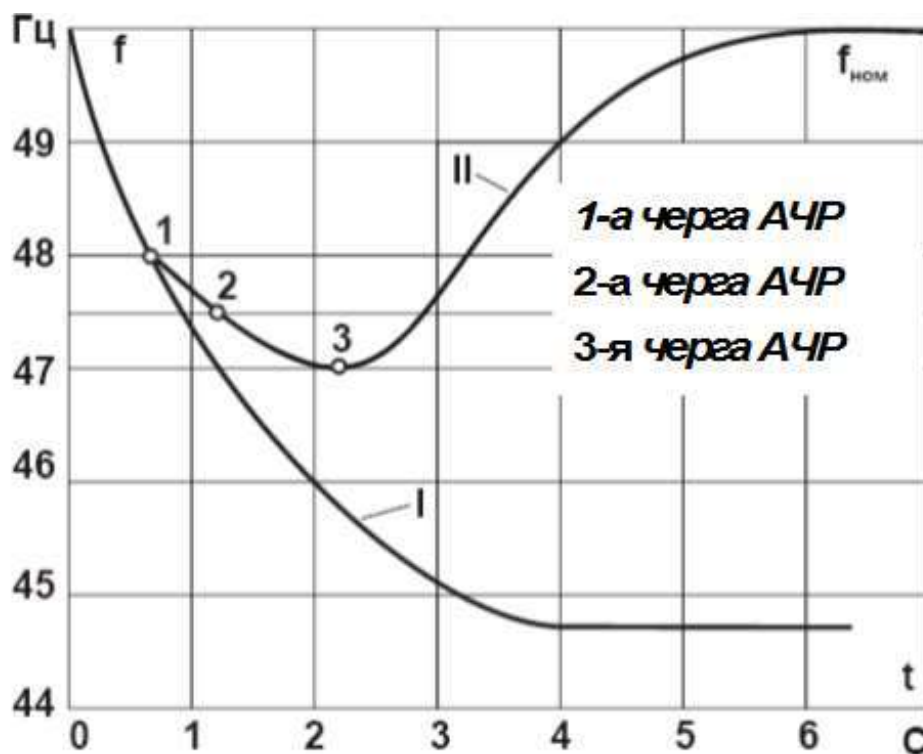


Рисунок 3.1 – Криві, що характеризують процес зміни частоти в енергосистемі при раптовому виникненні дефіциту активної потужності

Якщо в енергосистемі відсутнє АЧР, то зниження частоти, викликане дефіцитом активної потужності, триватиме до такого сталого значення, при якому за рахунок регулюючого ефекту навантаження і дії регуляторів частоти обертання турбін знову відновиться баланс генеруючої і споживаної потужності при новому зниженому значенні частоти (крива I). Для відновлення в енергосистемі нормальної частоти в цьому випадку необхідно вручну відключити частину навантаження споживачів, сумарне споживання потужності якими при частоті 50 Гц дорівнює дефіциту потужності, який викликав аварійне зниження частоти. Інакше буде протікати процес зміни частоти при наявності АЧР (крива II). Нехай, наприклад, АЧР складається з трьох черг з уставками спрацьовування 48; 47,5 і 47 Гц. Коли частота знизиться до 48 Гц (точка 1), спрацюють АЧР першої черги і відключить частину споживачів: дефіцит активної потужності зменшиться, завдяки чому зменшиться і швидкість зниження частоти. При частоті 47,5 Гц (точка 2) спрацюють АЧР другої черги, ще більше зменшать дефіцит активної потужності і швидкість зниження частоти. При частоті 47 Гц (точка 3) спрацюють АЧР третьої черги і відключать споживачів, потужність яких достатня не тільки для припинення зниження частоти, але і для її відновлення. Пристрої АЧР, використовувані для ліквідації аварійного дефіциту активної потужності в енергосистемах, підрозділяються на три основні категорії (ПТЕ).

Перша категорія АЧР_I - швидкодіюча ($t = 0,1 \div 0,3$ с) з уставками спрацьовування від 49 Гц (в окремих випадках від 49,2 - 49,3 Гц) до 46,5 Гц. Призначення черг АЧР_I - не допустити глибокого зниження частоти в перший

час розвитку аварії. Уставки спрацьовування окремих черг АЧР_I відрізняються одна від одної на 0,1 Гц.

Потужність споживачів, що підключаються до пристроїв АЧР_I, $P_{\text{АЧРI}}$ визначається за формулою:

$$P_{\text{АЧРI}} \geq \Delta P_{\text{Г}} - \Delta P_{\text{рез}} + 0,05, \quad (3.5)$$

де $\Delta P_{\text{Г}}$ – дефіцит генеруючої потужності; $\Delta P_{\text{рез}}$ – частина резерву потужності що враховується; 0,05 - запас.

Як $\Delta P_{\text{рез}}$ враховується тільки гарантований резерв теплових електростанцій, що обертається забезпечений по паропродуктивності котлів. Всі величини у формулі (3.5) вказані в відносних одиницях, причому за базисну потужність прийнята споживана потужність енергосистеми (району) в початковому режимі до виникнення дефіциту потужності. Потужність, що підключається до АЧР_I, приблизно рівномірно розподілена між чергами.

Друга категорія АЧР_{II} - призначена для відновлення частоти до нормального значення, якщо вона тривалий час залишається зниженою, або, як кажуть «зависає» на рівні близько 48 Гц; АЧР_{II} працює після відключення частини споживачів від АЧР_I, коли зниження частоти припиняється і вона встановлюється на рівні 47,5 - 48,5 Гц.

Уставки спрацьовування всіх АЧР_{II} приймаються однаковими, рівними верхній уставці АЧР_I або дещо більшими (до 0,5 Гц), але не вище 49,2 Гц. Витримки часу АЧР_{II} відрізняються одна від одної на 3 с і приймаються рівними 5 - 90 с. Великі витримки часу АЧР_{II} приймаються для того, щоб за цей час були мобілізовані резерви активної потужності, наявні в енергосистемі: завантажені всі працюючі агрегати, пущені і завантажені резервні гідроагрегати. При цьому найбільші витримки часу (70-90 с) слід приймати в умовах можливої мобілізації потужності ГЕС. Обсяг навантаження, що підключається до АЧР_{II}, залежить від способу здійснення цього виду автоматики, який може бути роздільним і поєднаним з АЧР_I. У першому випадку до АЧР_{II} підключаються інші споживачі, а не ті, які підключені до АЧР_I. При суміщеному виконанні на відключення одних і тих же споживачів діють як АЧР_I, так і АЧР_{II}.

При роздільному виконанні АЧР_I і АЧР_{II} сумарна потужність споживачів, підключених до АЧР_{II}, повинна задовольняти наступній умові:

$$P_{\text{АЧРII}} \geq 0,4P_{\text{АЧРI}}, \quad (3.6)$$

але не менше 0,1.

При поєднанні дії АЧР_I і АЧР_{II} потужність споживачів, підключених тільки до пристроїв АЧР_{II}, повинна становити:

$$P_{\text{АЧРІІ}} \geq 0,1. \quad (3.7)$$

В результаті сумарна потужність споживачів, підключених до пристроїв АЧР, складе:

- при роздільній дії АЧР_I і АЧР_{II},

$$\sum P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧРІ}} + P_{\text{АЧРІІ}} = (\Delta P_r + 0,05) + 0,4(\Delta P_r + 0,05) = 1,4\Delta P_r + 0,07; \quad (3.8)$$

- при об'єднаній дії АЧР_I і АЧР_{II},

$$\sum P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧРІ}} + P_{\text{АЧРІІ}} = (\Delta P_r + 0,05) + 0,1 = \Delta P_r + 0,15. \quad (3.9)$$

При визначених вище параметрах настройки реле АЧР і обсягах розвантаження запобігається зниження частоти нижче 46 Гц і забезпечується відновлення нормальної частоти в енергосистемі за час не більше 1 - 1,5 хв. При заданих уставках, що відрізняються на 0,1 Гц, допускається неселективним робота суміжних черг АЧР.

Крім зазначених категорій автоматичного частотного розвантаження АЧР_I і АЧР_{II} в експлуатації застосовується також так звана додаткова категорія розвантаження. Такі пристрої АЧР застосовуються для здійснення місцевого розвантаження при виникненні великого дефіциту активної потужності в районі енергосистеми або на окремій підстанції, коли сумарної потужності споживачів, підключених до черг АЧР_I і АЧР_{II}, виявляється недостатньо для ліквідації можливого дефіциту активної потужності в цьому районі. Додаткове розвантаження може виконуватися як за допомогою АЧР, так і за допомогою інших пристроїв протиаварійної автоматики.

Дія пристроїв АЧР має поєднуватися з іншими видами автоматики. Так, наприклад, для того щоб дія АЧР була ефективною, навантаження споживачів, відключених при аварійному зниженні частоти, не повинне підхоплюватися пристроями АПВ та АВР. Тому АПВ лінії, відключеної дією АЧР, повинне блокуватися. Лінії і трансформатори, що забезпечують резервне живлення в схемах АВР, повинні відключатися тими ж чергами АЧР, що і основні живлячі лінії і трансформатори.

3.2 Реле частоти

В якості основного органу пристроїв АЧР, що визначає глибину зниження частоти, використовуються реле частоти. Широке застосування в схемах АЧР знайшли реле частоти індукційні типу ИВЧ-011А (ИВЧ-3) і напівпровідникове типу РЧ-1, схема якого наведена на рис. 3.2.

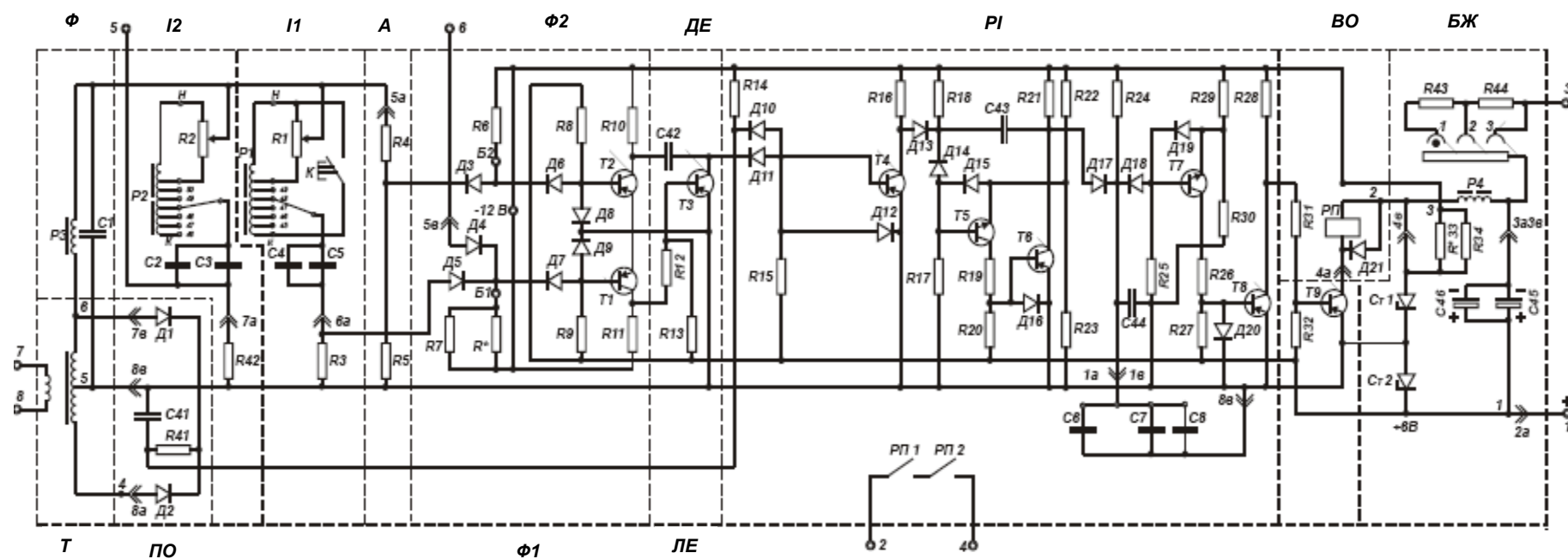


Рисунок 3.2 – Схема реле частоты типу РЧ-1

Напруга мережі u_m через розділювальний трансформатор Т і фільтр вищих гармонік Ф (РЗ і С1) подається на фазоссуваючу схему, що складається з двох частотно-вимірювальних елементів І1 і І2 і активного дільника А. Ланцюг з елементом І1 служить для завдання уставки реле по частоті спрацьовування (Р1, R1, C4, C5, R3), а ланцюг з елементом І2 (Р2, R2, C2, C3, R42) - для уставки реле по частоті повернення (при використанні реле в схемі АЧР з ЧАПВ). Ланцюг спрацьовування підключений до фазочутливої схемою постійно, ланцюг повернення підключається при необхідності (через зовнішні контакти), наприклад, при здійсненні ЧАПВ. Активний дільник А (R4, R5) служить для створення опорної напруги u_2 , щодо якої проводиться вимірювання кутів зсуву фаз струмів ланцюгів І1 або І2, що залежать від частоти мережі на вході реле.

Принцип дії реле заснований на зміні фази струму в ланцюзі І1 і І2 при зміні частоти напруги на вході реле. Параметри цих ланцюгів підібрані таким чином, що при уставці спрацьовування реле виникає резонанс напруг. При цьому опір ланцюга стає чисто активним, і струм в ньому збігається по фазі з прикладеною напругою. Якщо частота прикладеної напруги вище частоти спрацьовування реле, то в ланцюзі переважає індуктивний опір і струм відстає від напруги. Якщо частота напруги мережі нижче частоти спрацьовування, то переважаючим стає ємнісний опір, і струм випереджає напругу.

Схема дає дозвіл на спрацьовування реле, якщо струм у вимірювальному ланцюзі збігається з прикладеною напругою або випереджає його.

Фазочутлива схема, що реагує на кут між напругою на R5 і R3 (І1) або R42 (І2), складається з двох ідентичних формувачів імпульсів Ф1 і Ф2, диференціюючого елемента ДЕ і логічного елемента ЛЕ, що виконує операцію «Заборона». Формувачі імпульсів перетворюють синусоїдальні напруги, що знімаються з резисторів R5 і R3 (R42), в імпульси прямокутної форми з тривалістю, близькою до напівперіоду ($u_{\phi 1}$ і $u_{\phi 2}$). Положення імпульсів відносно один одного у часі визначається співвідношенням частоти спрацьовування реле і частоти мережі.

Диференціюючий елемент формує короткий імпульс u_d , який відповідає передньому фронту прямокутного імпульсу $u_{\phi 2}$ (рис. 3.3).

Імпульси від елементів Ф1 і ДЕ надходять на логічний елемент, який представляє собою схему не співпадання. Проходження імпульсу u_d через елемент ЛЕ можливо тільки за умови відсутності на вході цієї ж схеми імпульсу $u_{\phi 1}$ ($f_c > f_{c.p.}$).

Наявність на вході елемента ЛЕ імпульсу $u_{\phi 1}$ блокує проходження імпульсу u_d ($f_c < f_{c.p.}$). У першому випадку на виході елемента ЛЕ з'являються імпульси u'_d (рис. 3.3, а), що надходять на вхід розширювача імпульсів РІ. При наявності цих імпульсів вихідне реле не спрацьовує. При зникненні імпульсів на вході РІ (рис. 3.3, б) на його виході з'являється з витримкою часу сигнал постійного струму, який через підсилювач П викликає спрацьовування виконавчого органу ВО.

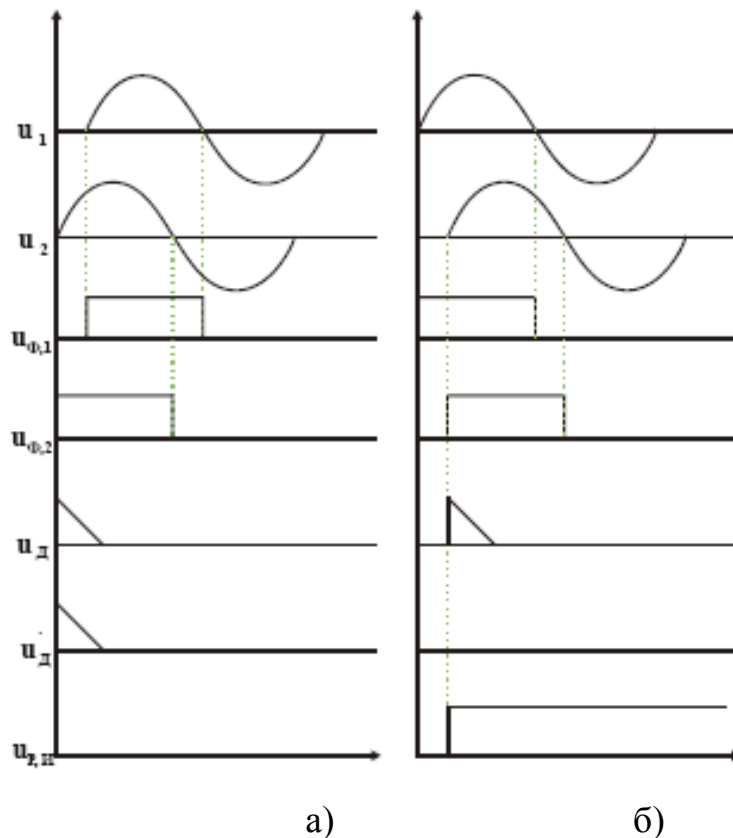


Рисунок 3.3 – Часові діаграми

Для запобігання помилкового спрацьовування реле в разі зникнення напруги в мережі, а разом з ним і імпульсів на вході РІ в схему введений пусковий орган ПО, який пускає РІ тільки при наявності на вході реле змінної напруги (рис. 3.4). Коротко опишемо окремі вузли схеми реле типу РЧ-1.

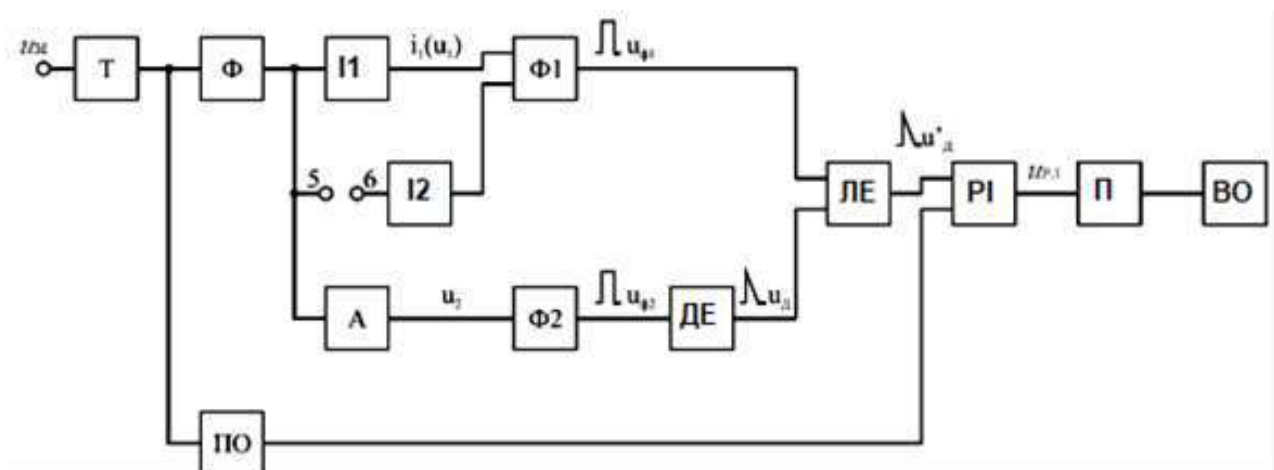


Рисунок 3.4 – Блок схема реле частоти типу РЧ-1

Пристрій для формування імпульсів (Ф1). При відсутності сигналу транзистор Т1 відкритий струмом, що проходить через резистори R7 і R*. Транзистор Т1 залишається відкритим і при негативній напівхвилі напруги на

вході діодів Д4 і Д5. При позитивній напівхвилі напруги на вході одного з діодів Д4 або Д5 потенціал точки Б1 стає позитивнішим потенціалу бази Т1. При цьому закривається діод Д7, відокремлюючи базу Т1 від шинки - 12 В. Потенціал бази Т1 при цьому позитивний і дорівнює падінню напруги на діоді Д9; транзистор Т1 закритий. Таким чином, при позитивній напівхвилі напруги вимірювального ланцюга транзистор Т1 закритий, при негативній - відкритий. Вихідна напруга Ф1 з резистора R11 подається на ЛЕ. Аналогічно транзистору Т1 працює транзистор Т2 формувача імпульсів Ф2.

Закривання транзисторів Т1 і Т2 відбувається при невеликих напругах на базі, які дорівнюють долям вольт, що дозволяє формувати напругу прямокутної форми між емітером і колектором кожного транзистора протягом часу, близького напівперіоду вхідного сигналу.

Диференціюючий елемент (ДЕ). При закриванні транзистора Т2 відбувається заряд конденсатора С42 через резистор R10 і опір переходу емітер-колектор транзистора Т3 (при закритому транзисторі Т1) або опір переходу емітер-база транзистора Т4 (при відкритому транзисторі Т3). Час заряду конденсатора С42 значно менше часу закритого стану транзистора Т2, що дозволяє отримати на конденсаторі короткочасний зарядний імпульс, початок якого збігається з початком закривання транзистора Т2.

Логічний елемент (ЛЕ) виконаний на транзисторі Т3. При відкритому транзисторі Т1 транзистор Т3 закритий позитивним потенціалом, що надходить на його базу з дільника R12-R13. При закриванні Т1 транзистор Т3 відкривається струмом бази, що виникає при перерозподілі потенціалів на дільнику R12-R13.

Розширювач імпульсів (РІ). Транзистор Т4, що виконує роль попереднього підсилювача, при відсутності на реле змінної напруги відкритий під впливом струму через резистор R14. При наявності змінної напруги випрямлена напруга пускового органу ПО (діоди Д1, Д2, резистор R41, конденсатор С41) закриває діод Д10, що призводить до закривання Т4 прямим падінням напруги на діоді Д12. При закритому Т4 закритий також і транзистор Т5, оскільки при обраному співвідношенні опорів в дільниках R17-R18 і R22-R23 діоди Д14 і Д15 відкриті.

При відкриванні транзистора Т4 імпульсом u'_d відкривається діод Д13, що призводить до закривання діодів Д14 і Д15 і відкриванню транзистора Т5, так як потенціал його бази, підключеної через резистор R17 до нуля схеми, виявляється вище потенціалу емітера, потенціал якого визначається параметрами дільника R22 -R23.

Підсилювач (суміщений з ланцюгами РІ) забезпечує фіксацію, посилення і передачу на виконавчий орган імпульсу на спрацьовування, отриманого від логічного елемента. Крім того, до складу підсилювача входять конденсатори С6, С7, С8, що створюють затримку на спрацьовування реле. При закритому транзисторі Т5 транзистор Т6 також закритий падінням напруги на відкритому діоді Д16, струм через який визначається, зокрема, опором резистора R20. Відкривання транзистора Т5 призводить до перерозподілу потенціалів в ланцюзі R19, R20, що і забезпечує відкривання транзистора Т6.

При відкритому транзисторі Т6 діод Д17 відкритий, а Д18 закритий. Тому відкритий і транзистор Т7 типу *n-p-n*, база якого свідомо позитивніша емітера, підключеного до середньої точки дільника R29-R30. Через відкриті транзистори Т7 і Т5 відкриті відповідно транзистори Т8 і Т6. При відкритому транзисторі Т8 база транзистора Т9 позитивніша його емітера, і транзистор Т9 закритий.

При зникненні імпульсів на вході РІ закривається транзистор Т5, переривається шлях для струму, що відкриває транзистор Т6, і останній закривається, що призводить до закривання діода Д17. Після заряду конденсаторів С6, С7, С8 відкривається діод Д18, база Т7 підключається до дільника R25-Д18-R24, і транзистор Т7 закривається. Транзистор Т8 закривається так само, як при закриванні Т5 закривається транзистор Т6. Закривання транзистора Т8 створює можливість для проходження струму, який відкриває вихідний транзистор Т9 по ланцюгу: нульова шинка-емітер Т9-база Т9-R31-R28-шинка - 12 В. Транзистор Т9 відкривається, що призводить до спрацьовування реле частоти.

Таким чином, для спрацьовування реле частоти необхідно, щоб закрився транзистор Т5 на час, більший часу заряду конденсаторів С6, С7, С8, тобто більше уставки часу спрацьовування реле. Частота спрацьовування реле встановлюється східчасто через 1 Гц, перемиканням числа витків реактора Р1 і плавно, в межах 1 Гц, резистором R1. Різниця між частотою спрацьовування і повернення реле при незмінній уставці не перевищує 0,1 Гц. Аналогічно за допомогою реактора Р2 і резистора R2 регулюється уставка повернення реле частоти при використанні його в схемі АЧР з ЧАПВ.

Для живлення реле частоти постійним оперативним струмом в реле вбудований блок живлення БЖ. Напруга +6 і -12 В створюється стабілітронами Ст1 і Ст2 через обмежуючі резистори. Для запобігання неправильного спрацьовування реле при подачі або знятті постійного оперативного струму призначені конденсатори великої ємності С46, С45.

3.3 Запобігання помилкових відключень споживачів при короткочасних зниженнях частоти в енергосистемі

В енергосистемі можуть виникати режими, що викликають короткочасне зниження частоти, що не представляє суттєвої небезпеки для роботи енергосистеми. Такі режими, які здатні викликати спрацьовування АЧР, можуть мати місце в наступних випадках: при короткочасному знятті напруги живлення з шин підстанцій, на яких встановлені великі синхронні і асинхронні електродвигуни; під час КЗ в енергосистемі малої потужності; під час асинхронного ходу.

3.3.1 Зниження частоти при короткочасному відключенні підстанції в циклі АПВ або АВР

При відключенні зв'язку з енергосистемою (обох ліній або трансформатора Т1 в схемі на рис. 3.5, а) живлення споживачів, що втратили живлення, може бути відновлено після невеликого проміжку часу дією АПВ ліній і трансформатора або АВР секційного вимикача.

У практиці експлуатації застосовуються спеціальні блокування, що запобігають помилковому спрацьовуванню АЧР в розглянутому режимі. На рис. 3.5, б показана одна з таких схем, в якій плюс на контакт реле КF реле частоти АЧР подається через контакт блокуючого реле напрямлення потужності KW. Реле напрямлення потужності, включене в ланцюзі трансформатора зв'язку з енергосистемою (рис. 3.5, а), реагує на напрям активної потужності.



При наявності зв'язку з енергосистемою, коли підстанція споживає активну потужність, реле напрямку потужності тримає свій контакт замкнутим, як показано на рис. 3.5, б, дозволяючи діяти АЧР. Після відділення підстанції від мережі живлення активна потужність по трансформатору проходити не буде або буде направлена в сторону шин ВН. При цьому реле KW розімкне свій контакт і зніме плюс з контакту реле KF, запобігаючи помилковому спрацьовуванню АЧР. При відсутності блокування для виправлення помилкової дії АЧР можна застосувати АПВ після АЧР.

3.3.2 Зниження частоти внаслідок накиду потужності при КЗ

Збільшення втрат потужності при КЗ в енергосистемі невеликої потужності може викликати зниження частоти і спрацьовування АЧР. Активний опір ланцюга КЗ складається з опорів елементів енергосистеми: ліній, трансформаторів і перехідного опору в місці пошкодження, значення якого може змінюватися у великих межах. За рахунок такої зміни і різкого зростання перетікання реактивної потужності по лініях зв'язку будуть змінюватися і активні втрати потужності при КЗ.

Якщо відомо значення потужності КЗ, яке визначається зазвичай для вибору силового електрообладнання, максимально можливий накид активної потужності при КЗ може бути підрахований за наступним виразом:

$$\Delta P_K = 0,5S_K \quad (3.10)$$

Практично з можливістю значного зниження частоти при КЗ слід рахуватися лише в енергосистемах порівняно невеликою потужністю (до 500 МВт). Для запобігання помилкових відключень споживачів в розглянутому режимі необхідно або знижувати уставку спрацьовування реле частоти, або застосовувати АПВ після АЧР.

3.3.3 Зниження частоти при асинхронному ході

При включенні лінії дією несинхронного АПВ може виникнути асинхронний хід. Робота АЧР, установлених дефіцитній енергосистемі розглянута вище і зрозуміла. Йдеться про АЧР, встановлених на проміжних підстанціях транзиту, які будуть реагувати на деяке середнє значення частоти по відношенню до частот несинхронно працюючих енергосистем. Якщо частота в одній з енергосистем буде значно нижчою за номінальну, АЧР, встановлені на підстанціях електропередачі, можуть спрацювати і відключити частину споживачів. чим ближче знаходиться підстанція, на якій встановлена АЧР, до шин дефіцитної енергосистеми, тим більш ймовірне спрацьовування АЧР. Спрацьовування АЧР на підстанціях електропередачі, розташованих ближче до дефіцитної енергосистеми, призводить до зниження дефіциту потужності в цьому районі, що сприяє ресинхронізації у відновленні нормального режиму

роботи. Споживачі, відключені дією АЧР під час асинхронного ходу, можуть бути автоматично включені в роботу за допомогою АПВ після АЧР.

3.4 Автоматичне повторне включення після АЧР

Для прискорення відновлення живлення споживачів, відключених при спрацьовуванні АЧР, застосовується спеціальний вид автоматики - АПВ після АЧР (або ЧАПВ). Пристрій ЧАПВ спрацьовує після відновлення частоти в енергосистемі і дає імпульс на включення відключених споживачів. В першу чергу ЧАПВ слід встановлювати на підстанціях з відповідальними споживачами, на підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу, з чергуванням на дому, далеко розташованих від місця розміщення оперативно-виїзних бригад.

Дія ЧАПВ має здійснюватися при частоті 49,5-50 Гц. Початкова уставка за часом ЧАПВ приймається 10-20 с, кінцева - в залежності від конкретних умов. Мінімальний інтервал за часом між суміжними чергами ЧАПВ в межах енергосистеми або окремого вузла - 5 с. Потужності навантаження по чергах ЧАПВ розподіляються зазвичай рівномірно. Черговість підключення споживачів до ЧАПВ протилежна послідовності АЧР, тобто до останніх черг АЧР підключаються перші черги ЧАПВ.

Частина навантаження, що підключається до ЧАПВ, в кожному конкретному випадку повинна визначатися з урахуванням місцевих умов (можливості повторного зниження частоти у відокремленому на ізольовану роботу районі, перевантаження ліній електропередачі, відновлення паралельної роботи дією АПВ з уловлюванням синхронізму та ін.).

3.5 Схеми АЧР і ЧАПВ

На рис. 3.6 а, приведена схема суміщених АЧРІ і АЧРІІ. Дія АЧРІ здійснюється за допомогою реле частоти *KF1*, проміжного реле *KL1* і вихідного реле *KL2*. Дія АЧРІІ - за допомогою реле частоти *KF2*, реле часу *KT1* і вихідного реле *KL2*. Сигналізація спрацьовування АЧРІ і АЧРІІ виконується вказівним реле *KN1* і *KN2* відповідно. При виконанні АЧР тільки одного виду (АЧРІ або АЧРІІ) частина реле виключається зі схеми.

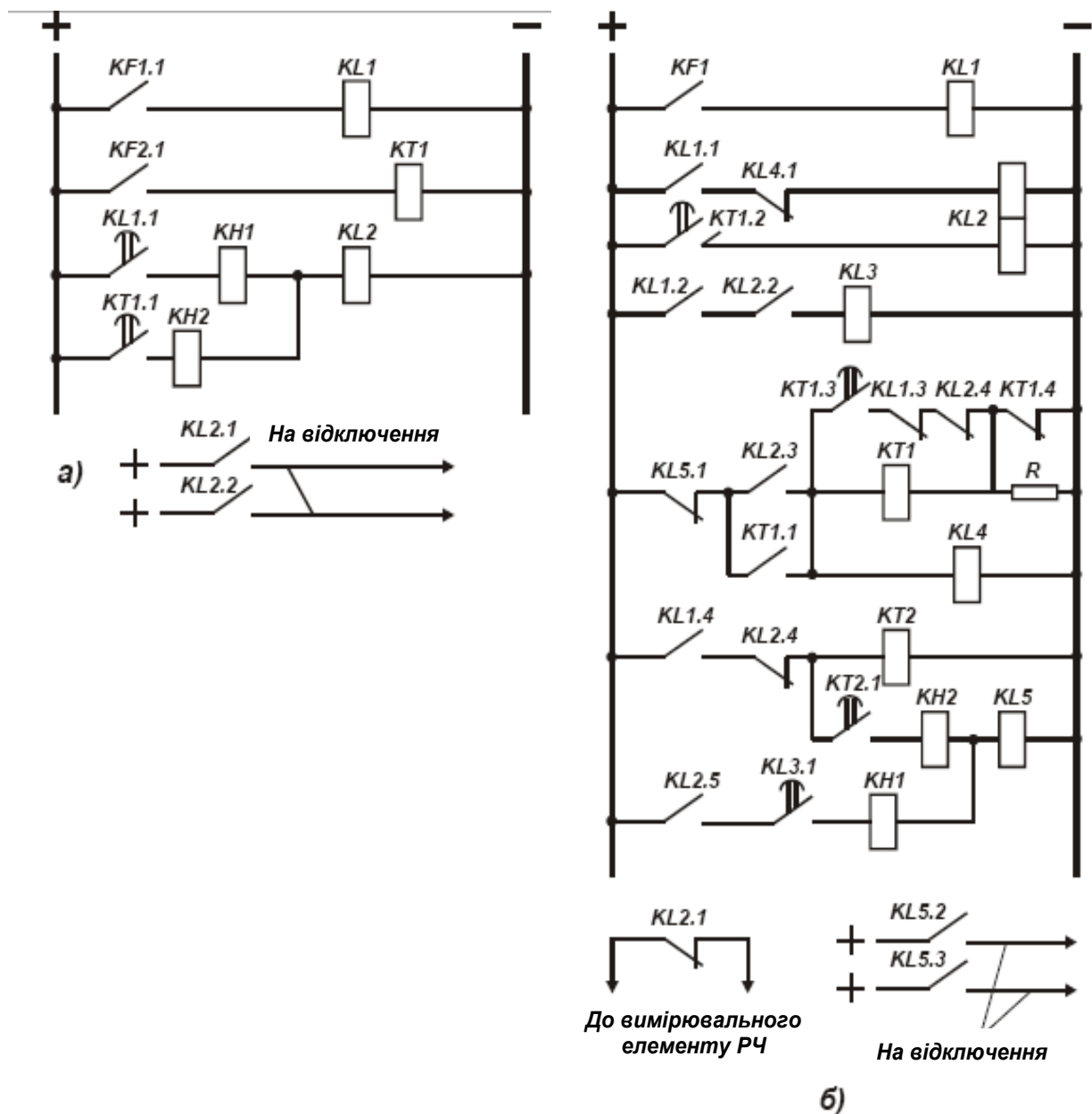


Рисунок 3.6 – Схеми АЧР і ЧАПВ

З метою економії реле частоти для здійснення суміщеного АЧР використовуються спеціальні схеми, в яких передбачається перемикання уставки одного реле частоти. Одна з таких схем приведена на рис. 3.6, б. У схемі АЧР використовується одне реле частоти $KF1$ типу РЧ-1, на вимірювальних елементах якого налаштовані уставки, відповідні АЧРІ і АЧРІІ. У нормальному режимі до спрацьовування $KF1$ замкнутий контакт $KL2.1$ двопозиційного реле типу РП8, чим забезпечується готовність до дії обох вимірювальних елементів реле, налаштованих на уставки АЧРІ і АЧРІІ (клеми 5-6 реле РЧ-1 замкнуті).

При зниженні частоти до уставки АЧРІІ замкнеться контакт $KF1$ і реле $KL1$ контактом $KL1.1$ подасть плюс на верхню обмотку реле $KL2$, яке, переключивши свої контакти, виведе з дії вимірювальний елемент з уставкою АЧРІІ (розімкнуться клеми 5-6 реле РЧ-1). Якщо частота знизиться до уставки

АЧРІ, контакт *KF.1* при цьому не розімкнеться або, розімкнувшись короткочасно, замкнеться знову, після чого з невеликим уповільненням спрацює проміжне реле *KL3* і контактом *KL3.1* подасть імпульс через вказівне реле *КН1* на вихідне проміжне реле *KL5*. Відбудеться АЧРІ. На цьому робота схеми закінчиться.

Якщо частота не знизиться до уставки АЧРІ, схема буде продовжувати працювати. Але при цьому *KL3* не спрацює, тому що буде розімкнутий контакт *KF1* і реле *KL1* розімкнеться контакт *KL1.1*

Реле часу *KT1*, спрацювавши при замиканні контакту *KL2.3*, буде самоутримуватися через свій миттєвий замикаючий контакт *KT1.1*. Через витримку часу, встановлену на ковзаючому контакті *KT1.2*, буде поданий плюс на нижню обмотку реле *KL2*, і воно перемкне свої контакти, знову вводячи в дію вимірювальний елемент з уставкою АЧРІІ. Протягом всього часу, поки не замкнеться ковзаючий контакт *KT1.2*, схема буде готова до дії на відключення без витримки часу в разі зниження частоти до уставки АЧРІ. Після замикання прослизуючого контакту *KT1.2* і перемикання контактів реле *KL2* ланцюг вимірювального елемента реле АЧРІІ знову буде введений в роботу контактом *KL2.1* (клеми 5-6 реле РЧ-1 замкнуті), а ланцюг відключення від АЧРІ буде виведений контактом *KL2.5*.

Після перемикання *KL2* спрацюють знову *KF* (якщо частота в енергосистемі буде нижче уставки спрацьовування АЧРІІ) і реле *KL1* і запустить реле часу *KT2* контактом *KL2.4*, яке, спрацювавши, через вказівне реле *КН2* подасть плюс на вихідне реле *KL5*. Проміжне реле *KL4*, обмотка якого включена паралельно обмотці *KT1*, буде тримати своїм контактом *KL4.1* розімкнутим ланцюг верхньої обмотки реле *KL2*, запобігаючи його повторне спрацьовування.

Повернення схеми у вихідне положення здійснюється після спрацьовування вихідного реле *KL5*, яке розімкне контакт *KL5.1* в ланцюзі обмоток реле *KT1* і *KL4*. У разі, якщо схема не подіє на відключення внаслідок відновлення частоти в енергосистемі вище уставки АЧРІІ і повернення реле *KF*, повернення схеми буде здійснено шунтуванням обмотки *KT1* по колу: упорний контакт *KT1.3* - розмикає контакт *KL1.3* - розмикає контакт *KL2*. 4. Витримка часу АЧРІІ в розглянутій схемі визначається сумою витримок часу, встановлених на *KT2* і на ковзаючому контакті *KT1.2*.

На рис. 3.7, а приведена схема однієї черги АЧР з ЧАПВ. У схемі використовується одне реле частоти, уставка спрацьовування якого автоматично перемикається.

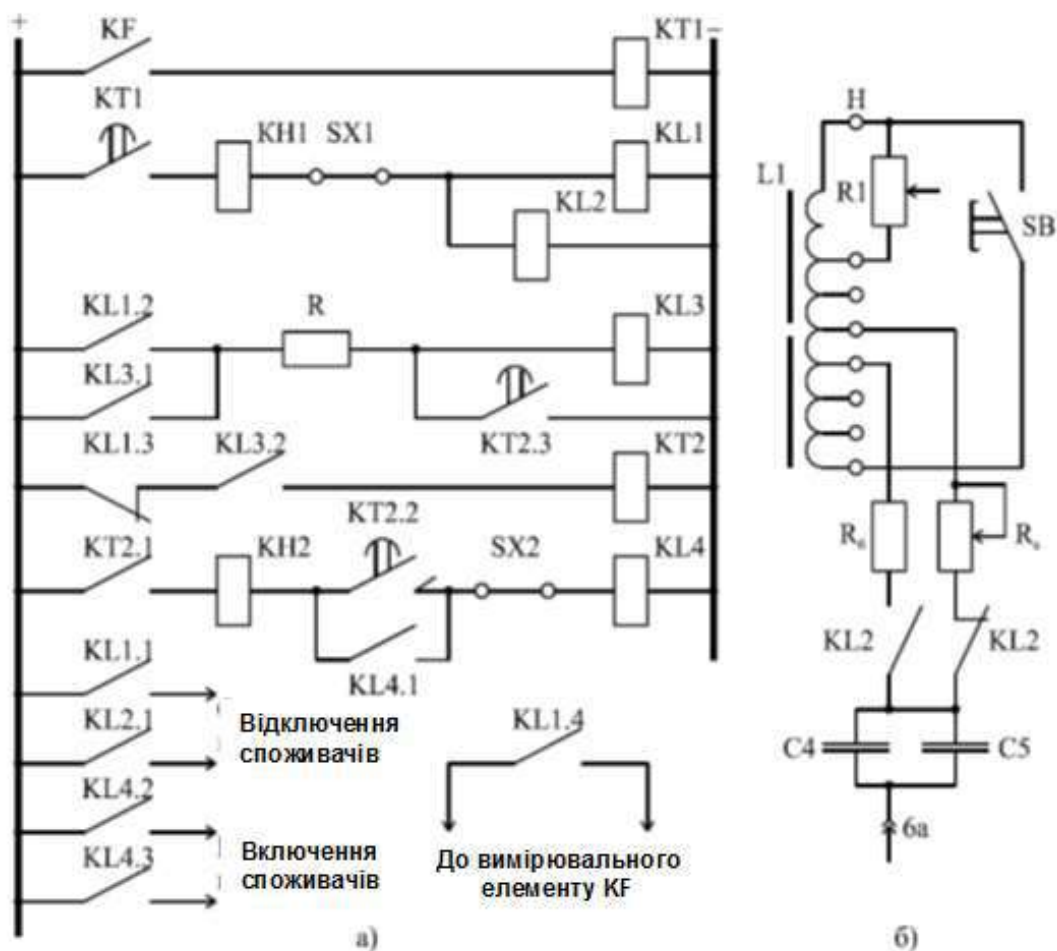


Рисунок 3.7 – Схема однієї черги АЧР з ЧАПВ

При зниженні частоти до уставки спрацьовування відповідної черги АЧР спрацює реле частоти KF і запустить реле часу $KT1$. Після того як замкнеться контакт реле часу, спрацюють проміжні реле $KL1$ і $KL2$ і відключать групу споживачів. Одночасно замикаючий контакт $KL1.4$ введе в роботу вимірювальний елемент реле частоти типу РЧ-1 з уставкою, відповідної ЧАПВ.

Тепер після введення в роботу зазначеного вимірювального елемента контакт реле частоти розімкнеться лише після того, як частота в енергосистемі відновиться до значення нової уставки 49,5-50 Гц. Реле $KL1$ при спрацьовуванні замикає також своїм контактом $KL1.2$ ланцюг обмотки проміжного реле $KL3$, яке спрацьовує і самоутримується. Після відновлення нормальної або близькою до нормальної частоти реле KF і $KT1$ розімкнуть свої контакти. При цьому реле $KL1$ повернеться і замкне контакт $KL1.3$ в ланцюзі обмотки реле часу $KT2$. Оскільки контакт $KL3.2$ вже замкнутий, реле $KT2$ починає працювати і через витримку часу, встановлену на ковзаючому контакті $KT2.2$, замкне ланцюг обмотки проміжного реле $KL4$. Останнє, спрацювавши, самоутримується через свій замикаючий контакт $KL4.1$ і подає імпульси на включення вимикачів споживачів, що відключені дією АЧР. Повернення схеми здійснюється після замикання упорного контакту реле часу $KT2.3$, витримка часу на якому відрізняється від витримки ковзаючого контакту $KT2.2$ приблизно на 1 с. Після замикання упорного контакту $KT2.3$ реле $KL3$ повернеться і розімкне контактом

KL3.2 ланцюг обмотки реле часу *KT2*. Вказівні реле *KH1* і *KH2* призначені для сигналізації спрацьовування АЧР і ЧАПВ. За допомогою накладки *SX1* розглянута автоматика може бути виведена з дії повністю, а за допомогою накладки *SX2* - тільки ЧАПВ.

Аналоговий безконтактний комплексний пристрій АЧР і ЧАПВ. Функціональна схема пристрою показана на рис 3.8. Вона містить три безконтактних пристрої вимірювальних реле частоти *KF1-KF3*, виконаних за схемою, що показана для реле *KF1*. Тут за допомогою елемента порівняння фаз ЕПФ порівнюються по фазі дві напруги: вхідна $U_{\text{вх}} = U_f$ і напруга $U_R = IR$, знята з резистора *R* послідовного резонансного контуру *LCR*, налаштованого на номінальну промислову частоту $f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Тому в нормальному режимі порівнювані напруги збігаються по фазі і розходяться на деякий кут при відхиленні частоти від номінальної.

Залежно від цього кута елемент ЕПФ формує відповідний сигнал і на виходах реле *KF1-KF3* з'являються дискретні потенційні сигнали, що відповідають частоті спрацьовування реле. Наявність трьох реле частоти дозволяє реалізувати АЧРІ, АЧРІІ і спільну їх дію, а також пристрій частотного автоматичного повторного включення ЧАПВ. Для цієї мети в схему, крім реле частоти, включені три елементи витримки часу *DT1-DT2*, як і елемент *DT1* вони містять *RC*-ланцюжок і накладку *SX*, що виводить їх з дії. Реле *KF1* є вимірювальним органом ПАЧРІ. Залежно від положення накладки *SX* воно впливає на вихідне реле *KL1* безпосередньо або через елемент *DT1*. Реле *KF2* і елемент часу *DT2* утворюють пристрій АЧРІІ і при спрацьовуванні збуджують вихідні реле *KL2*. До складу УЧАПВ входять реле частоти *KF3* і елементи *DT3*, *DU*, *DW*, *DX*. Взаємодія елементів наступна. При відновленні частоти в системі до заданого рівня спрацьовує реле *KF3* і на виході елемента *DU* формується дискретний потенціальний сигнал, який запускає елемент *DT3* пристрою ЧАПВ. Сигнал з виходу цього елемента надходить на вхід елемента *DX* (заборона), на виході якого з'являється сигнал і реле *KL3*

спрацьовує тільки при відсутності сигналу на вході інвертуючого *DX*, тобто після відновлення частоти і повернення реле *KF1* і *KF2*.

Питання для самопідготовки до розділу 3

- 1 Призначення АЧР.
- 2 Основні принципи виконання АЧР.
- 3 Реле частоти типу РЧ - 1.
- 4 Запобігання помилкових відключень споживачів при короткочасних зниженнях частоти в енергосистемі.
- 5 Автоматичне повторне включення після АЧР.
- 6 Схеми АЧР і ЧАПВ.
- 7 Аналоговий безконтактний комплексний пристрій АЧР і ЧАПВ.

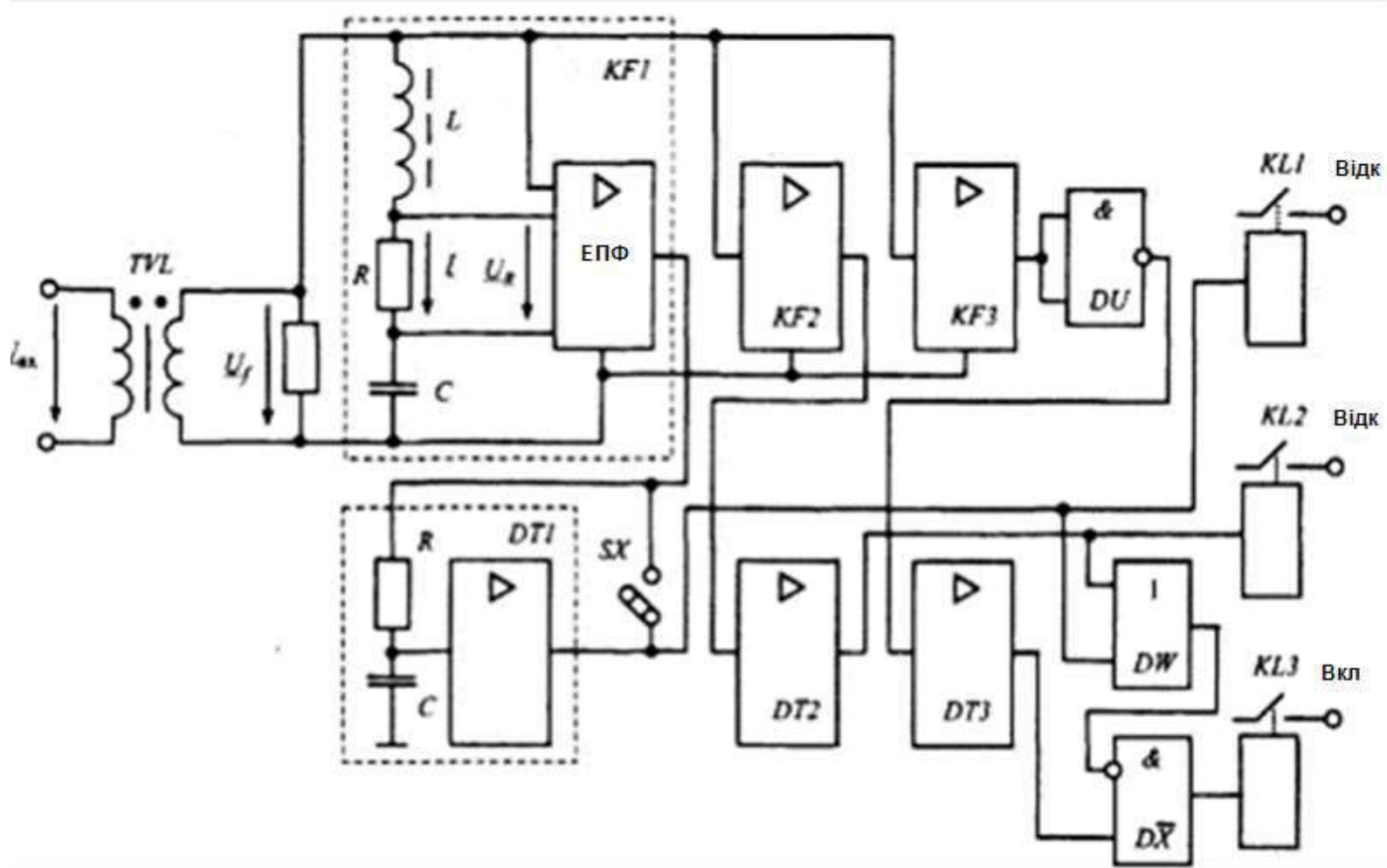


Рисунок 3.8 – Функціональна схема аналогового комплексного пристрою АЧР і ЧАПВ

4 ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА ЗАПОБІГАННЯ НЕДОПУСТИМИХ ЗМІН РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ

4.1 Призначення і класифікація пристроїв протиаварійної автоматики запобігання неприпустимих змін режимних параметрів

Розвиток енергосистем і з'єднання їх у великі об'єднані енергосистеми (ОЕС), спорудження надпотужних ТЕС і ГЕС і протяжних сильно завантажених електропередач висунули ряд нових вимог в частині подальшої автоматизації управління режимами енергосистем. У зв'язку з цим виникла необхідність: безперервного контролю за режимами ліній електропередачі, навантаження яких може раптово зрости; виявлення моментів відключення ліній, що супроводжуються накидами потужності і небезпечними перевантаженнями паралельних ліній, автотрансформаторів і іншого обладнання; виявлення моментів розриву електропередач, порушення стійкості і характеру асинхронного режиму що виникає при цьому. Небезпека порушення нормального режиму може виникнути також і при слабких збуреннях, наприклад при повільному збільшенні переданої по лінії потужності, що приводить до порушення статичної стійкості.

Порушення нормального режиму при великих збуреннях відбувається досить швидко, запобігти і навіть ліквідувати це порушення діями обслуговуючого персоналу практично неможливо. Для вирішення цього завдання використовуються різні засоби протиаварійної автоматики (ПА).

За своїм призначенням всі пристрої ПА запобігання неприпустимих змін режимних параметрів можна розділити на кілька видів:

- 1) пристрої автоматичного запобігання порушенню стійкості паралельної роботи (АЗПС);
- 2) пристрою автоматичної ліквідації асинхронного режиму (АЛАР);
- 3) пристрої автоматичного обмеження підвищення частоти (АОПЧ);
- 4) пристрої автоматичного обмеження зниження частоти (АОЗЧ), в тому числі автоматичного частотного розвантаження (АЧР);
- 5) пристрої автоматичного обмеження зниження напруги (АОЗН);
- 6) пристрої автоматичного обмеження підвищення напруги (АОПН);
- 7) пристрої автоматичного розвантаження обладнання (АРО).

Призначення різних видів протиаварійної автоматики можна простежити на прикладах якісного аналізу впливу аварійних збурень на режим роботи енергосистеми, схема якої приведена на рис. 4.1.

ресинхронізації виконуються заходи, спрямовані на вирівнювання частот: в передавальній частині енергосистеми застосовується розвантаження турбін електростанцій або відключення частини генераторів, в приймальній частині енергосистеми - завантаження працюючих генераторів або відключення частини навантаження.

Одним з найважчих видів аварійного збурення є також розрив електропередачі, що зв'язує дві частини енергосистеми. Так, при розриві електропередачі ЕС3-ЕС4 (рис. 4.1), що виникає при відключенні однієї з паралельних ліній в умовах, коли друга паралельна лінія виведена в ремонт, в одній частині енергосистеми (на електростанціях ЕС1-ЕС3) виникає надлишок потужності генераторів, в іншій частині, що живиться від ЕС4, - дефіцит. Надлишок потужності може привести до небезпечного підвищення частоти. Для запобігання зазначеного передбачаються пристрої АОПЧ, що діють на розвантаження турбін електростанцій або на відключення частини генераторів (в основному гідрогенераторів), або на відділення теплових електростанцій від гідроелектростанцій з приблизно збалансованим навантаженням.

Дефіцит потужності, що призводить до небезпечного зниження частоти, ліквідується пристроями АОЗЧ, які діють на автоматичне частотне введення резерву, автоматичне частотне розвантаження споживачів (АЧР) або на виділення електростанцій зі збалансованим навантаженням для збереження їх власних потреб.

У дефіцитній частині енергосистеми крім зниження частоти можливе зниження напруги, обумовлене дефіцитом реактивної потужності. Небезпека зниження напруги пов'язана з можливістю порушення стійкості споживачів і виникнення "лавини" напруги. Для запобігання небезпечного зниження напруги передбачаються пристрої АОЗН, що діють на форсування збудження генераторів, відключення шунтуючих реакторів і відключення частини навантаження.

Лінії електропередачі напругою 330 кВ і вище можуть бути джерелами небезпечного для електроустаткування електростанцій і підстанцій підвищення напруги при їх односторонньому відключенні. Для запобігання тривалого підвищення напруги застосовують пристрої АОПН, що діють на включення шунтуючих реакторів або відключення лінії.

Відключення однієї з ліній, що живлять навантаження підстанції ПС5 (рис. 4.1), може викликати перевантаження лінії що залишилася в роботі за умовою її термічної стійкості. Для запобігання пошкодження лінії використовуються пристрої АРО, що діють на обмеження потужності живильної електростанції (якщо цей спосіб ефективний) або на відключення частини навантаження.

У цьому розділі розглядається частина з перерахованих пристроїв: пристрої, призначені для запобігання порушенню стійкості паралельної роботи (див. § 4.4), і пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму (див. § 4.6).

4.2 Поняття про стійкість паралельної роботи енергосистем

4.2.1 Статична стійкість

Під статичною стійкістю розуміється здатність енергосистеми зберігати синхронну паралельну роботу генераторів при малих збудженнях і повільних змінах параметрів режиму.

На рис. 4.2, а показана схема електричної системи, що складається з електростанції ЕС, лінії електропередачі W і приймальної енергосистеми нескінченно великої потужності.

Відомо, що електрична потужність P , яка передається по лінії електропередачі визначається виразом:

$$P = \frac{E_r \cdot U_c}{x_{рез}} \cdot \sin \delta, \quad (4.1)$$

де E_r – ЕДС генераторів енергосистеми; U_c – напруга енергосистеми; $x_{рез}$ – результуючий опір генераторів електростанції, лінії електропередачі і енергосистеми.

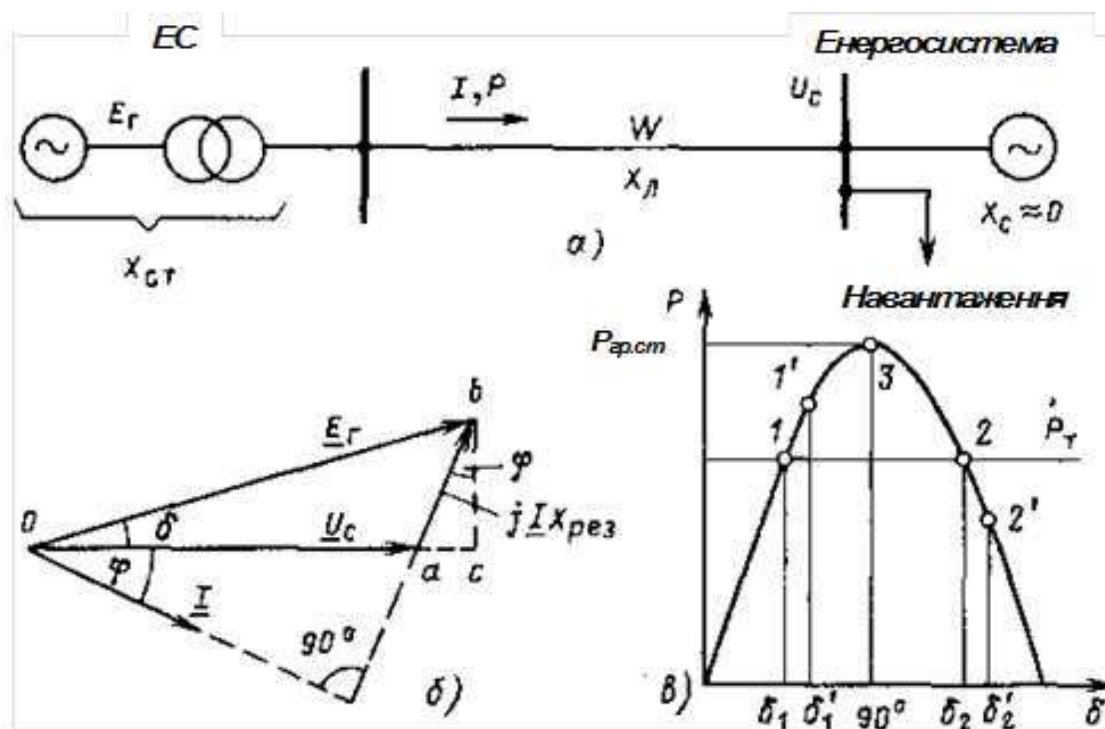


Рисунок 4.2 – Схема електропередачі (а), векторна діаграма струму і напруги (б) і кутова характеристика електропередачі (в)

Якщо ЕРС генераторів E_r , напруга системи U_c і $x_{рез}$ незмінні, то електрична потужності, що передається електростанцією в енергосистему, залежить від кута δ між векторами \underline{E}_r і \underline{U}_c (рис. 4.2, б). Ця залежність має синусоїдальний характер, вона отримала назву кутової характеристики електропередачі (рис. 4.2, в).

Максимальне значення потужності, яка може бути передана в енергосистему, називається границею статичної стійкості:

$$P_{\text{гр.ст}} = \frac{E_{\text{Г}} \cdot U_{\text{с}}}{x_{\text{рез}}} \quad (4.2)$$

Це значення потужності відповідає амплітуді кутової характеристики (точка 3 на рис. 4.2, в).

Стійкість паралельної роботи електростанції щодо приймальної енергосистеми визначається співвідношенням механічної потужності, що розвивається турбінами станції, $P_{\text{т}}$ і електричної потужності $P_{\text{е}}$, що віддається генераторами. Нормальний сталий режим характеризується рівністю механічної потужності, що розвивається турбінами, і електричної потужності, що віддається генераторами:

$$P_{\text{т}} = P_{\text{е}}. \quad (4.3)$$

Потужність турбіни не залежить від кута δ і визначається тільки кількістю енергоносія, що надходить в турбіну.

Умові (4.3) відповідають точки 1 і 2 на рис. 4.2, в. Точка 1 є точкою стійкої рівноваги, а точка 2 - нестійкої рівноваги. Область стійкої роботи визначається діапазоном кутів δ від 0 до 90 °. В області великих кутів, 90 °, стійка паралельна робота неможлива.

Робота на граничній потужності, що відповідає куту 90 °, не проводиться, так як малі збурення, що завжди наявні в енергосистемі коливання навантаження, можуть викликати перехід в нестійку область і порушення синхронізму. Максимальне допустиме значення переданої потужності приймається меншим межі статичної стійкості.

Запас оцінюється коефіцієнтом запасу статичної стійкості,%:

$$k_{\text{з.ст}} = \frac{P_{\text{гр.ст}} - P_{\text{доп}}}{P_{\text{доп}}} \cdot 100. \quad (4.4)$$

Запас статичної стійкості для електропередачі в нормальному режимі має складати не менше 20%, а в короткочасному післяаварійний режимі (до втручання персоналу в регулювання режиму) - не менше 8%.

4.2.2 Динамічна стійкість

Під динамічною стійкістю розуміється здатність енергосистеми зберігати синхронну паралельну роботу генераторів при значних раптових збуреннях, що

виникають в енергосистемі (КЗ, аварійне відключення генераторів, ліній, трансформаторів).

Для оцінки динамічної стійкості застосовується метод площ. Як приклад розглянемо режим роботи дволанцюгової електропередачі, що зв'язує електростанцію з енергосистемою, при КЗ на одній з ліній з відключенням пошкодженої лінії і її успішним АПВ (рис. 4.3, а).

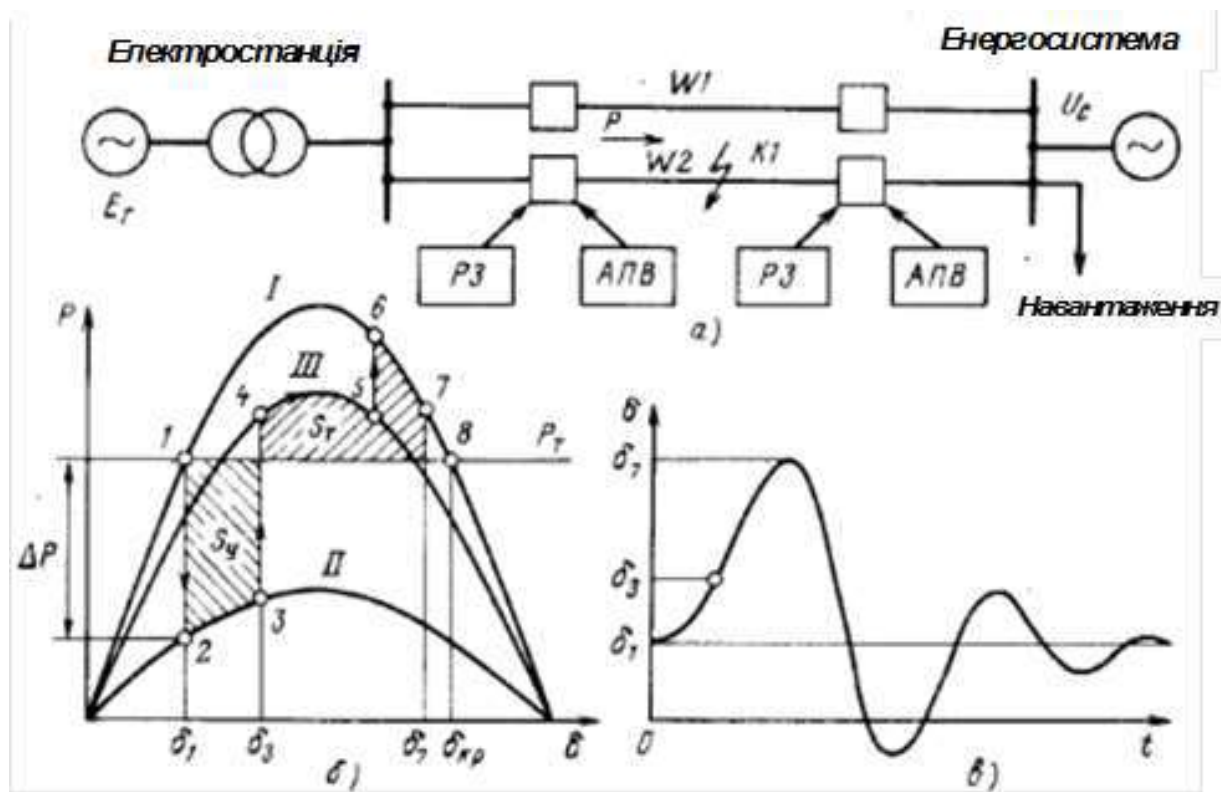


Рисунок 4.3 – Якісний аналіз динамічної стійкості при КЗ на лінії електропередачі: а - схема електропередачі; б - кутові характеристики електропередачі; в - зміна кута δ у часі

Вихідний режим електропередачі характеризується точкою 1, яка розташована на кутовій характеристиці I , що відповідає вихідній схемі електропередачі (рис. 4.3, б). При КЗ в точці $K1$ на лінії $W2$ кутлова характеристика електропередачі займає положення II . Зниження амплітуди характеристики II викликано значним збільшенням результуючого опору $x_{рез}$ між точками програми E_r і U_c .

У момент КЗ відбувається скидання електричної потужності на величину ΔP за рахунок зниження напруги на шинах станції (точка 2 на рис. 4.3, б). Скидання електричної потужності залежить від виду КЗ і його місця. У граничному випадку при трифазному КЗ на шинах станції відбувається скидання потужності до нуля. Під дією надлишку механічної потужності турбін над електричною потужністю ротори генераторів станції починають прискорюватися, а кут δ збільшуватися. Процес зміни потужності йде по характеристиці II . Точка 3 відповідає моменту відключення пошкодженої лінії з

двох сторін пристроями релейного захисту РЗ. Після відключення лінії режим електропередачі характеризується точкою 4, яка розташована на характеристиці *III*, що відповідає схемі електропередачі з однієї відключеною лінією. За час зміни кута від δ_1 до δ_3 ротори генераторів станції набувають додаткову кінетичну енергію. Ця енергія пропорційна площі, що обмежена лінією P_T , характеристикою *II* і координатами в точках 1 і 3. Ця площа отримала назву площадки прискорення S_{π} . У точці 4 починається процес гальмування роторів, так як електрична потужність більше потужності турбін. Але процес гальмування відбувається зі збільшенням кута δ . Збільшення кута δ триватиме до тих пір, поки вся збережена кінетична енергія не перейде в потенційну. Потенційна енергія пропорційна площі, обмеженої лінією P_T і кутовими характеристиками післяаварійного режиму. Ця площа отримала назву площадки гальмування S_r . У точці 5 після закінчення деякої паузи після відключення лінії *W2* спрацьовує пристрій АПВ (передбачається використання трифазного швидкодіючого АПВ з малою паузою). При успішному АПВ процес збільшення кута триватиме по характеристиці *I* (точка 6), що відповідає вихідній схемі електропередачі. Збільшення кута припиниться в точці 7, яка характеризується рівністю площадок S_{π} і S_r . У точці 7 перехідний процес не зупиняється: внаслідок того, що електрична потужність перевищує потужність турбін, триватиме процес гальмування по характеристиці *I*, але тільки зі зменшенням кута. Процес установиться в точці 1 після декількох коливань біля цієї точки. Характер зміни кута δ в часі показаний на рис. 4.3, в.

З метою спрощення аналізу потужність турбін P_T під час перехідного процесу прийнята незмінною. Насправді вона дещо змінюється внаслідок дії регуляторів частоти обертання турбін.

Таким чином, аналіз показав, що в умовах даного прикладу зберігається стійкість паралельної роботи. Необхідною умовою динамічної стійкості є виконання умов статичної стійкості в післяаварійний режимі. У розглянутому прикладі ця умова виконується, так як потужність турбін не перевищує межі статичної стійкості.

Стійкість паралельної роботи була б порушена, якби в перехідному процесі кут δ перейшов значення, відповідне точці 8. Точка 8 обмежує справа максимальну площадку гальмування. Кут, що відповідає точці 8, отримав назву критичного $\delta_{кр}$. При переході цієї межі спостерігається лавинне збільшення кута δ , тобто випадання генераторів із синхронізму.

Запас динамічної стійкості оцінюється коефіцієнтом, рівним відношенню максимально можливої площадки гальмування до площадки прискорення:

$$k_{з.дин} = \frac{S_{r \max}}{S_{\pi}}. \quad (4.5)$$

При $k_{з.дин} > 1$ режим стійкий, при $k_{з.дин} < 1$ відбувається порушення стійкості.

У разі неуспішного АПВ (включення лінії на не усталене КЗ) процес з точки 5 перейде на характеристику II. Неважко переконатися, що в умовах даного прикладу стійкість після повторного КЗ і подальшого відключення лінії не зберігається.

4.3 Засоби підвищення статичної та динамічної стійкості

4.3.1 Засоби підвищення статичної стійкості

Одним з ефективних засобів підвищення статичної стійкості є застосування АРЗ генераторів.

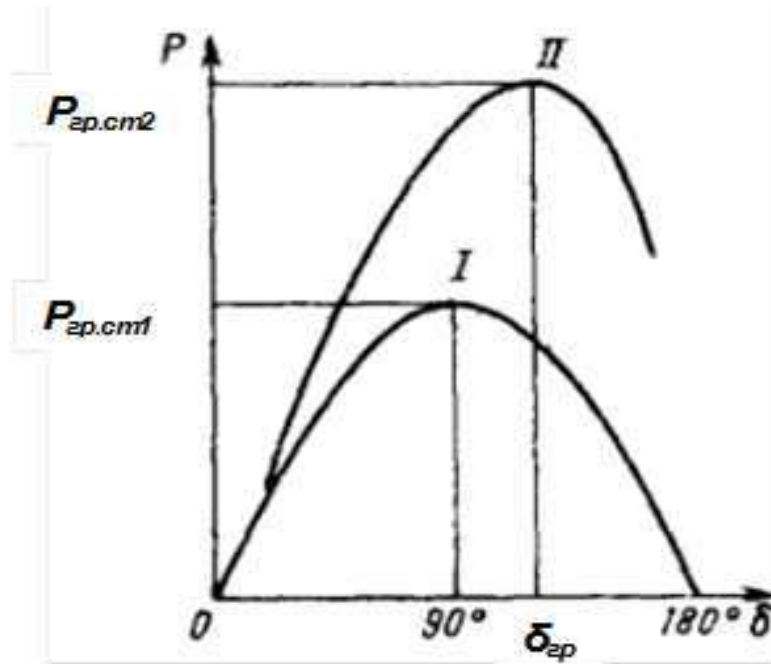


Рисунок 4.4 – Вплив АРЗ генераторів на кутову характеристику електропередачі: I - характеристика без АРЗ; II - характеристика з АРЗ

На рис. 4.4 показані порівняльні кутові характеристики електропередачі без автоматичного регулювання збудження генераторів (характеристика I) і з автоматичним регулюванням (характеристика II). При дії пристроїв АРЗ генераторів електростанції кутова характеристика видозмінюється: максимум характеристики зміщується в область значень великих кутів δ , 90° .

Ефективними засобами підвищення стійкості є всі види АПВ. Якщо зазначені вище способи не забезпечують необхідного запасу стійкості, то застосовується обмеження потужності, що передається в приймальну частину енергосистеми, шляхом розвантаження турбін через їх системи регулювання або відключення частини генераторів в передавальній частині енергосистеми. Відключення використовується і як засіб для підвищення динамічної стійкості. Для підвищення ефективності обмеження потужності генераторів воно виконується спільно з розподілом передавальної частини енергосистеми (електростанції) на дві несинхронно працюючі частини.

Щоб виключити небажане зниження частоти в енергосистемі, обмеження потужності генераторів в передавальній частині енергосистеми виконується

спільно з відключенням частини споживачів в прийнятній її частині. Таке комплексне управління, що є найбільш ефективним засобом підвищення стійкості, вимагає для його реалізації значних витрат на створення розосереджених систем автоматичного відключення навантаження (САВН). Відключення генераторів отримало широке застосування на ГЕС, так як зворотне включення гідрогенераторів може бути виконано за відносно невеликий час.

4.3.2 Засоби підвищення динамічної стійкості

Кардинальним засобом підвищення динамічної стійкості при КЗ є зниження його тривалості застосуванням більш швидкодіючих захистів і вимикачів. Ефективність цього засобу показана на рис. 4.5.

Точками 3 і 3' позначені моменти відключення КЗ при різних його тривалості. Прискорене відключення КЗ в точці 3' обмежує площадку прискорення характеристикою P_{T1} , характеристикою II і координатами 1-2 і 3'-4'.

Форсування збудження також сприяє підвищенню стійкості. На рис. 4.5 показано її вплив. Діючи вчасно КЗ, вона підвищує ЕРС генераторів і напруга на шинах електростанції, що призводить до зменшення скидання електричної потужності. Кутова характеристика, відповідна режиму КЗ, займає положення II', площадка прискорення зменшується: вона обмежується лініями P_{T1} , II' і координатами 1-2' і 3'' - 4. Форсування збудження може бути корисною і після відключення КЗ. В цьому випадку воно сприяє збільшенню площадки гальмування.

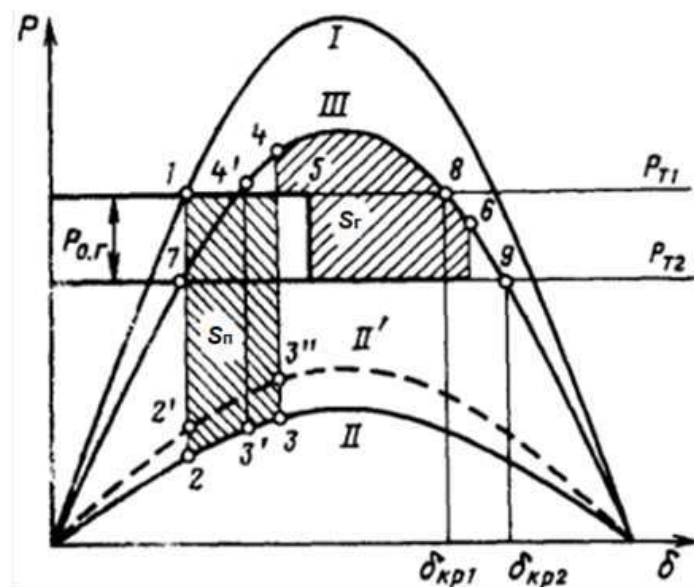


Рисунок 4.5 – Кутові характеристики електропередачі при КЗ на одній з паралельних ліній з урахуванням дії пристроїв автоматики: I - характеристика вихідного режиму; II - характеристика КЗ; II' - те ж з урахуванням дії форсування збудження генераторів; III - характеристика післяаварійного режиму

Автоматичне повторне включення лінії як засіб підвищення динамічної стійкості може бути ефективним, якщо час паузи без струма АПВ менше часу, за яке кут δ досягає критичного значення. У цих умовах успішне АПВ збільшує площадку гальмування і тим самим обмежує збільшення кута δ (див. рис 4.3, б). Практично вказаний ефект може бути отриманий від застосування пристрою швидкодіючого АПВ (ШАПВ) з часом паузи без струму не більше ніж 0,3-0,5 с.

Відключення частини генераторів застосовується на електростанціях передавальної частини енергосистеми. Ефективність цього засобу ілюструється на рис. 4.5. Відключення генераторів загальною потужністю P_0 г в момент часу, що відповідає точці 5, призводить до зниження потужності турбін від початкового значення P_{T1} до P_{T2} , а отже, до збільшення максимальної площадки гальмування. Одночасно відбувається збільшення критичного кута від $\delta_{кр1}$ до $\delta_{кр2}$. Положення точки 5 залежить від часу дії пристрою автоматики і часу відключення вимикачів генераторів. Як видно з рисунку, максимальне значення кута δ в перехідному процесі (точка 6) не перевищує критичного значення $\delta_{кр2}$. Динамічна стійкість не порушується. Новий режим встановлюється в точці 7, яка характеризується рівністю потужності турбін P_{T2} і електричної потужності, що передається в енергосистему по лінії яка залишилася в роботі.

Короткочасного імпульсного розвантаження теплових турбін може виявитися достатньої для збереження динамічної стійкості. Після затухання перехідного процесу потужність турбін може бути відновлена.

Імпульсне розвантаження турбін передбачається на енергоблоках великої потужності теплових електростанцій. Імпульсне розвантаження на ГЕС не застосовується, так як воно неефективне через повільно діючу систему регулювання частоти обертання гідравлічних турбін.

Для виконання імпульсного розвантаження теплові турбіни обладнуються спеціальними електрогідравлічними перетворювачами (ЕГП), які перетворюють електричні сигнали пристроїв протиаварійної автоматики в гідравлічні впливу на систему регулювання частоти обертання. Електрогідравлічний перетворювач забезпечує швидке введення в систему регулювання сигналу розвантаження. Після зняття сигналу розвантаження система регулювання відновлює потужність турбіни до початкового значення.

На рис. 4.6 а, показана зміна потужності турбіни в часі при імпульсному впливі на систему регулювання турбіни через ЕГП.

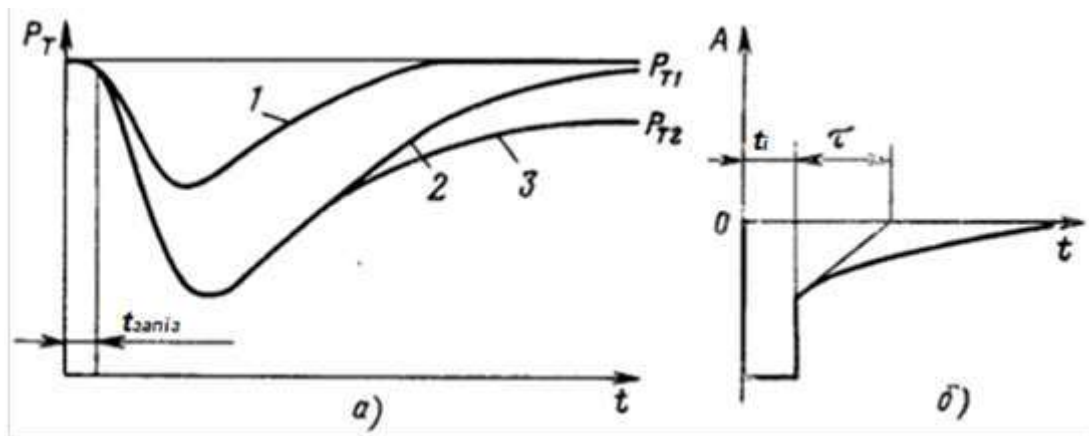


Рисунок 4.6 – Імпульсне розвантаження турбіни через ЕГП: а - зміна потужності турбіни в часі; б - форма електричного імпульсу ЕГП

Глибина і швидкість розвантаження залежать від параметрів регулюючого імпульсу - амплітуди (рис. 4.6, а) і тривалості імпульсу t_i (рис. 4.6, б). Характеристики 1 і 2 відповідають імпульсам різної амплітуди або тривалості. Чим більше амплітуда і тривалість імпульсу, тим швидше і глибше зниження потужності турбіни. Зниження потужності турбіни починається з запізненням 0,15-0,2 с, що обумовлене інерційністю елементів гідравлічної системи регулювання і наявністю парових об'ємів перед турбіною. Мінімальне значення потужності досягається через 0,5-0,7 с після подачі імпульсу регулювання.

Для збереження статичної стійкості післяаварійного режиму вплив через ЕГП доповнюється впливом на обмеження потужності турбін через механізм управління турбіни (МУТ). Характеристика 3 на рис. 4.6 а, показує зміну потужності турбіни при її розвантаженні через ЕГП і МУТ. У сталому післяаварійному режимі потужність турбіни P_{T2} менше потужності турбіни вихідного режиму P_{T1} .

Імпульс регулювання (рис. 4.6, б) показаний у вигляді негативного сигналу (сигналу на зменшення потужності) з експоненціальним загасанням, що характеризується постійною часу τ . Експонентне знімання сигналу створює уповільнення в наборі потужності турбіною і запобігає порушенню стійкості в другому циклі гойдань.

4.4 Пристрої ПА для запобігання порушенню стійкості

4.4.1 Структура пристроїв

В даний час в якості основної прийнята централізована система протиаварійного управління, що включає в себе комплекс пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості в районі протиаварійного управління. На рис. 4.7 показаний приклад спрощеної структурної схеми централізованої системи протиаварійної автоматики.

Незалежно від конфігурації району протиаварійного управління, від виду збурень, на які реагують пристрої, від використовуваних засобів підвищення стійкості система ПА містить наступні взаємо-пов'язані основні пристрої:

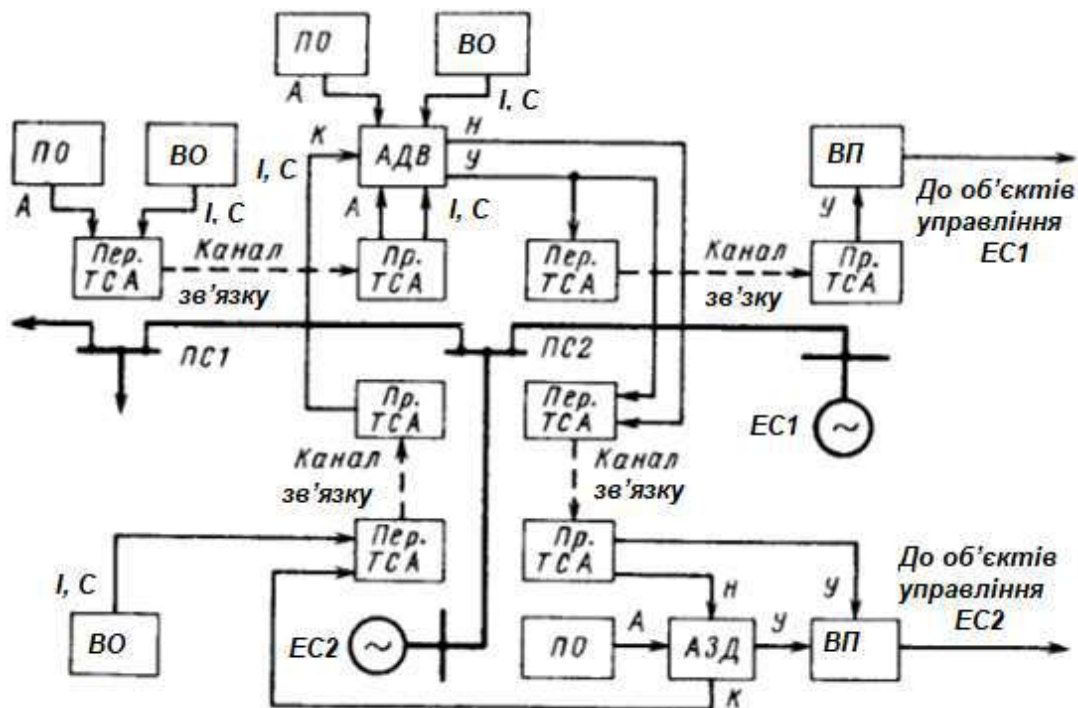


Рисунок 4.7 – Структурна схема ПА району протиаварійного управління:
Пр. - приймач; Пер. - передавач

Пускові органи ПО - виявляють аварійні збурення в енергосистемі або перехідні процеси, небезпечні для стійкості, а також тяжкість цих збурень. Тяжкість КЗ, наприклад, оцінюється його видом, тривалістю, значенням скидання активної потужності або зниженням напруги.

При спрацьовуванні пускових органів на їх виходах з'являються сигнали А, які використовуються іншими пристроями ПА для формування управляючих сигналів. Пускові органи розміщуються на об'єктах, де фіксуються аварійні збурення;

Вимірювальні органи ВО - здійснюють вимірювання параметрів вихідного режиму енергосистеми (перетоків потужності по лініях електропередачі, завантаження генераторів електростанцій та ін.) і дають інформацію про вихідну схему мережі (про включений або відключений стан ліній електропередачі та інших елементів енергосистеми). Ця інформація характеризує напруженість вихідного режиму і використовується для роботи пристрою автоматичного дозування управляючих впливів АДВ;

Пристрій АДВ - в залежності від параметрів вихідного режиму і схеми мережі визначає для кожного збурення, що фіксується відповідним пусковим органом, інтенсивність управляючих впливів, необхідну для збереження стійкості паралельної роботи. Воно є центральним пристроєм ПА в районі протиаварійного управління. Пристрій АДВ отримує інформацію від вимірювальних органів (сигнали I, C) і готує управлінський вплив.

Пристрій АДВ є логіко-обчислювальним. Він може бути виконаний з застосуванням релейних логічних елементів або ЕОМ. В останньому випадку розраховані в пристрої АДВ значення управляючих впливів запам'ятовуються в

окремому пристрої автоматичного запам'ятовування дозування АЗД. Пристрій АЗД встановлюється в місці установки АДВ або в місцях реалізації керуючих впливів, наприклад на електростанції ЕС2. Пристрій АЗД за сигналами настройки Н готує в вихідному режимі ланцюга для проходження аварійних сигналів ПО на електростанцію ЕС2. Застосування винесених пристроїв АЗД (по відношенню до місця установки пристрою АДВ) забезпечує підвищення швидкодії і надійності протиаварійного управління;

Виконавчі пристрої ВП - реалізують сформовані пристроєм АДВ управляючі впливи;

Пристрій телепередачі сигналів автоматики ТСА - забезпечують зв'язок і взаємодію між собою окремих пристроїв системи ПА. За допомогою пристроїв ТСА здійснюється телепередача наступних сигналів: аварійних сигналів, які передаються від ПО і АДВ або до АЗД; сигналів управляючих дій, переданих від АДВ або від АЗД до ВП; інформації про вихідний режим і схему мережі, переданої від ВО до АДВ; сигналів налаштування винесених пристроїв АЗД, переданих від АДВ до АЗД; сигналів контролю положення елементів пристроїв АЗД, переданих від АЗД до АДВ.

Сигнали пускових органів і сигнали управляючих впливів, складають аварійну інформацію. Вона повинна передаватися по можливості швидко, без затримки. Для цієї мети використовується апаратура швидкодіючої телепередачі сигналів. Решта сигналів складають доаварійну інформацію. Ця інформація передається безперервно за допомогою різних пристроїв телемеханіки.

4.4.2 Схема пускових органів пристроїв ПА

Залежно від виду аварійних збурень в енергосистемі застосовують різні пускові органи.

Пусковий орган, що фіксує відключення лінії електропередачі по положенню її вимикачів, спрацьовує при відключенні лінії трьома фазами по будь-якій причині. Пусковими елементами пристрою є контакти реле блокування від багаторазового включення трьох фаз *KBS.A*, *KBS.B*, *KBS.C* і реле положення "Відключено" трьох фаз *KQT.A*, *KQT.B*, *KQT.C* зі схеми управління вимикачем (рис. 4.8, котушки зазначених реле на схемі не показані). Схема складена в припущенні по фазного управління вимикачем *Q*.

Використання реле *KBS* забезпечує спрацьовування пускового органу ще до відключення вимикача лінії, чим забезпечується прискорення дії ПА. Реле *KBS* в пускового ланцюга крім швидкодії істотно підвищує надійність роботи пускового органу, забезпечуючи його спрацьовування при неповно фазному відключенні вимикача. У цих умовах пусковий ланцюг з контактами реле положення "Відключено" виявляється непрацездатним, так як реле *KQT* пошкодженої фази не спрацьовує. Реле *KQT* трьох фаз вимикача дозволяють отримати сигнал про відключення вимикача протягом всього часу, поки він відключений.

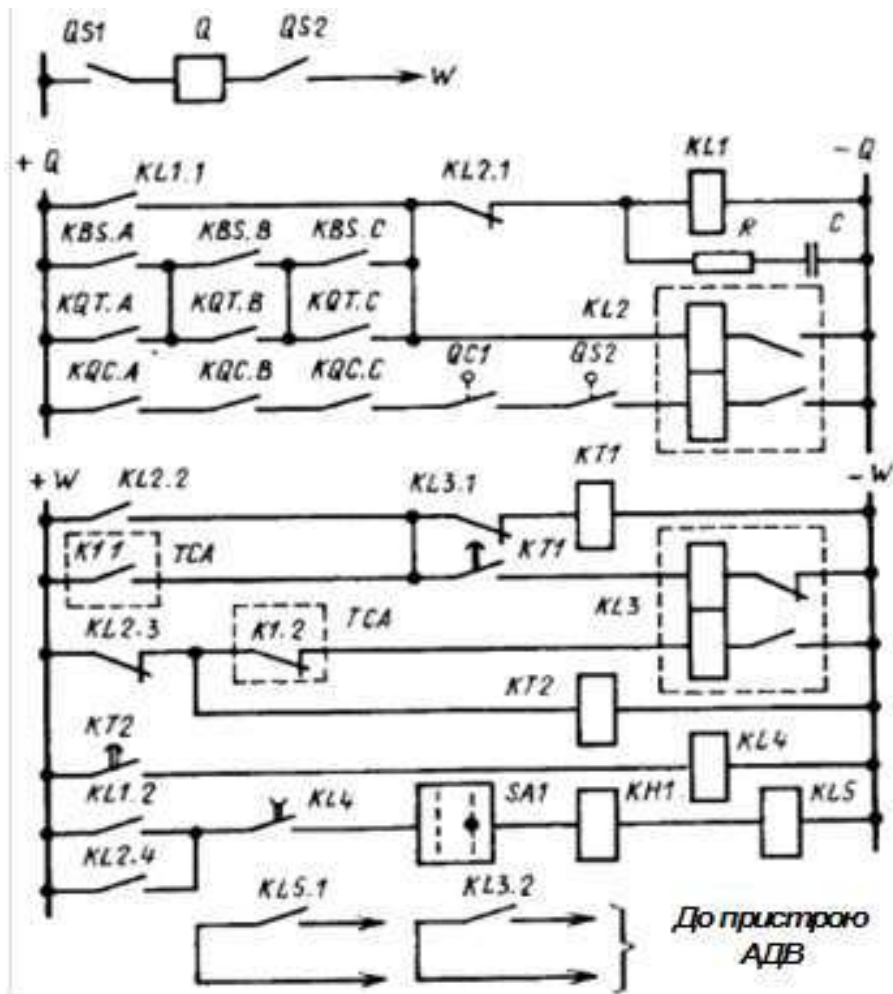


Рисунок 4.8 – Схема пускового органу, що фіксує відключення лінії електропередачі по положенню її вимикача

Пристрій працює наступним чином. При відключенні лінії W пусковий ланцюг пристрою викликає спрацьовування швидкодіючого проміжного реле KL1, а також двох позиційного реле KL2, яке фіксує вимкнене положення вимикача. Положення контактів реле KL2, показане на рис. 4.8, відповідає включеному положенню вимикача.

Реле KL1 при своєму спрацьовуванні самоутримується за допомогою контакту KL1.1 до моменту спрацьовування реле KL2, чим запобігає зриву сигналу про відключення, який можливий при поверненні реле KBS раніше спрацьовування реле KL2. Ланцюг RC, включений паралельно котушці реле KL1, створює додаткову затримку при поверненні KL1, чим забезпечується надійне спрацьовування реле KL2. Проміжне реле KL2 з фіксованим положенням якоря дозволяє зберегти інформацію про відключення вимикача, виведеного в ремонт, коли може бути знята напруга оперативного струму в ланцюгах управління вимикачем.

Сигнал аварійного відключення лінії, який використовується пристроєм АДВ, формується за допомогою вихідного проміжного реле KL5, яке спрацьовує після замикання контакту KL1.2. Так як реле KL1 спрацьовує короткочасно, вихідний сигнал подовжується використанням контакту KL2.4. Зазвичай тривалість сигналу пускового органу обмежується. Це обмеження

виконано за допомогою проміжного реле KL4, що має затримку при своєму поверненні. У нормальному режимі, коли лінія включена, реле KT2 і KL4 знаходяться під напругою, забезпечуючи готовність вихідного ланцюга. Після відключення лінії ці реле повертаються. Реле часу KT2, затримуючи підготовку до дії вихідного ланцюга пристрою після включення лінії, виключає спрацьовування пускового органу в умовах оперативного включення лінії з ремонтного стану на коротке замикання і її подальшого відключення релейним захистом. Витримка часу реле KT2 повинна перевищувати час відключення лінії релейним захистом.

Реле KL2 повертається у вихідне положення після включення вимикача Q, а також його роз'єднувачів QS1 і QS2, для чого використовуються послідовно включені контакти реле положення "Включено" окремих фаз вимикача KQC.A, KQC.B, KQC.C і допоміжні контакти роз'єднувачів QS1 і QS2. Останні виключають повернення реле KL2 в умовах, коли вимикач знаходиться в ремонті і реле положення вимикача KQT і KQC можуть перебувати в довільному положенні.

Схема що розглядається формує не тільки сигнал про аварійне відключення лінії, але і сигнал про ремонтний стан лінії. Сигнал про ремонт лінії використовується для перебудови пристрою АДВ, оскільки в ремонтній схемі електричної мережі змінюються умови дозування управляючих впливів ПА.

Ремонтний стан лінії фіксується після її відключення з витримкою часу, що перевищує час трифазного АПВ. Для цієї мети використовуються реле часу KT1 і проміжне реле фіксації ремонту KL3. Реле часу KT1, а потім і реле KL3 спрацьовують не тільки після відключення лінії на тій її стороні, де встановлено пристрій (ланцюг з контактом KL2.2), але і при односторонньому відключенні лінії з протилежного кінця, де також встановлюється пусковий орган фіксації відключення лінії. Сигнали про стан лінії з протилежного боку передаються по каналу зв'язку і приймаються приймачем апаратури ТСА. При цьому контакт реле приймача K1.1 замикається при прийомі сигналу про відключення лінії, контакт K1.2 замикається при прийомі сигналу про включення лінії.

Двопозиційне реле KL3 дозволяє зберегти тривалий сигнал про ремонт лінії при зникненні напруги оперативного струму.

Реле часу KT1 включено за схемою невідповідності положення реле KL2 (або реле K1 приймача ТСА) і положення реле KL3. Реле KT1 працює в короткочасному режимі: після спрацьовування KT1 і переорієнтації реле KL3 реле KT1 повертається у вихідне положення.

Повернення реле KL3 здійснюється після включення лінії з двох сторін, для чого використовуються послідовно включені контакти KL2.3 і K1.2. Повернення реле KL3 виконується без витримки часу, так як включення лінії проводиться по черзі, спочатку з одного боку, а потім після успішного включення з цього боку включається лінія з протилежного боку.

На лініях високої напруги найчастіше встановлюються два вимикача з кожного боку. Схема пускового органу при двох лінійних вимикачах

аналогічна розглянутої. Передбачаються елементи пускового органу для кожного з вимикачів. Елементи, що живляться від джерела оперативного струму, які відносяться до лінії ($\pm W$), є загальними для обох вимикачів. У цю частину схеми додаються елементи фіксації відключення другого вимикача.

Іноді лінія з двома вимикачами додатково обладнується лінійним роз'єднувачем. В цьому випадку ремонтний стан лінії може бути при включених вимикачах лінії, шинних роз'єднувачах, але при відключеному лінійному роз'єднувачі. Для запобігання поверненню реле KL3 в його ланцюг повернення включаються замикаючі допоміжні контакти лінійного роз'єднувача.

4.4.3 Пристрій автоматичного дозування управляючих впливів

Найбільшого поширення набули пристрої АДВ, які визначають інтенсивність управляючих впливів у вихідному режимі до виникнення аварії для кожного з фіксованих пусковими органами аварійних збурень.

На рис. 4.9 як приклад показані залежності потужності генераторів, що відключаються Р0 г від одного параметра - потужності, що передається по лінії електропередачі в вихідному режимі, Рвих для двох пускових органів (характеристики 1 і 2) при незмінних інших параметрах енергосистеми. Ці характеристики можна побудувати за результатами розрахунків стійкості. Точки перетину характеристик з віссю Рвих визначають межі переданої потужності, при яких розрахункові пошкодження не вимагають виключення генераторів для збереження стійкості. При великих значеннях переданої потужності для збереження стійкості потрібно обмеження потужності на певне значення.

Найбільш простий варіант пристрою АДВ виконується за допомогою дискретних (релейних) елементів. Зміна потужності Рвих фіксується за допомогою декількох реле активної потужності, налаштованих на різні потужності спрацьовування. Діапазон потужності, в якому працюють реле, обмежений значеннями Рвих1 і максимально можливою потужністю, Рпер.мах. Кожному рівню вихідної потужності відповідає певна потужність генераторів що відключаються. Таким чином, розрахункові характеристики 1 і 2 за допомогою аналого-релейного перетворювача (АРП) апроксимуються в ступінчасті характеристики 1' і 2'. Значення потужності спрацьовування ступенів Рвих визначені за значеннями потужностей генераторів що відключаються. Чим більше число ступенів Р0.г і Рвих, тим точніше апроксимація.

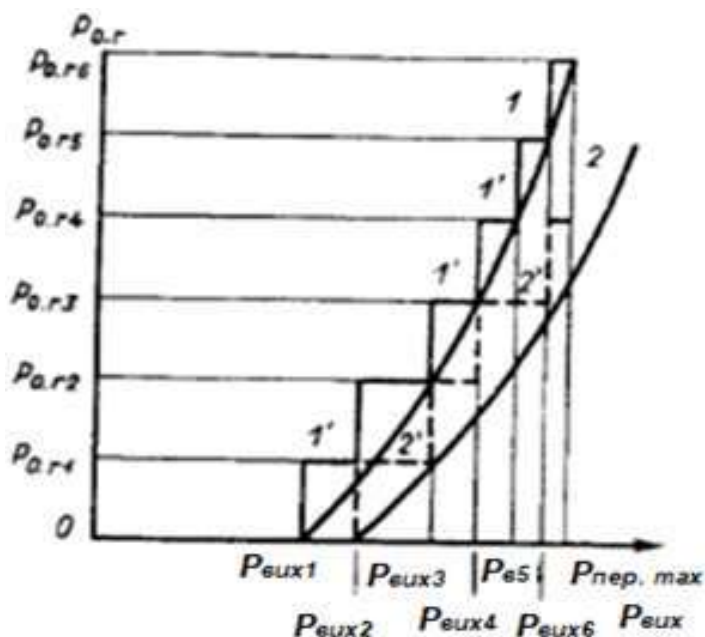


Рисунок 4.9 – Характеристики дозування потужності генераторів, що відключаються в залежності від переданої потужності у вихідному режимі

Одна з вимог, що пред'являються до АРП, полягає в тому, щоб він фіксував ("запам'ятовував") протягом деякого часу значення активної потужності, що передавалася в попередньому режимі до пошкодження. Ступені АРП не повинні повертатися у вихідне положення при короткочасному зниженні потужності, що може мати місце при КЗ і гойданнях. Спрощена схема пристрою АДВ на два пускових органи ПО1 і ПО2 показана на рис. 4.10.

Пристрій АДВ дозує потужність генераторів що відключаються тільки в залежності від одного параметра - переданої потужності. Пристрій реалізує характеристики на рис. 4.9. Аналого-релейний перетворювач містить шість реле активної потужності KW1-KW6 і відповідно шість вихідних реле KL1-KL6. Реле потужності з великим номером налаштовані на велику потужність спрацьовування. Контакти вихідних реле використовуються для створення ступенів дозування потужності генераторів що відключаються. Для налаштування пристрою на бажаний рівень генераторів що відключаються передбачений шинний комутатор SC, який представляє собою комутаційне поле, що складається з ряду горизонтальних і вертикальних шин. До горизонтальних шин підключаються ланцюги контактів вихідних реле АРП, вертикальні шини є входними ланцюгами виконавчого пристрою. Кожна горизонтальна шинку може бути з'єднана електрично з будь-якою вертикальною. Для цього потрібно вставити штир контактного роз'єму в гніздо на перетині шин (на рис. 4.10, в штирі контактний роз'єм умовно показані у вигляді стрілок). У штирі контактний роз'єм вбудовані діоди VD (рис. 4.10, г), які запобігають утворенню обхідних ланцюгів (розділяють ланцюги дозування різних пускових органів).

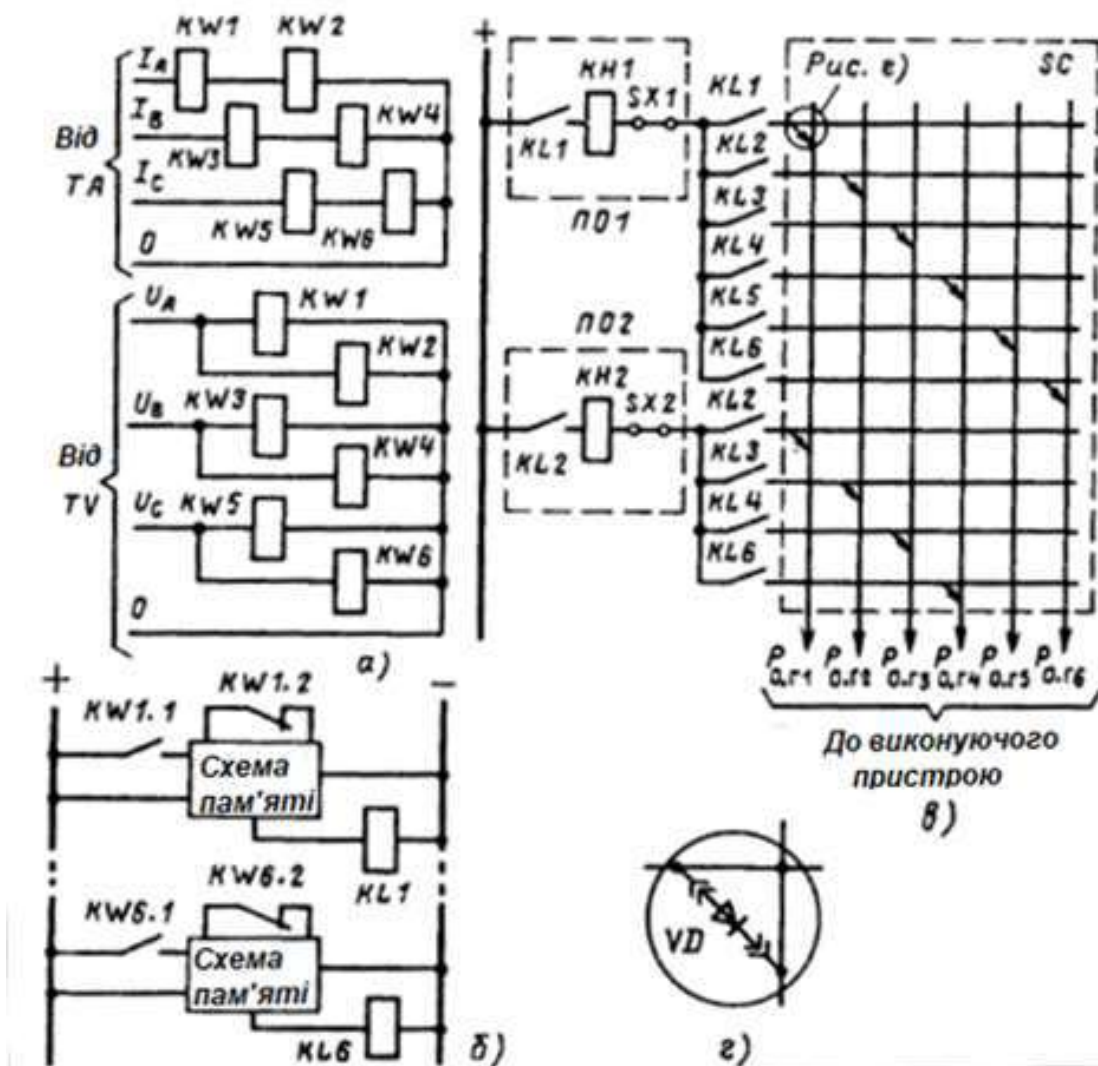


Рисунок 4.10 – Схема пристрою автоматичного дозування керуючих впливів: а - схема ланцюгів змінного струму і напруги; б - схема фіксації потужності вихідного режиму; в - схема ланцюгів дозування; г - схема включення штиря контактної роз'єму шинного комутатора

Недолік пристрою АДВ в релейному виконанні полягає в тому, що він визначає значення управляючих впливів з похибкою, зумовленою ступінчастістю апроксимуючої характеристики. Якщо значення управляючих впливів залежить не від одного, а від більшості параметрів енергосистеми і якщо потрібно визначати значення управляючих впливів для великого числа пускових органів, то і пристрої АДВ, що використовують релейні елементи, стають складними і громіздкими. У цих умовах доцільно в якості пристрою АДВ використовувати міні-ЕОМ, які починають впроваджуватися в енергосистемах.

4.4.4 Виконавчі пристрої ПА

На рис. 4.11 як приклад розглядається пристрій відключення генераторів, розроблений інститутом "Энергосетьпроект".

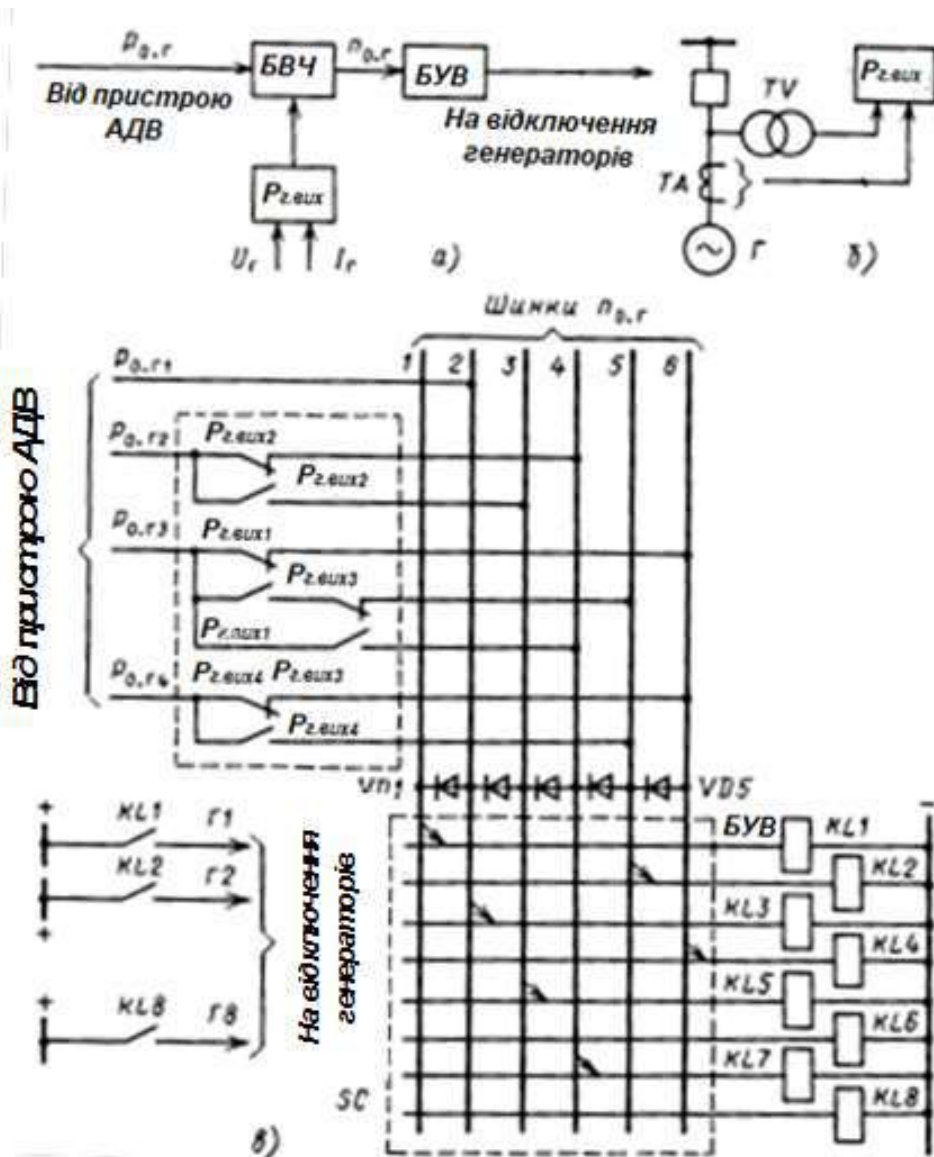


Рисунок 4.11 – Пристрій відключення генераторів:
а - структурна схема; б - пояснювальна схема; в - принципова схема

Пристрій складається з трьох основних блоків (рис. 4.11, а): вимірювання потужності генератора в вихідному режимі $P_{г \text{ вих}}$, автоматичного визначення числа генераторів що відключаються БВЧ, установки черговості відключення генераторів БУВ.

У пристрої вирішуються два завдання: перше полягає у визначенні числа генераторів що відключаються по $P_{0 \text{ г}}$ по заданій пристроєм АДВ потужності $P_{0 \text{ г}}$ і потужності завантаження генераторів $P_{г \text{ вих}}$, друга - у визначенні черговості відключення генераторів. Число генераторів що відключаються залежить від потужності завантаження кожного генератора який відключається. З метою спрощення пристрій виконано в припущенні однакового завантаження всіх генераторів, що є досить імовірним, особливо на ГЕС з однотипними генераторами. У цих умовах досить вимірювати потужність одного генератора (рис. 4.11, б). Число генераторів відключаються можна визначити за формулою:

$$n_{o.g} = P_{o.g} / P_{г.вих} \cdot \quad (4.6)$$

Так як величина $P_{o.g}$, яка надходить на вхід пристрою, може приймати одне з декількох заздалегідь відомих значень, залежність (4.6) набуває вигляду сімейств гіпербол (рис. 4.12).

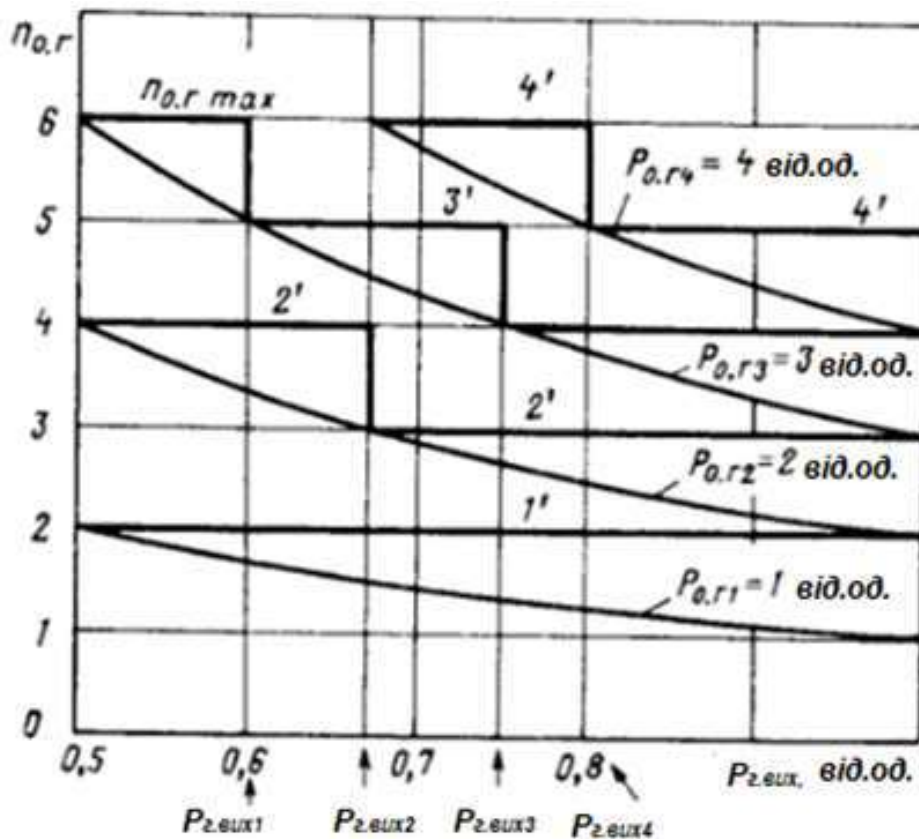


Рисунок 4.12 – Характеристики блоку автоматичного визначення числа відключаються генераторів (приклад)

Як приклад розглянуто пристрій, що встановлюється на електростанції, що має вісім генераторів. Число ступенів $P_{o.g}$, створюване пристроєм АДВ, дорівнює чотирьом, причому значення $P_{o.g}$ відповідно рівні в відносних одиницях 1, 2, 3, 4. За одну відносну одиницю прийнята номінальна потужність генератора. Мінімальне завантаження генератора прийняте рівним $0,5 P_{г.ном}$, максимальне число генераторів, яке може бути відключено, - шести.

Оскільки число генераторів що відключаються може бути тільки цілим, вимірювання потужності генератора може проводитися також дискретно за допомогою реле активної потужності, включених на трансформатори струму і напруги вимірюваного генератора. Схема аналого-релейного перетворювача потужності $P_{г.вих}$ аналогічна схемам на рис. 4.10, а, б. Щоб похибка від дискретності фіксації $P_{г.вих}$ не проявлялась, число ступенів $P_{г.вих}$ має прийматися рівним загальній кількості перетинів горизонтальних ліній числа $n_{o.g}$ з гіперболами. Для розглянутого прикладу досить використовувати чотири реле

активної потужності, налаштованих на потужності спрацьовування відповідно 0,6; 0,67; 0,75; 0,8 від. од. Значення потужності 0,5 і 1,0 від. од. можна не фіксувати. Приймається, що генератори мають навантаження по 0,5 від. од., якщо жодне з реле не спрацьовує. Реле із потужністю спрацьовування 1,0 від. од. також не потрібно, так як режим із завантаженням більш $P_{г.ном}$ мало ймовірний.

Таким чином, безперервні розрахункові характеристики пристрою апроксимуються ступінчастими, позначеними на рис. 4.12 відповідно 1' - 4', причому апроксимація виконується таким чином, щоб реальне число генераторів що відключаються дорівнювало розрахунковому або було більше нього. Ступінь потужності що відключається $P_{ог1}$, як видно з графіка, незалежно від завантаження генераторів вимагає відключення двох генераторів.

Блок *БВЧ* (рис. 4.11, в) являє собою сукупність контактних ланцюгів вихідних реле ступенів $P_{г\text{ вих}}$, які пов'язують між собою шинки величини $P_{ог}$ з шинками $n_{ог}$, причому кожному значенню $P_{ог}$ і $P_{г\text{ вих}}$ відповідає певне значення $n_{ог}$.

Блок установки черговості відключення генераторів *БУВ* виконаний у вигляді шинного комутатора *SC*. До вертикальних шин комутатора підключені вихідні ланцюги *БВЧ*, до горизонтальних шин - проміжні реле *KL1-KL8*, які здійснюють відключення генераторів.

Черговість відключення встановлюється персоналом в залежності від стану і технологічних особливостей генераторів за допомогою штекерів, що зв'язують шинки $n_{ог}$ з відповідними вихідними реле. Кожна шинка $n_{ог}$ пов'язана з одним вихідним реле. Для того щоб при подачі напруги на будь-яку шинку $n_{ог}$ відключалося необхідне число генераторів, передбачений діодний спуск VD1-VD5 на шинки з меншим номером. На рис. 4.11 показана наступна черговість: Г1, Г3, Г5, Г7, Г2, Г4, тобто якщо блок *БВЧ* подав напругу на шинку 3, то будуть відключені генератори Г1, Г3 і Г5. У даній настройці генератори Г6 і Г8 не відключати.

4.5 Пристрій телепередачі аварійних сигналів автоматики

Для телепередачі інформації про спрацьовування пускових органів, команд управління та інших аварійних сигналів ПА широке застосування отримав комплекс апаратури, що володіє високою швидкістю і підвищеною надійністю функціонування. Комплекс апаратури для телепередачі аварійних сигналів автоматики (ТСА) включає в себе:

- апаратуру низькочастотних каналів автоматики типу АНКА, призначену для створення низькочастотних сигналів автоматики;
- високочастотну апаратуру типу АВПА (апаратура високочастотна для протиаварійної автоматики), призначену для перетворення низькочастотних сигналів апаратури АНКА в високочастотні.

Цей комплекс апаратури забезпечує передачу сигналів по ВЧ каналу, створеному лінією електропередачі. Схема підключення апаратури до повітряної лінії *W* електропередачі показаний на рис. 4.13. На передавальному пункті *ПС1* встановлюються передавачі апаратури АНКА і АВПА, які

здійснюють передачу сигналів пускових органів *ПО*. На приймальному пункті *ПС2* за допомогою приймачів АВПА і АНКА здійснюються прийом переданих сигналів і реалізація їх у виконавчому пристрої ВП.

Якщо в якості каналу зв'язку використовується спеціальна провідна лінія зв'язку (кабель зв'язку), то для передачі сигналів автоматики досить використання однієї апаратури АНКА. У цьому полягає перевага роздільного виконання тональної частини і ВЧ частини апаратури.

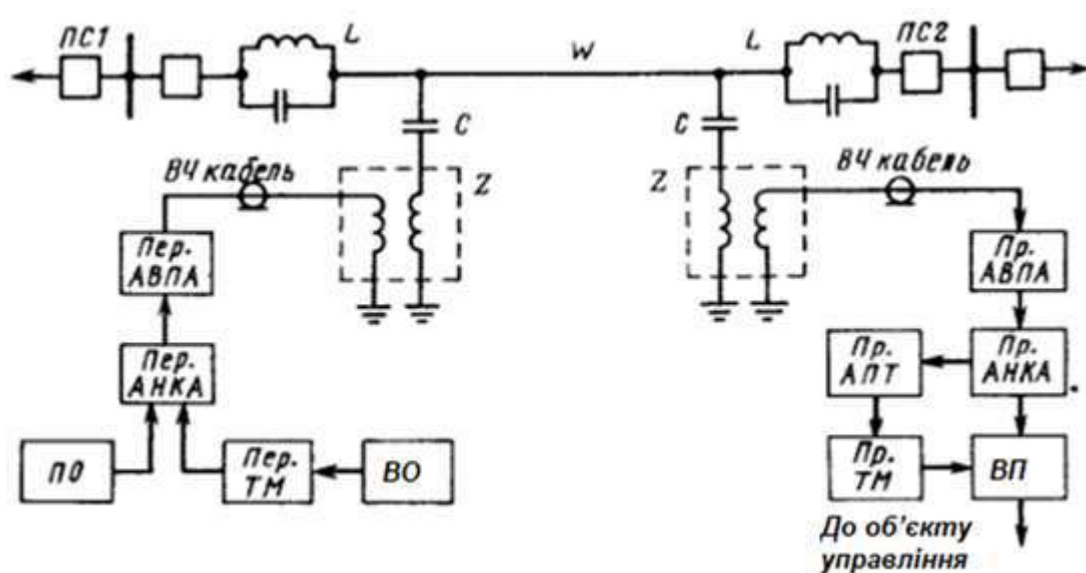


Рисунок 4.13 – Схема приєднання ВЧ апаратури до лінії електропередачі

Апаратура АНКА призначена для перетворення дискретних сигналів автоматики, сигналів телемеханіки або фази напруги промислової частоти в частотно-модульовані сигнали низької частоти в передавачі і для зворотного перетворення цих сигналів в приймачі. Є дві модифікації апаратури: АНКА-14 - для передачі і прийому 14 сигналів і АНКА-4 - для передачі і прийому чотирьох сигналів автоматики.

Для передачі сигналів телемеханіки на приймальному і передавальному пунктах повинна використовуватися відповідна апаратура телемеханіки (апаратура ТМ на рис. 4.13). Крім того, на приймальному пункті додатково повинен використовуватися приймач апаратури передачі телеінформації АПТ, призначений для перетворення частотно модульованих коливань сигналів телемеханіки в послідовності постійного струму, що використовуються далі в приймальнику телемеханіки.

Передача сигналу тривоги автоматики здійснюється одно частотним імпульсним кодом, тобто кожному сигналу автоматики відповідає імпульс певної частоти.

У режимі спокою (при відсутності сигналу тривоги) генератор частоти безперервно виробляє контрольну частоту. При передачі контрольної частоти безперервно здійснюється контроль справності каналу зв'язку, чим забезпечується готовність апаратури для передачі сигналу тривоги. При подачі

на вхід передавача робочих сигналів автоматики передача контрольної частоти припиняється і здійснюється передача відповідних частот сигналів автоматики.

Мінімальний час передачі одного сигналу з моменту подачі управляючого сигналу на вхід передавача до моменту спрацювання вихідного реле приймача не перевищує 20 мс (при відключеному пристрої затримки в приймачі).

Передавач АНКА дозволяє передавати замість сигналів ТИ-ТС фазу напруги промислової частоти. Передача фази напруги виконується також методом частотної маніпуляції. Передача сигналів ТИ-ТС або фази напруги проводиться безперервно. У разі появи аварійних сигналів автоматики передача сигналів телемеханіки або фази переривається на час подачі аварійних сигналів, тобто віддається перевага аварійним сигналам.

4.6 Асинхронний режим і пристрої автоматичної ліквідації асинхронного режиму

4.6.1 Загальні положення

Асинхронний режим є наслідком порушення стійкості паралельної роботи окремих частин енергосистеми. Причинами порушення стійкості можуть бути відмова швидкодіючих захистів і відключення коротких замикань резервними захистами, нерозрахункові пошкодження, непередбачений розвиток аварії (ланцюгові аварії), відмова ПА, несинхронне АПВ.

Характерними ознаками асинхронного режиму є періодичні зміни кута між еквівалентними ЕРС несинхронно працюючих частин енергосистеми, напруги в різних точках електропередачі, струму і активної потужності електропередачі, опору на затискачах реле опору. Графіки зміни зазначених параметрів показані на рис. 4.14 і 4.15.

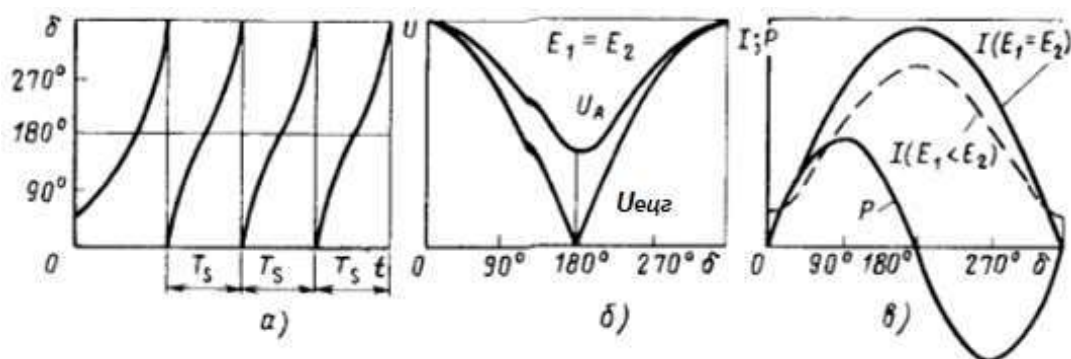


Рисунок 4.14 – Зміна кута між ЕРС \underline{E}_1 і \underline{E}_2 (а), напруги в різних точках електропередачі (б) і активної потужності (в) в асинхронному режимі

Періодичне зменшення напруги може викликати розлад роботи споживачів, особливо якщо вони підключені поблизу електричного центру гойдань (ЕЦГ); крім того, зниження напруги може становити небезпеку порушення стійкості паралельної роботи всередині синхронно працюючих частин енергосистеми. Періодичне збільшення струму і зниження напруги можуть викликати неселективну роботу релейного захисту. Коливання активної

потужності призводять до припинення видачі потужності електростанцією в приймальню дефіцитної енергосистеми; крім того, ці коливання призводять до додаткових механічних зусиль на вал турбіни. Підвищення частоти в одній частині енергосистеми і її зниження в іншій частині становлять небезпеку для роботи споживачів і генераторів.

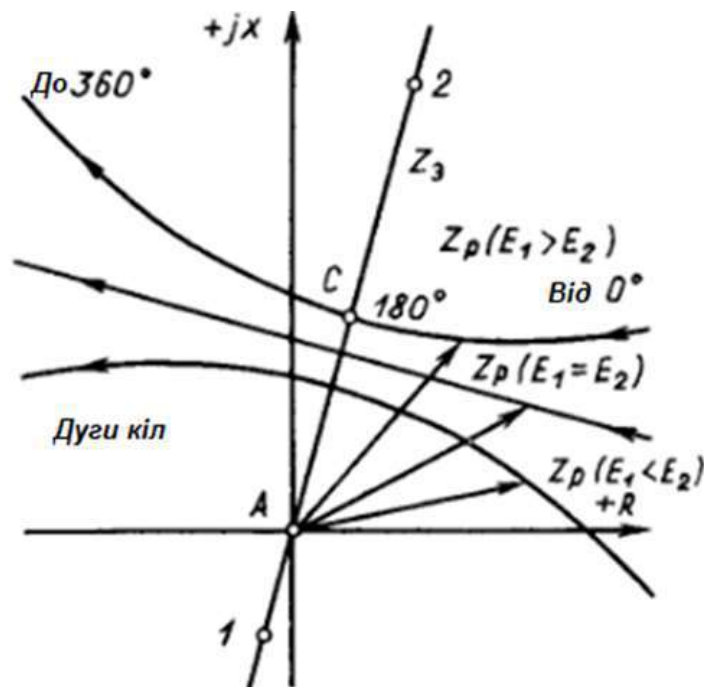


Рисунок 4.15 – Зміна опору на затискачах реле опору в асинхронному режимі: 1 і 2 - кінцеві точки в схемі заміщення опорів електропередачі; А - місце установки автоматики; С - центр гойдань

Існують два способи ліквідації асинхронного режиму: ресинхронізація і поділ асинхронно працюючих частин енергосистеми.

Ресинхронізацією називається процес відновлення синхронізму зі стану асинхронного режиму. Для забезпечення ресинхронізації повинні бути вжиті заходи, спрямовані на вирівнювання частот несинхронно працюючих частин енергосистеми. Для цього в енергосистемі, що працює з підвищеною частотою, проводиться швидке розвантаження генераторів або відключення частини генераторів. В енергосистемі, що працює зі зниженою частотою, проводиться швидке завантаження працюючих генераторів, що мають резерв потужності, частотний пуск гідрогенераторів або перевід гідрогенераторів з режиму синхронних компенсаторів в генераторний режим і потім, при великому зниженні частоти, відключення частини споживачів від пристроїв АЧР або пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму. Для прискорення ресинхронізації в деяких випадках проводиться розподіл енергосистеми, що має підвищену частоту, а потім розвантаження генераторів виділеної частини. Процесу ресинхронізації сприяє дія автоматичних регуляторів частоти обертання турбін.

Поділ асинхронно працюючих частин енергосистеми виконується в тих випадках, коли неприпустимий тривалий асинхронний режим або коли ресинхронізація неможлива. Такий поділ мережі негайно ліквідує асинхронний режим, не вимагаючи подальшої ресинхронізації. Перетин поділу має бути вибрано таким, щоб розподіл по ньому створював мінімальний небаланс в розділених частинах енергосистеми.

4.6.2 Принципи виконання пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму

В енергосистемах застосовується велика кількість різних пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму, що відрізняються способом виявлення асинхронного режиму і параметрами, на які вони реагують.

Відповідно до характерних ознак асинхронного режиму, які були розглянуті на початку параграфа, застосовуються пристрої, що реагують на зміну струму, активної потужності в лінії електропередачі, напруги на шинах підстанції, опору на затискачах реле опору. Часто застосовуються комбіновані пристрої, за допомогою яких здійснюється контроль зміни не одного, а декількох режимних параметрів. До пристроїв, що виявляють асинхронний режим, пред'являються наступні основні вимоги: селективність, чутливість до асинхронного режиму, швидкість спрацьовування, здатність визначення знаку ковзання.

Під **селективністю** розуміється властивість пристрою відрізнити асинхронний режим в даному перетині електричної мережі від асинхронного режиму в суміжних перетинах. Синхронні коливання представляють значно меншу небезпеку, ніж асинхронний режим, так як існують короткочасно і характеризуються менш глибокими коливаннями режимних параметрів.

Залежно від знаку ковзання вибираються заходи, які необхідно виконати для досягнення ресинхронізації.

Нижче розглядається пристрій, розроблене інститутом "Енергосетьпроект", яке в основному задовольняє поставленим вимогам. На рис. 4.16 показана структурна схема цього пристрою.

Пристрій має триступеневе виконання. Перший ступінь (I) виявляє асинхронний режим на першому його циклі, другий ступінь (II) діє після закінчення двох-чотирьох циклів асинхронного режиму, третій ступінь (III) діє з додатковою витримкою часу після спрацьовування другого ступеня. Асинхронний режим виявляється шляхом фіксування зміни опору на затискачах реле опору, а також знаку потужності електропередачі в цьому режимі. Для цієї мети в пристрої використовується комплект реле опору типу КРС-2, що містить три направлених реле опору KZ1 - KZ3.

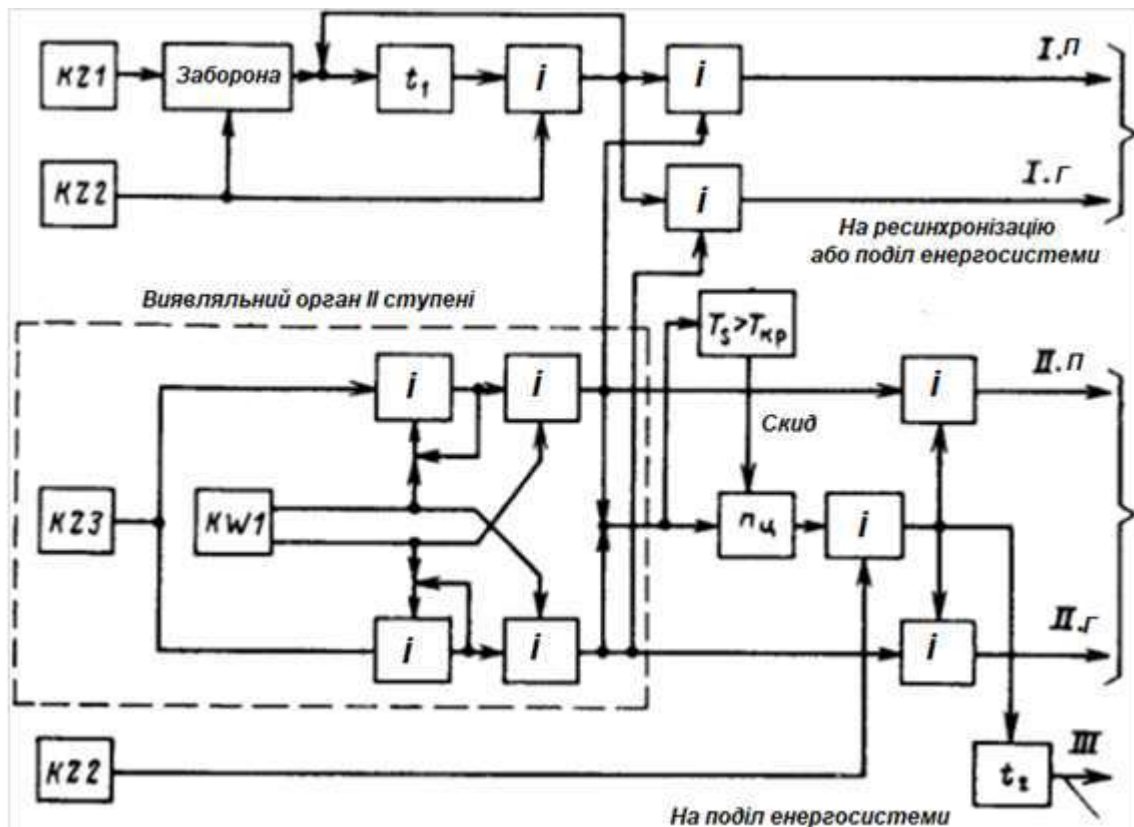


Рисунок 4.16 – Структурна схема пристрою автоматичної ліквідації асинхронного режиму: K_{Z1} - K_{Z3} – мінімальні реле опорів; K_{W1} – максимальне реле потужності; t_1, t_2 – елементи витримки часу; Заборона - логічний елемент, в якому наскрізний сигнал блокується сигналом зі знаком мінус; i – логічний елемент; $n_{ц}$ – лічильник циклів; $T_s > T_{кр}$ – елемент контролю періоду асинхронного режиму T_s , спрацьовує за умови, що значення T_s перевищує критичне значення $T_{кр}$; I.U, I.T, II.T, III - вихідні ланцюга трьох ступенів пристрої з фіксацією прискорення (U) або гальмування (T) генераторів енергосистеми

Для фіксування зміни знаку потужності використовується максимальне реле потужності $KW1$ з двома контактами $KW1.1$ і $KW1.2$. Застосування реле опорів забезпечує підвищену чутливість в порівнянні з іншими видами пускових органів і, крім того, дозволяє визначити перетин асинхронного режиму, в якому розміщується електричний центр гойдань. Реле опорів мають незалежне налаштування і можуть мати в пристрої різне застосування в залежності від виду і розташування характеристики зміни опорів на затискачах реле Z_p в асинхронному режимі. Як приклад на рис. 4.17, в показані характеристики реле опорів для одного з варіантів їх використання.

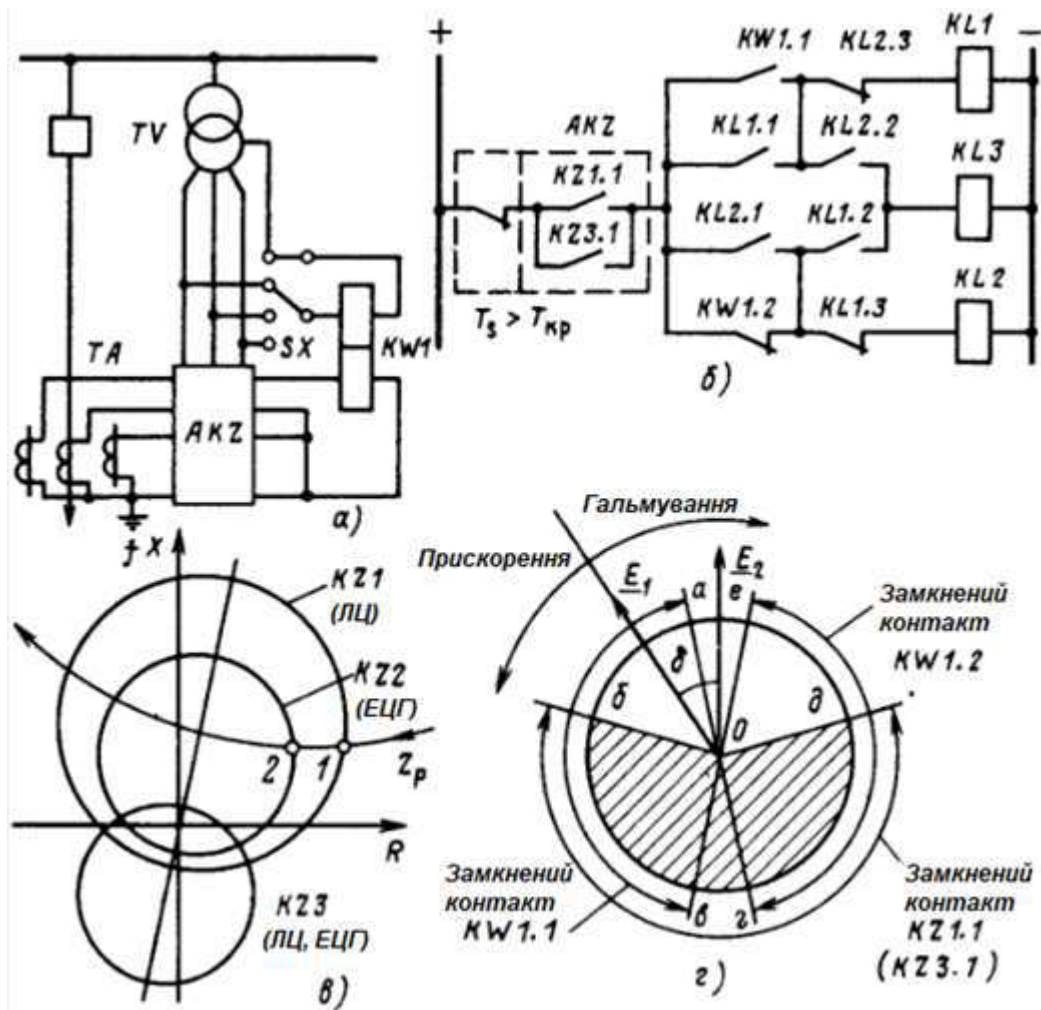


Рисунок 4.17 – Орган виявлення пристрою автоматичної ліквідації асинхронного режиму: а - схема ланцюгів змінного струму і напруги; б - схема оперативних ланцюгів органу виявлення другого ступеня пристрої; в - характеристики спрацьовування реле опору; г - кутова діаграма роботи реле

Перший ступінь пристрою. Необхідність дії пристрою на першому циклі виникає при порушенні стійкості, яка супроводжується глибоким зниженням напруги, що загрожує серйозним розладом роботи споживачів або додатковим виходом із синхронізму генераторів в іншому вузлі енергосистеми. Принцип дії першого ступеня пристрою, що виявляє асинхронний режим на першому циклі, заснований на вимірюванні швидкості зміни опору на затискачах реле опору. Ця швидкість фіксується за допомогою двох реле опору $KZ1$ і $KZ2$, що мають різні характеристики спрацьовування (рис. 4.16 і 4.17, в). При порушенні синхронізму годограф опору на затискачах реле опору Z_p послідовно входить спочатку в зону спрацьовування чутливого реле опору $KZ1$, а потім грубого реле $KZ2$. При спрацьовуванні $KZ1$ (точка 1 на рис. 4.17, в) пускається елемент часу t_1 , що має витримку часу 0,1-0,2 с. Подальша зміна Z_p призводить до спрацьовування реле $KZ2$ (точка 2 на рис. 4.17, в) і появи логічного сигналу на виході першого елемента і. Щоб цей сигнал не зникав через спрацьовування елемента Заборона, передбачено утримання сигналу за допомогою зворотного

зв'язку, що з'єднує вихід елемента i з входом елемента t_1 . Почергове спрацьовування двох реле опору означає, що відбувається процес зниження опору, не властивий процесу зниження опору при коротких замиканнях або несправності в вимірювальних ланцюгах напруги. Однак почергового спрацьовування двох реле опору недостатньо для селективного визначення порушення синхронізму, це спрацьовування може мати місце при синхронних гойданнях. Другою умовою спрацьовування першого ступеня пристрою є проходження кута δ між векторами ЕРС двох частин енергосистеми через критичне значення. Сигнал про проходження кута δ через критичне значення надходить від органу виявлення другого ступеня пристрою на входи елементів i першого ступеня, причому цей сигнал існує в одному з двох видів в залежності від того, прискорюються або гальмуються генератори тієї частини енергосистеми, в якій встановлено пристрій. Якщо має місце прискорення генераторів, на виході пристрою з'являється сигнал $I. II$, якщо має місце гальмування генераторів - сигнал $I. Г$.

Характеристика спрацьовування реле $KZ2$ вибирається такою, щоб забезпечувалася селективна дія пристрою за умови розташування ЕЦГ в перерізі, контрольованому цим пристроєм. Виходячи з цього опір спрацьовування реле, які фіксують ЕЦГ, вибирається по двом умовам: по умові налагодження від мінімального опору при зовнішніх асинхронних режимах і по умові налагодження від опору в максимальному робочому режимі. Характеристика спрацьовування реле $KZ1$ узгоджується з характеристикою реле $KZ2$ з урахуванням прийнятого часу t_1 .

При короткому замиканні, що супроводжується спрацьовуванням реле $KZ1$ і $KZ2$, елемент часу t_1 , не встигає спрацювати, так як реле $KZ2$ за допомогою елемента *Заборона* знімає сигнал з його входу, в результаті сигнал на виході пристрою не створюється.

Слід зазначити, що перший ступінь пристрою може відмовити в дії при швидкому випаданні генераторів із синхронізму, коли реле $KZ2$ спрацьовує раніше, ніж елемент t_1 . В цьому випадку асинхронний режим повинен бути припинений дією другого ступеня пристрою.

Перша і друга ступені пристрою можуть мати різне використання з метою ліквідації асинхронного режиму. Можливі три способи ліквідації асинхронного режиму; спосіб ресинхронізації, спосіб розподілу енергосистеми по перетину асинхронного ходу на несинхронно працюючі частини і комбінований спосіб, що полягає в тому, що спочатку проводиться відключення частини електричних зв'язків в енергосистемі з метою спрощення схеми енергосистеми і полегшення ресинхронізації, а потім виконуються заходи щодо ресинхронізації, різні в залежності від того, прискорюються або гальмуються виділені генератори.

Друга, ступінь пристрою. У другій ступені пристрою використовується комбінований виявляючий орган, що реагує на зміну опору на затискачах реле опору і знаку потужності електропередачі. Характеристики спрацьовування реле опору, наведені як приклад на рис. 4.17, в, показують, що можливі асинхронні режими з ЕЦГ, розташовані як у першому квадранті (на лінії електропередачі, де включено пристрій), так і в третьому квадранті (за шинами

підстанції). Тому в такому виявляючому органі повинні використовуватися два реле опору $KZ1$ і $KZ3$, контакти яких включаються паралельно (рис. 4.17, б; на структурній схемі пристрою - рис. 4.16 - показано застосування тільки одного реле $KZ3$). Умови вибору опору реле $KZ3$ такі ж, як і у реле $KZ2$. Додаткова вимога до реле $KZ1$ і $KZ3$ полягає в тому, що їх характеристики повинні бути узгоджені з характеристикою спрацьовування реле потужності $KW1$. Характеристика спрацьовування реле потужності $KW1$ повинна бути обрана такою, щоб переорієнтація реле $KW1$ відбувалася при максимальному значенні критичного кута δ ($\approx 180^\circ$), що свідчить про порушення синхронізму. Для того щоб відрізнити переорієнтацію реле $KW1$ при $\delta \approx 180^\circ$ від переорієнтації при $\delta \approx 0^\circ$, здійснюється контроль положення реле опору: при $\delta \approx 180^\circ$ реле опору $KZ1$ і $KZ3$ повинні знаходитися в положенні спрацьовування, а при $\delta \approx 0^\circ$ - в положенні повернення. Таким чином, поєднанням поведінки реле потужності і реле опору можна проконтролювати зміну кута δ в циклі асинхронного режиму і перехід його за критичне значення.

Необхідна характеристика реле потужності досягається шляхом застосування реле активної або реактивної потужності і вибору фази напруги вимірювального трансформатора напруги. Вибір фази напруги, що підводиться до обмотки напруги реле $KW1$ від трансформатора TV , проводиться за допомогою перемичок SX (рис. 4.17, а).

Роботу виявляючого органу другого ступеня пристрою можна простежити по структурній схемі (див. рис. 4.16), а також за принциповою схемою (рис. 4.17, а, б). Принцип роботи виявляючого органу заснований на фіксуванні послідовного спрацьовування і повернення реле опору в реле потужності в процесі зміни кута δ . На рис. 4.17, з показані кутові зони роботи реле. При прискоренні генераторів енергосистеми з еквівалентної ЕРС \underline{E}_1 , щодо генераторів енергосистеми з еквівалентної ЕРС \underline{E}_2 процес послідовного спрацьовування йде в напрямку проти годинникової стрілки, при гальмуванні - за годинниковою стрілкою.

У вихідному доаварійному режимі при напрямі активній потужності від шин в лінію замкнутий замикаючий контакт $KW1.1$. Реле опору $KZ1$ і $KZ3$, що входять в комплект AKZ , а отже, виявляючий орган в цілому не працюють. При виникненні асинхронного режиму, при якому вектор ЕРС \underline{E}_1 , прискорюється щодо ЕРС \underline{E}_2 , відбувається збільшення кута δ . При досягненні вектором \underline{E}_1 положення 0-б спрацьовує реле опору $KZ1$, яке викликає спрацьовування проміжного реле $KL1$. Останнє, самоутримуючись, підготовляє до спрацьовування вихідне реле виявляючого органу $KL3$ і блокує роботу проміжного реле $KL2$. На структурній схемі самоутримання показано у вигляді зворотного зв'язку на елементі i , управляючому контактом $KW1.1$. Коли вектор \underline{E}_1 займе положення 0 - в, реле потужності $KW1$ переорієнтується, при цьому контакт $KW1.1$ розімкнеться, а через невеликий час, необхідне для перемикавання реле потужності, в момент, коли вектор \underline{E}_1 досягне положення 0 - з, замкнеться контакт $KW1.2$, при цьому спрацює вихідне реле $KL3$, котре управляє лічильником циклів $n_{ц}$. Стан реле $KL1$ при перемиканні потужності не

змінюється. При подальшому збільшенні кута δ до значення, обумовленого лінією $0 - \delta$, відбувається повернення реле опору $KZ1$ і слідом за ним повернення проміжних реле $KL1$ і $KL3$. Розглянутий порядок роботи реле виявляючого органу повторюється в кожному циклі асинхронного режиму. Проміжне реле $KL2$ в цьому режимі не діє.

Якщо асинхронний режим виникає з гальмуванням вектора \underline{E}_1 щодо вектора \underline{E}_2 , виявляючий орган працює аналогічно, тільки за час повного повороту вектора \underline{E}_1 спрацьовують реле $KL2$ і $KL3$; реле $KL1$ не діє. Таким чином, проміжне реле $KL1$ фіксує прискорення генераторів енергосистеми з ЕРС \underline{E}_1 , а проміжне реле $KL2$ - гальмування цих генераторів.

Вихідне реле виявляючого органу $KL3$ управляє роботою лічильника циклів (ЛЦ) асинхронного режиму $n_{\text{ц}}$. Після закінчення двох-чотирьох циклів (число циклів встановлюється попередньо за допомогою перемичок в схемі лічильника) проводиться контроль стану ЕЦГ. якщо ЕЦГ розташовується в контрольованому перерізі енергосистеми, то спрацьовують реле опору, що фіксують ЕЦГ. В результаті за допомогою лічильника циклів, реле фіксації ЕЦГ і реле фіксації прискорення або гальмування генераторів формуються вихідні сигнали другого ступеня пристрої $II.П$ і $II.Г$. В якості реле фіксації ЕЦГ в розглянутому прикладі (рис. 4.17, в) слід застосовувати два реле опору $KZ2$ і $KZ3$ (на рис. 4.16 показано використання одного реле $KZ2$). По ланцюгах $II.П$ і $II.Г$ проводиться дія, спрямована на ресинхронізацію, або, якщо ресинхронізація неприпустима, на поділ енергосистеми на несинхронно працюючі частини. В останньому випадку допустимо не фіксувати знак ковзання.

В процесі роботи лічильника циклів здійснюється контроль тривалості кожного циклу. Якщо тривалість циклу перевищує деяке критичне значення, при якому настає ресинхронізація, пристрій блокується: виробляються скидання лічильника циклів і відключення виявляючого органу. Період критичного ковзання залежить від параметрів енергосистеми і визначається на їх підставі.

Лічильник циклів використовує принцип почергової фіксації спрацьовування і повернення вихідного реле виявляючого органу $KL3$. Кожен цикл фіксується за допомогою двох проміжних реле. На рис. 4.18 показана схема фіксації одного циклу асинхронного режиму.

Перше реле лічильника $KL1$, спрацьовує після спрацьовування вихідного реле виявляючого органу $KL3$ (рис. 4.17, б), фіксує половину циклу асинхронного режиму. Друге реле лічильника $KL2$ фіксує повний цикл. Воно спрацьовує після повернення $KL3$ з контролем спрацьовування першого реле. Спрацювавши, реле $KL2$ самоутримується, при цьому воно розмикає ланцюг котушки першого реле, чим виключає його дію в наступних циклах, і підготовлює до дії перше реле наступного циклу. Контур RC , включений паралельно котушці реле $KL1$, створює невелику затримку на повернення, чим забезпечується надійне спрацьовування реле $KL2$.

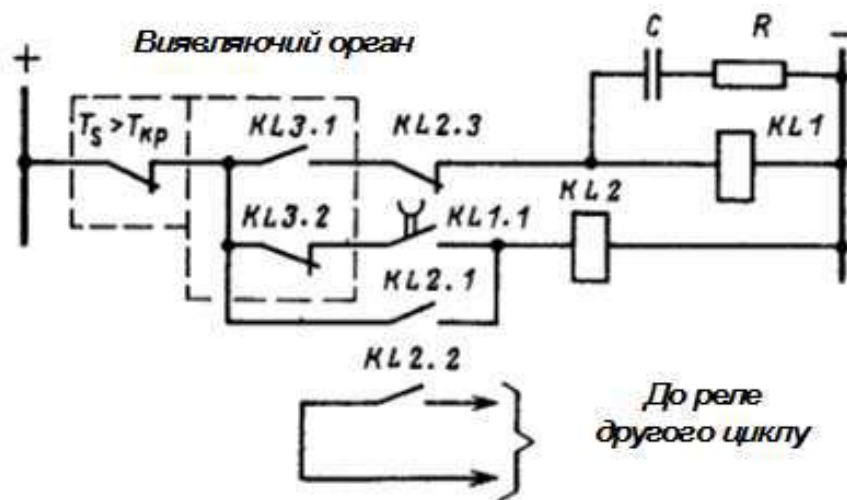


Рисунок 4.18 – Схема, яка пояснює принцип виконання лічильника циклів асинхронного режиму

Третій ступінь пристрою застосовується в тому випадку, якщо перша або друга ступінь діє на ресинхронізацію. У цих умовах третій ступінь резервує дію перших двох. Якщо в результаті управляючих впливів, спрямованих на ресинхронізацію, асинхронний режим не ліквідовано, третя ступінь пристрою з витримкою часу t_2 діє на поділ енергосистеми на несинхронно працюючі частини. Витримка часу t_2 повинна перевищувати можливу тривалість ресинхронізації і повинна бути менше допустимої тривалості асинхронного режиму. Зазвичай ця витримка часу становить приблизно 10-20 с. Наявність асинхронного режиму після закінчення витримки часу t_2 перевіряється за фактом повторного спрацьовування другого ступеня пристрою з лічильником циклів (на структурній схемі на рис. 4.16 фіксація повторного спрацьовування другого ступеня пристрою не показана).

4.7 Автоматичне обмеження підвищення напруги

В електричних мережах енергосистем можливі режими, які характеризуються перенапругою на електрообладнанні. Ці перенапруги в основному викликані раптовою зміною усталеного режиму роботи електроустановок, відключенням електричних ланцюгів, що містять індуктивності, ємності, наприклад ліній, трансформаторів, установок поздовжньої ємнісної компенсації. Такі перенапруги отримали назву внутрішніх (на відміну від атмосферних перенапруг, джерелом яких є грозові атмосферні розряди).

Внутрішні перенапруги діляться на комутаційні і резонансні.

Комутаційні перенапруги виникають в момент відключення електричних ланцюгів, їх дія короткочасна. Тривалість комутаційних перенапруг складає доли секунди, максимум перенапруг виникає в момент часу 0,01-0,3 с після початку комутації. Амплітуда перенапруг залежить від великої кількості факторів: від моменту комутації, від швидкодії вимикачів, від черговості відключення окремих фаз вимикача.

Резонансні перенапруги обумовлені наявністю індуктивних і ємнісних елементів, які створюють умови резонансу. Резонансні перенапруги можуть існувати більш тривалий час до тих пір, поки не буде змінена схема мережі, не вступлять в роботу регулятори збудження і напруги, не подіють інші пристрої автоматики.

Основним засобом обмеження комутаційних перенапруг є розрядники, що обмежують рівень перенапруг до допустимих значень. Так, наприклад, в мережах 500 кВ стає значення перенапруги в місці установки комбінованого розрядника не повинно перевищувати $1,7 U_{\phi}$.

Однак для ізоляції електрообладнання небезпечними є і менші рівні напруги, якщо вони існують більш тривалий час, тобто існує залежність допустимих перенапруг від тривалості їх впливу. Допустимі рівні перенапруг в залежності від їх тривалості наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Допустиме підвищення напруги при тривалості впливу, с

Номінальна напруга мережі, кВ	Обладнання	Допустиме підвищення напруги при тривалості впливу, с			
		1200	20	1	0,1
1	2	3	4	5	6
110-500	Силові трансформатори та автотрансформатори	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
	Шунтуючі реактори і електромагнітні трансформатори напруги	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,60}$	$\frac{2,10}{1,65}$
110-500	Комутаційні апарати, ємкісні трансформатори напруги, трансформатори струму, конденсатори зв'язку та шинні опори	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,60}{1,60}$	$\frac{2,20}{1,70}$	$\frac{2,40}{1,80}$
750	Силові трансформатори та автотрансформатори	1,10	1,25	1,67	1,76
	Шунтуючі реактори, комутаційні апарати, трансформатори напруги струму, конденсатори зв'язку та шинні опори	1,10	1,30	1,88	1,98

Примітка. Допустиме підвищення напруги дано в долях найбільшої робочої напруги: у чисельнику - для ізоляції фаза-земля в долях фазної напруги, в знаменнику - для ізоляції фаза-фаза в долях міжфазної напруги (для електроустаткування трифазного виконання).

На лініях 330-500 кВ не рекомендується мати тривалі (понад 20-30 хв) підвищення напруги понад $1,15 U_{\phi}$ за умовами перешкод від корони на високочастотні канали зв'язку, що організовуються по цих лініях.

Основним засобом обмеження резонансних перенапруг є шунтуючі реактори, що підключаються до ліній електропередачі або до шин підстанцій. Включення шунтуючих реакторів призводить до ліквідації резонансу або до суттєвого його ослаблення.

Нижче будуть розглядатися тільки усталені перенапруги резонансного характеру й пристрої автоматичного обмеження даного виду підвищення напруги (АОПН).

Найбільш значні підвищення напруги виникають при підключенні лінії до джерела напруги тільки з одного боку (режим одностороннього включення). Режим одностороннього включення лінії може мати місце при включенні лінії для синхронізації, при цьому тривалість такого режиму може становити 5-10 хв і більше. Цей режим може виникнути також при аварійному відключенні лінії з одного боку або при дії АПВ на одній стороні лінії.

Орієнтовну оцінку перенапруг в режимі одностороннього включення лінії можна дати, використовуючи Т-образну схему заміщення лінії (рис. 4.19, б), в якій є еквівалентний опір рівномірно розподіленої ємності лінії щодо землі.

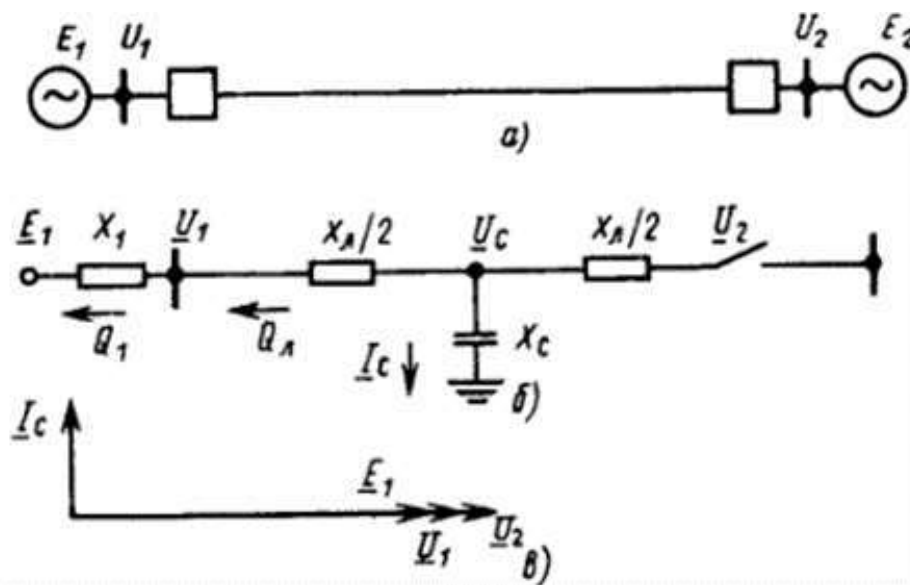


Рисунок 4.19 – Схема електропередачі (а), розрахункова схема заміщення (б), векторна діаграма (в), яка пояснює виникнення резонансних перенапруг в режимі одностороннього включення лінії

Струм в лінії в режимі її одностороннього включення визначається ємнісною провідністю лінії щодо землі:

$$\underline{I}_c = \frac{\underline{E}_1}{j \left(x_1 + \frac{x_l}{2} - x_c \right)}. \quad (4.7)$$

Напруга на відключеному кінці лінії:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_c = \underline{I}_c (-j x_c) = \underline{E}_1 \frac{x_c}{x_c - \left(x_1 + \frac{x_l}{2} \right)}. \quad (4.8)$$

Напруга на включеному кінці лінії:

$$\underline{U}_1 = \underline{I}_c j \left(\frac{x_l}{2} - x_c \right) = \underline{E}_1 \frac{x_c - \frac{x_l}{2}}{x_c - \left(x_1 + \frac{x_l}{2} \right)}. \quad (4.9)$$

З виразів (4.8) і (4.9) випливає, що напруга на відключеному і включеному кінцях лінії електропередачі більше значення ЕРС енергосистеми \underline{E}_1 . Це підвищення напруги тим вище, чим менше потужність живильної енергосистеми (більше опір системи x_1) і чим більша довжина лінії. Зазначені вираження показують також, що напруга на початку лінії U_1 менше напруги в кінці лінії U_2 . Дані співвідношення напруг ілюструються векторною діаграмою на рис. 4.19, в. Розраховані за виразами (4.8) і (4.9) напруги на лінії можуть значно перевищувати ЕРС енергосистеми. Однак в реальних умовах рівень перенапруг не перевищує трикратних значень. Вже починаючи з напруги (1,2-1,5) U_ϕ на лінії з'являється корона, яка істотно змінює характеристики лінії електропередачі: значно збільшується активна провідність лінії і ємність лінії щодо землі. Нижче розглянуті схеми пристроїв автоматичного обмеження підвищення напруги при односторонньому включенні лінії.

4.7.1 Пристрій автоматичного обмеження підвищення напруги на лінії

Пристрій автоматичного обмеження підвищення напруги (АОПН) на лінії включає в себе три основних органи: пусковий орган, через вибіркового орган реактивної потужності, орган витримки часу. Оскільки існує вольт-секундна залежність допустимих перенапруг, пристрій АОПН має двоступеневе виконання. Як пусковий органу використовуються максимальні реле напруги чутливої ступені KV1- KV3 і грубої ступені KV4- KV6, включені на фазні напруги вимірювальних трансформаторів напруги лінії (рис. 4.20).

де $k_{\text{від}} = 1,05 \div 1,1$ – коефіцієнт відбудови; $U_{\text{роб max}}$ – максимальна робоча напруга; $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт повернення реле напруги.

Для підвищення чутливості першого ступеня пристрою АОПН бажано використовувати реле напруги з більш високим коефіцієнтом повернення. Реле напруги типу РН-58 що випускає електропромисловість має коефіцієнт повернення не менше 0,95. Є розробки вимірювальних органів максимальної напруги з більш високими значеннями коефіцієнта повернення.

Напруга спрацьовування чутливої ступені відбудовується від максимального робочого напруги:

$$U_{c1} = k_{\text{від}} \frac{U_{\text{роб max}}}{k_{\text{п}}}, \quad (4.10)$$

Напруга спрацьовування другої, грубої ступені пускового органу вибирається такою, щоб ця напруга була допустимою протягом часу дії першого ступеня. Ця напруга зазвичай приймається рівною:

$$U_{c2} = (1,2 \div 1,4)U_{\text{поб max}}. \quad (4.11)$$

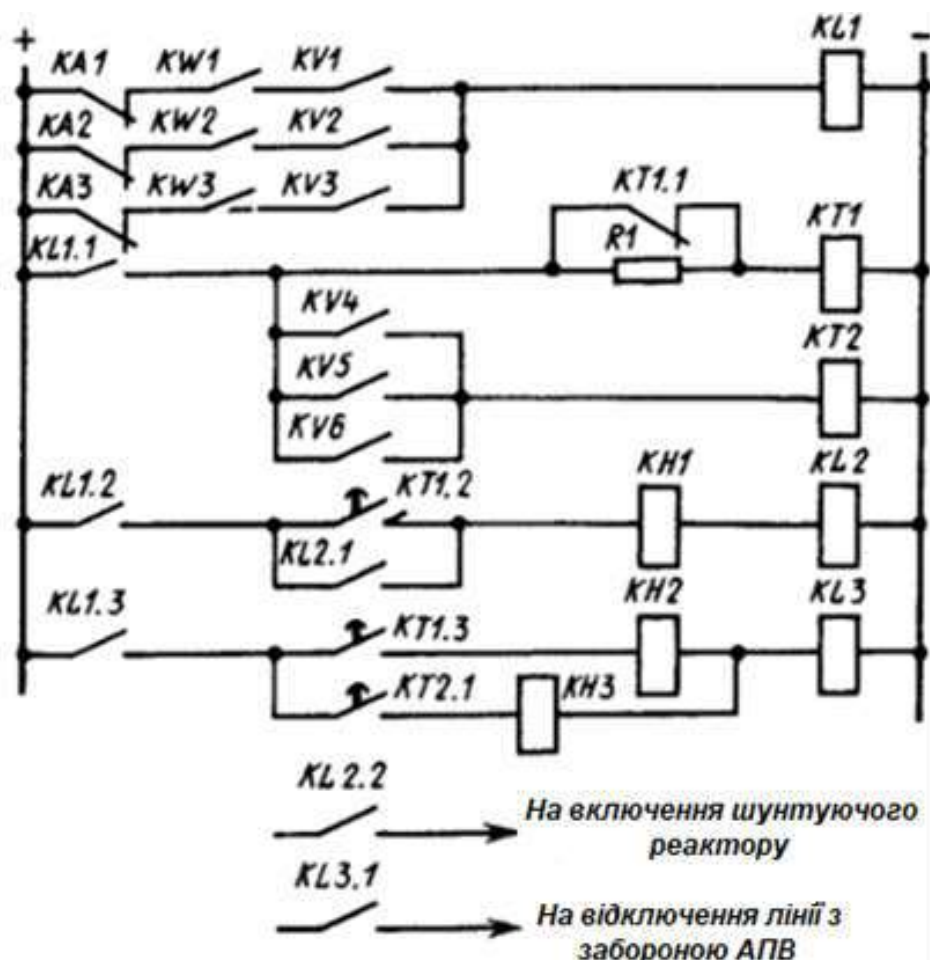


Рисунок 4.20 – Схема пристроїв автоматичного обмеження підвищення напруги

Виборчий орган пристрою АОПН визначає односторонньо вимкнуту лінію, яка стала причиною підвищення напруги. Принцип виявлення односторонньо відключеної лінії полягає в тому, що з боку включеного кінця цієї лінії реактивна потужність спрямована до шин підстанції, а реактивна потужність інших ліній, що відходять від підстанції, спрямована від шин. Як орган реактивної потужності використовуються реле реактивної потужності KW1-KW3, по фазно фіксують реактивну потужність, спрямовану до шин підстанції. Потужність спрацьовування повинна відповідати такому значенню реактивної потужності Q_1 , прийнятої енергосистемою з ЕРС Е1 (див. рис 4.19, б), яка створює на шинах підстанції підвищену напругу, рівну напрузі повернення чутливої ступені пристрою АОПН Уп. Цій умові відповідає значення Q_1 , яке визначається за наступним виразом:

$$Q_1 = \frac{E_1 U_{\pi} - U_{\pi}^2}{x_1}. \quad (4.12)$$

Вираз (4.12), так само як і векторна діаграма, показана на рис. 4.19, в, складено без урахування активної складової струму навантаження, підключеної до шин даної підстанції.

Другою умовою вибору потужності спрацьовування реле є забезпечення їх чутливості до стоку реактивної потужності лінії Q_L :

$$Q_L = U_{\Pi}^2 b_0 l, \quad (4.13)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність лінії; l – довжина лінії.

Потужність спрацьовування органів реактивної потужності визначається за виразом:

$$Q_c = Q_{\text{роз}} / k_{\text{ч}}, \quad (4.14)$$

де $Q_{\text{роз}}$ – розрахункове значення контрольованої потужності, що приймається рівним Q_1 або Q_L ; $k_{\text{ч}} = 1,5$ – коефіцієнт чутливості.

У пристрої АОПН застосовуються реле реактивної потужності типу РБМ-276, що мають регульований кут максимальної чутливості $\varphi_{\text{м.ч}}$ в діапазоні $75-105^\circ$. Кут максимальної чутливості реле вибирається таким, щоб для включеної і завантаженої лінії активна потужність що передається створювала гальмівну дію на реле. При такій настройці зменшується ймовірність зайвого спрацьовування реле в нормальних режимах роботи електропередачі. При напрямі активній потужності від шин в лінію цій умові відповідає характеристика 2 на рис. 4.21.

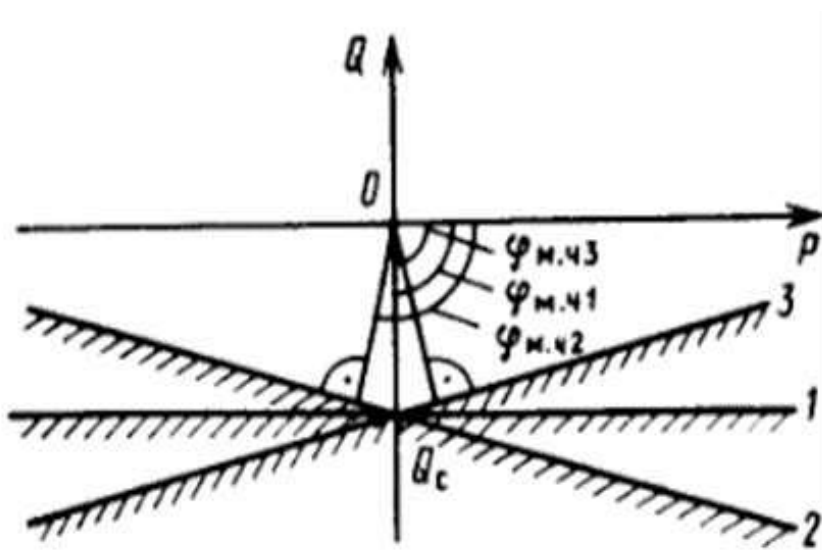


Рисунок 4.21 – Характеристики органу реактивної потужності в пристрою АОПН

Штрихуванням позначена зона спрацьовування реле. Для пристрою АОПН, встановленого на протилежному кінці лінії, де активна потужність має напрямок від лінії до шин, реле налаштовуються за характеристикою 3. Якщо ж можливий реверсивний режим роботи електропередачі, реле налаштовується за характеристикою 1 з кутом максимальної чутливості 90° . У цих умовах для запобігання можливості спрацьовування реле в нормальному режимі вводиться блокування по струму, яке виводить з дії пристрій АОПН працюючої лінії. Блокування виконане за допомогою реле струму *KA1-КА3*, контролюючих струм в кожній фазі лінії. Струм спрацьовування реле струму відбудовується від максимального струму в умовах дії пристрою АОПН.

Пристрій АОПН має двоступеневе управління. З першою витримкою часу, створюваною ковзаючим контактом *KT1.2* реле часу *KT1* чутливої ступені АОПН, проводиться включення шунтуючого реактора за допомогою проміжного реле *KL2*. Ця витримка часу відбудовується від можливих нетривалих перенапруг, наприклад при коливаннях на електропередачі, при несиметричних КЗ. Якщо включення шунтуючого реактора не привело до зниження перенапруг до допустимого значення, тоді з більшою витримкою часу, створюваної упорним контактом реле часу *KT1.3*, проводиться відключення лінії, яка є джерелом перенапруг.

Друга ступінь пристрою АОПН, яка фіксує підвищення напруги понад $(1,2 \div 1,4) U_{\text{роб max}}$, діє з невеликою витримкою часу, створюваною реле часу *KT2*, на відключення лінії. Ця витримка часу відбудовується від короточасних комутаційних перенапруг і становить $0,1 \div 0,5$ с. Відключення лінії супроводжується заборною АПВ.

4.7.2 Автоматика шунтуючого реактора з іскровим проміжком

З метою підвищення ефективності обмеження перенапруг за допомогою шунтуючих реакторів деякі з них обладнуються пристроями іскрового приєднання. Іскрове приєднання реактора забезпечується іскровим проміжком ІП, який підключається паралельно контактам вимикача (рис. 4.22, *а*). Іскровий проміжок забезпечує практично миттєве підключення реактора при виникненні перенапруг.

Напруга пробою іскрового проміжку має бути по можливості мінімальною. Вона вибирається такою, щоб напруга яка відновлюється на вимикачі в умовах оперативного відключення реактора не приводила до пробою іскрового проміжку. З цією метою іскровий проміжок підключається паралельно не до всього вимикача, а тільки до контактів відокремлювача *Q.2*. При цьому відновлюється напруга на контактах *Q.2*, а отже, на іскровому проміжку знижується приблизно в 2 рази. В реальних умовах іскровий проміжок налаштовується на середнє значення пробивної напруги з запасом, рівним $1,5U_{\text{ф}}$.

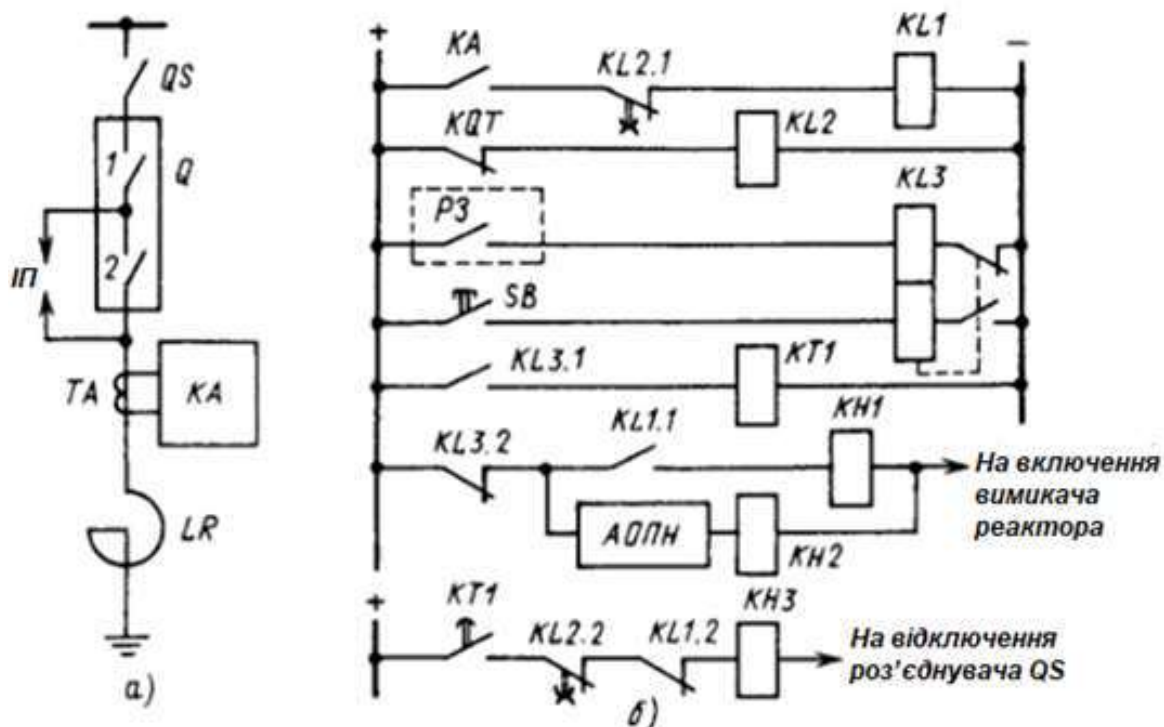


Рисунок 4.22 – Пристрій автоматичного управління шунтувальним реактором при пробіі іскрового проміжку: а - пояснююча схема; б - схема пристрою

Так як іскровий проміжок не розрахований на тривале протікання через нього струму, передбачається автоматичний пристрій, що діє на включення вимикача Q при пробіі іскрового проміжку в будь-якій фазі (рис. 4.22, б).

Пробій іскрового проміжку фіксується за фактом появи струму в ланцюзі реактора при відключеному його вимикачі. Наявність струму фіксується за допомогою максимальних реле струму, включених в кожну фазу реактора, або за допомогою одного реле струму KA з трьома обмотками типу РТ-40/Р.

Струм спрацьовування реле $I_{сп}$ вибирається за умовою їх чутливості до номінального струму реактора $I_{р ном}$:

$$I_{сп} = I_{р ном} / k_{ч}, \quad (4.15)$$

де $k_{ч} = 1,5$ – коефіцієнт чутливості реле.

Відключене положення вимикача фіксується, за допомогою реле положення "Відключено" KQT і проміжного реле $KL2$. Дію автоматики реактора на його включення виконує реле $KL1$, яке своїм контактом $KL1.1$ замикає ланцюг котушки включення вимикача. Затримка реле $KL2$ на повернення запобігає можливості зворотного включення реактора в умовах його оперативного відключення; затримка на спрацьовування забезпечує надійне спрацьовування реле $KL1$ в умовах дії автоматики на включення реактора.

Дія автоматики реактора блокується, якщо реактор відключений своїм релейним захистом $P3$. Дія релейного захисту реактора запам'ятовується на

двопозиційним реле *KL3*; його контактом *KL3.2* розмикається ланцюг котушки включення вимикача. Повернення реле *KL3* в початковий стан здійснюється вручну кнопкою *SB* після оперативного включення реактора.

Щоб уникнути іскрового підключення пошкодженого реактора, після дії його релейного захисту проводиться автоматичне відключення роз'єднувача *QS* в ланцюзі реактора. Відключення роз'єднувача виконується з витримкою часу на реле *KT1*, крім того, додатково контролюється вимкнене положення вимикача реактора і відсутність струму в ланцюзі реактора за допомогою реле *KL1* і *KL2*.

Питання для самопідготовки до розділу 4

1 Що розуміється під статичною та динамічною стійкістю паралельної роботи генераторів? Які причини викликають порушення стійкості?

2 Як впливає автоматичне регулювання збудження генераторів на стійкість їх паралельної роботи?

3 Чому зниження часу короткого замикання сприяє підвищенню стійкості паралельної роботи генераторів?

4 Пояснити, яким чином відключення частини генераторів електростанції підвищує стійкість паралельної роботи.

5 Дайте характеристику основних пристроїв централізованої системи протиаварійної автоматики.

6 Призначення аналого-релейного перетворювача в пристрої АДВ і принцип його виконання.

7 Які функції виконує пристрій відключення генераторів, схема якого наведена на рис. 4.11?

8 Призначення і принципи виконання апаратури телепередачі сигналів автоматики типу АНКА.

9 Які переваги дає застосування ЕОМ в протиаварійної автоматиці?

10 Назвіть характерні ознаки асинхронного режиму. В чому полягає небезпека асинхронного режиму і які існують способи його ліквідації?

11 Назвіть способи виявлення асинхронного режиму і принципи виконання виявляючих органів пристроїв.

12 У яких режимах енергосистеми виникає небезпечне підвищення частоти і які заходи застосовуються для його обмеження?

13 Які причини небезпечного підвищення напруги в енергосистемі, які заходи застосовуються для її обмеження?

5 МІКРОПРОЦЕСОРНА АВТОМАТИКА ЛІКВІДАЦІЇ АСИНХРОННОГО РЕЖИМУ

5.1 Призначення і види автоматичних пристроїв

Незважаючи на оснащення електроенергетичних систем автоматикою запобігання порушенню стійкості, синхронна паралельна робота потужних електростанцій або окремих частин електроенергетичної системи часто не зберігається: настає асинхронний режим їх роботи з відносними проворотами роторів синхронних генераторів з кутовою частотою ковзання $\omega_s = \omega_1 - \omega_2$. Несинхронний режим настає зазвичай внаслідок неповної відповідності дозування протиаварійних управляючих впливів тяжкості збурення, тобто недостатньою ефективністю АПНУ або навіть відмов окремих автоматичних пристроїв протиаварійного управління.

Допустимий, хоча і небажаний для синхронних генераторів, асинхронний режим є серйозною небезпекою для ЕЕС. Супроводжуваний періодичними значними зниженнями напруги, він може привести до зменшення продуктивності і зупинки агрегатів власних потреб ТЕС і АЕС, відключень електродвигунів навантаження споживача і в кінцевому підсумку до розвитку загальносистемної аварії. Тому необхідно протиаварійне управління по його усуненню. Воно здійснюється пристроями автоматичного припинення (ліквідації) асинхронного режиму.

Залежно від ситуації, що складається в ЕЕС асинхронний режим може бути допустимим короткочасно, а іноді і відносно тривало, або неприпустимим взагалі. Тому ліквідація асинхронного режиму виконується або ресинхронізацією шляхом відповідних управляючих впливів на синхронні генератори, а іноді і на навантаження ЕЕС, або негайним розподілом ЕЕС на несинхронно працюючі частини.

Відповідно пристрої автоматики ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) діляться на три групи:

- пристрої, що виробляють протиаварійні управляючі впливи при виникненні ознак порушення синхронізму або протягом першого циклу асинхронного режиму (одного повороту роторів генераторів);
- пристрої, які здійснюють ресинхронізацію зазвичай після декількох циклів асинхронного режиму і діючі на розподіл ЕЕС при тривалому асинхронному режимі тривалістю більше 30 с;
- швидкодіючі неселективні пристрої поділу ЕЕС в початковій фазі порушення стійкості.

Пристрої АЛАР здійснюють ресинхронізацію, досить ефективно лише при одно частотному асинхронному режимі, процеси при якому розглядаються в типовій двомашинній еквівалентній схемі (рис. 5.1, а). При ймовірності виникнення три частотного асинхронного режиму, тобто виникнення трьох несинхронно працюючих частин ЕЕС, проводиться негайний її розподіл.

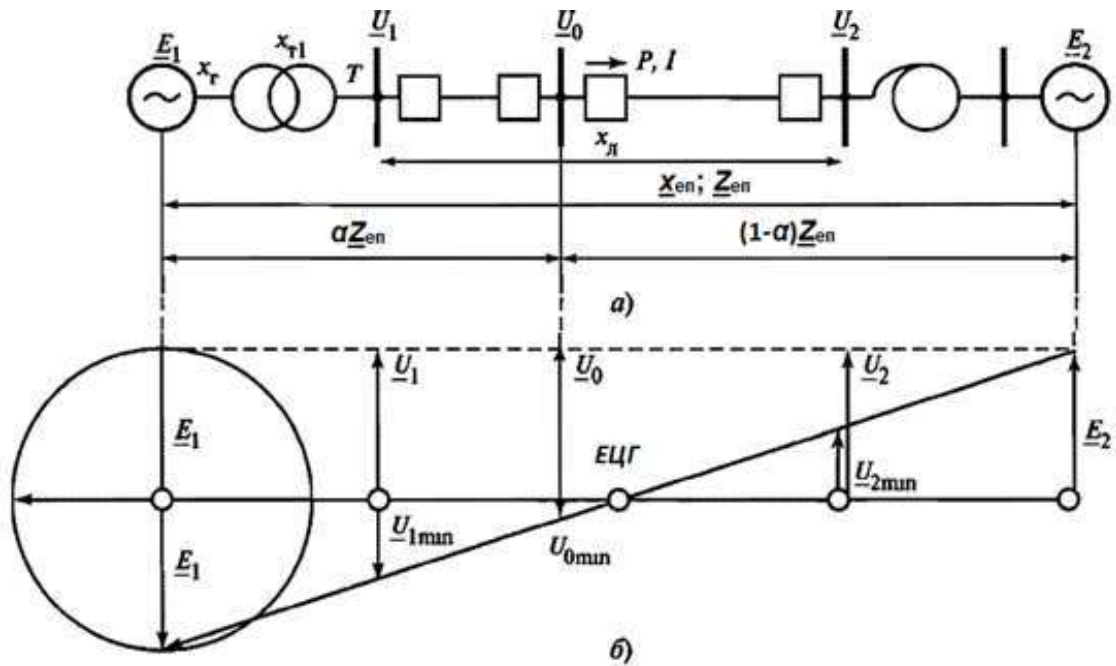


Рисунок 5.1 – Схема (а) зміни напруг, (б) ліній електропередачі в асинхронному режимі

5.2 Електричні ознаки асинхронного режиму

Найхарактернішою ознакою порушення стійкості є наростання кута $(\delta = \widehat{E_1, E_2})$ зсуву фаз між еквівалентними ЕРС $\underline{E}_1, \underline{E}_2$ двох частин ЕЕС, пов'язаних лініями електропередачі (рис. 5.1, а). Однак безпосереднє його відстеження технічно складне.

Тому перш за все представляє інтерес періодична зміна струму асинхронного режиму $I_{a.p}$ в функції синуса половинного кута δ і досягаючого максимального значення $I_{a.p \max}$ при $\delta = \pi$ (рис. 5.2, а):

$$I_{a.p} = \frac{|\underline{E}_1 + \underline{E}_2|}{x_{en}} = \frac{2E}{x_{en}} \sin \frac{\delta}{2} = I_{a.p \max} \sin \frac{\omega_s t}{2}, \quad (5.1)$$

де: x_{en} – практично чисто індуктивний опір лінії електропередачі між джерелами ЕРС, що дорівнює $x_{en} = x_{\Gamma} + x_{T1} + x_{\Delta} + x_{T2}$; $|\underline{E}_1| = |\underline{E}_2| = E$; джерело E_2 ідеальне.

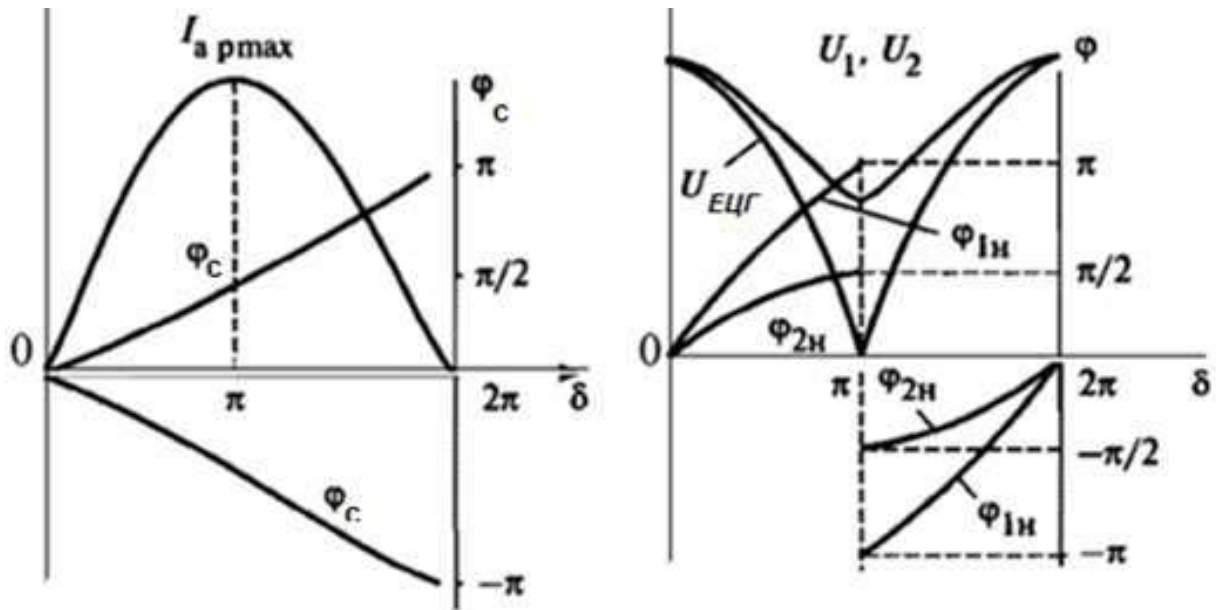


Рисунок 5.2 – Зміни амплітуд і фаз струму (а) і напруг (б)

Струм $I_{a.p}$ використовується в найпростішій швидкодіючій АЛАР, що виконує поділ ЕЕС на дві несинхронно працюючі частини шляхом відключення лінії електропередачі при неприпустимості асинхронного режиму. Застосовуються вимірювальні реле максимального струму. Струм їх спрацьовування визначається умовами не дії в максимальному робочому режимі (при струмі $I_{a.p.max}$ і достатній чутливості ($k_{\text{ч}} = 1,5$) в асинхронному режимі:

$$k_{\text{від}} I_{a.p.min} < I_c \leq I_{a.p.max} / k_{\text{ч}},$$

де $I_{a.p.min}$ - найменше (при найбільшому можливому $x_{\text{еп}}$) з максимальних (при $\delta = \pi$) діючих значень струму $I_{a.p}$; $k_{\text{від}} = 1,25$.

Струм $I_{a.p}$ змінюється і по фазі по відношенню до умовно прийнятої нерухомої ЕРС \underline{E}_2 (див. рис 5.1): при обертанні ЕРС \underline{E}_1 надлишковій по активній потужності лівій частині ЕЕС (проти годинникової стрілки) $0 < \varphi_c = (\underline{E}_2, \underline{I}_{a.p}) < -\pi$, (рис. 5.2, а), а при її обертанні за годинниковою стрілкою (при дефіциті активної потужності) - $0 > \varphi_c > \pi$.

Напруга в асинхронному режимі в електричному центрі гойдань (ЕЦГ) періодично знижується аж до нуля (при $\delta = \pi$): $U_{\text{ЕЦГ}} = 0$ (рис. 5.2, б). Місце розташування ЕЦГ і мінімальні абсолютні значення напруг U_{1min}, U_{2min} визначаються в припущенні однорідно розподілених складових опор $x_{\text{еп}}$. Вектори ЕРС $\underline{E}_1, \underline{E}_2$ розташовуються протилежно напрямленими, що відповідає куту $\delta = \pi$. Перетин прямої, що з'єднує кінці векторів, з горизонтальною віссю і визначає положення ЕЦГ (див. рис 5.1, б).

Зміни напруг $U_{\text{ЕЦГ}}$ і U_1, U_2 на шинах в функції кута δ або часу (оскільки $\delta = \omega_s t$) показані на рис. 5.2, б. Кути зсуву фаз $\varphi_{1n}, \varphi_{2n}$ між напругами U_1, U_2 і умовно нерухомою ЕРС \underline{E}_2 змінюються в повному діапазоні від 0 до $2\pi (\pm \pi)$.

Оскільки $U_{\text{ЕЦГ}} = 0$, то при розташуванні ЕЦГ на контрольованій АЛАР лінії електропередачі, а АЛАР - на проміжній підстанції з напругою \underline{U}_0 (див. Рис, 5.1) завжди забезпечується співвідношення абсолютних значень напруг:

$$|\underline{U}_1| > |\underline{U}_0| < |\underline{U}_2|. \quad (5.2)$$

Показані на рис. 5.2 зміни електричних величин в асинхронному режимі і зазначене співвідношення (5.2) пояснюються векторною діаграмою напруг і струмів, яка наведена на рис. 5.3, а. На ній показані нерухомий вертикально розташований вектор ЕРС \underline{E}_2 правої частини спрощеної до так званої двомашинної схеми ЕЕС (див. рис 5.1, а) і вектор ЕРС \underline{E}_1 що обертається з частотою ковзання ω_s , лівої її частини, який описує своїм кінцем окружність 1. Зображені вектори їх геометричної різниці $\Delta \underline{E} = \underline{E}_1 - \underline{E}_2$ для трьох значень кута δ зсуву фаз між ними $\delta' = \frac{2\pi}{3}$, $\delta'' = \frac{4\pi}{3}$ и $\delta''' = \frac{11}{6}\pi$; показані вектори $\Delta \underline{E}', \Delta \underline{E}''$ и $\Delta \underline{E}'''$ відповідно.

При цьому кінець вектора струму асинхронного режиму $\underline{I}_{\text{а.р}}$ описує коло 2 і має максимальне абсолютне значення $\underline{I}_{\text{а.рmax}}$ при $\delta = \pi$ (ЕРС знаходяться в протифазі, і абсолютне значення геометричної різниці максимально). Показані вектори струмів $\underline{I}'_{\text{а.р}}, \underline{I}''_{\text{а.р}}, \underline{I}'''_{\text{а.р}}$ і кути зсуву фаз $\varphi'_c \approx \frac{\pi}{3}$, $\varphi''_c \approx \frac{2\pi}{3}$ и $\varphi'''_c \approx \frac{5}{3}\pi$ між ЕРС \underline{E}_2 і струмами при вказаних кутах $\delta', \delta'', \delta'''$.

На рис. 5.3, а зображені і вектори напруг $\underline{U}'_1, \underline{U}'_2, \underline{U}''_1, \underline{U}''_2$ і кути зсуву фаз $\frac{\pi}{2} < \varphi'_{1н} < \frac{2\pi}{3}$; $\varphi'_{2н} \approx \frac{\pi}{6}$; $\varphi''_{1н} > \frac{4\pi}{3}$, $\varphi''_{2н} \approx -\frac{\pi}{3}$ між \underline{E}_2 і напругами при кутах δ' і δ'' , що ілюструють фазні співвідношення, показані на рис. 5.2, б.

Графіки на рис. 5.3, б ілюструють ще одне характерне співвідношення - різницю кутів зсуву фаз $\Delta \varphi_{\text{н.с}}$ між напругою \underline{U}_1 і струмом $\underline{I}_{\text{а.р}}$ при однакових абсолютних значеннях струму при кутах $\delta' < \pi$ і $\delta'' > \pi$. Як видно, різниця $\Delta \varphi_{\text{н.с}}$ значна і є ознакою розвитку або появи асинхронного режиму, оскільки характеризує наростання кута δ , що перевищує π .

Якщо зазначена різниця кутів перевищує критичну

$$\Delta \varphi_{\text{н.с}} > \Delta \varphi_{\text{кр}}, \quad (4.3)$$

то з'являється загроза асинхронного режиму.

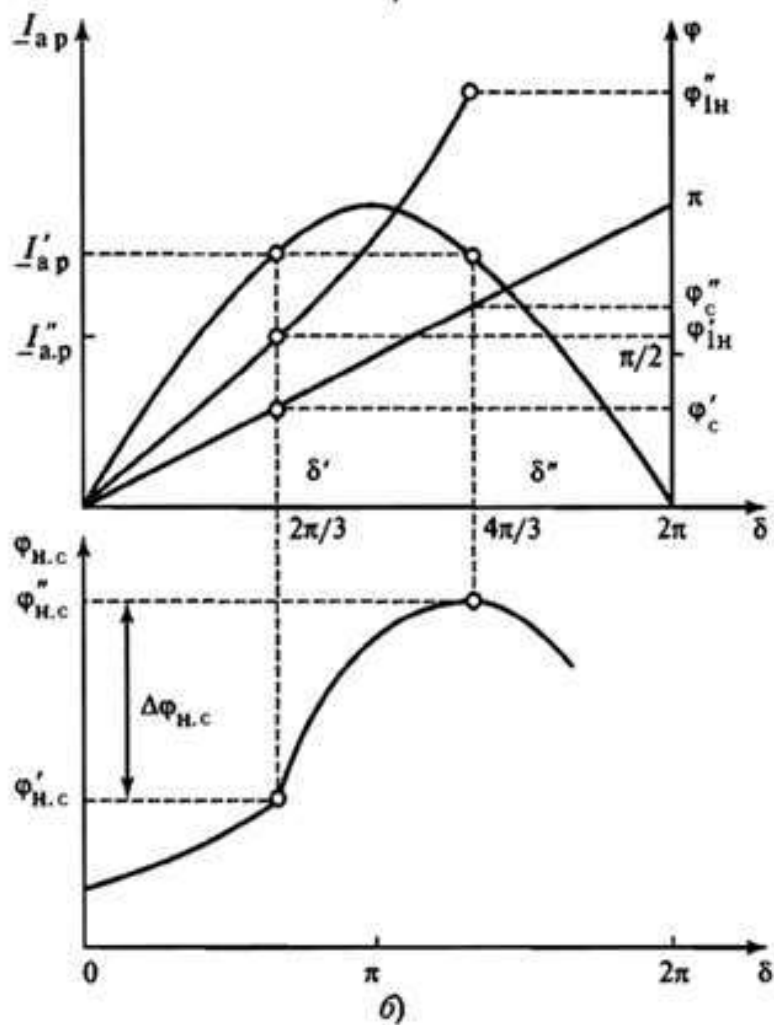
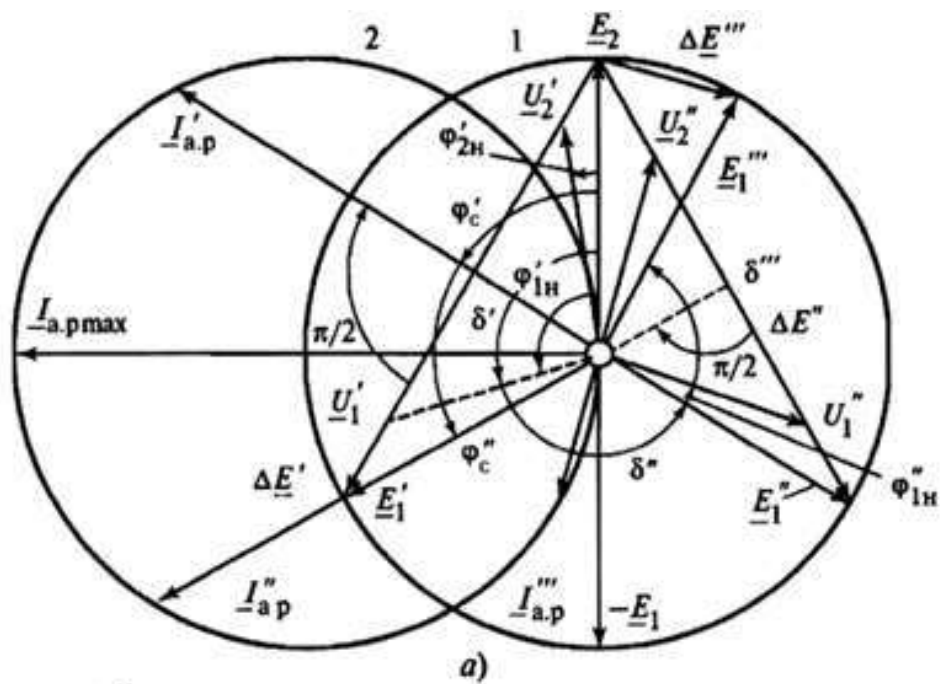


Рисунок 5.3 – Векторна діаграма ЕРС, напруг і струмів (а) і змін кута зсуву фаз між напругою і струмом і опором на затискачах вимірювального реле при асинхронному режимі ліній електропередачі (б)

Наприклад, при $\underline{I}'_{a.p} = \underline{I}''_{a.p}$ (рис. 5.3, а, б) фазові кути струму $\varphi'_c = \frac{\pi}{3}$, $\varphi''_c = \frac{2\pi}{3}$, а фазовий кут напруги $\underline{U}_{1н}$ в залежності від співвідношення опорів $x_r + x_{т1}$ і $x_{т2}$ становить $\frac{2\pi}{3} > \varphi'_{1н} > \frac{\pi}{2}$; $\frac{3\pi}{2} > \varphi''_{1н} > \frac{4\pi}{3}$, їх різниці $\frac{\pi}{3} > \varphi'_{н.с} > \frac{\pi}{6}$; $\frac{5\pi}{6} > \varphi''_{н.с} > \frac{2\pi}{3}$, а приріст:

$$\frac{\pi}{2} < \Delta\varphi_{н.с} = \varphi''_{н.с} - \varphi'_{н.с} < \frac{7\pi}{6}. \quad (5.4)$$

При синхронних коливаннях приріст $\Delta\varphi_{н.с}$ відсутня, оскільки струм повертається до того ж положенню при δ' .

Активна потужність P в лінії електропередачі, пропорційна $\sin\delta$, двічі за період T_s , асинхронного режиму змінює напрямок (рис. 5.4, а).

У зв'язку із зазначеними змінами станів векторів напруг $\underline{U}_1, \underline{U}_2$ і вектора струму $\underline{I}_{a.p}$ їхні відношення (комплексні *опори* на затискачах вимірювальних реле опор) безперервно і періодично змінюються за абсолютним значенням від досить значних ($Z_p \rightarrow \infty$) практично до нуля (рис. 5.4, б).

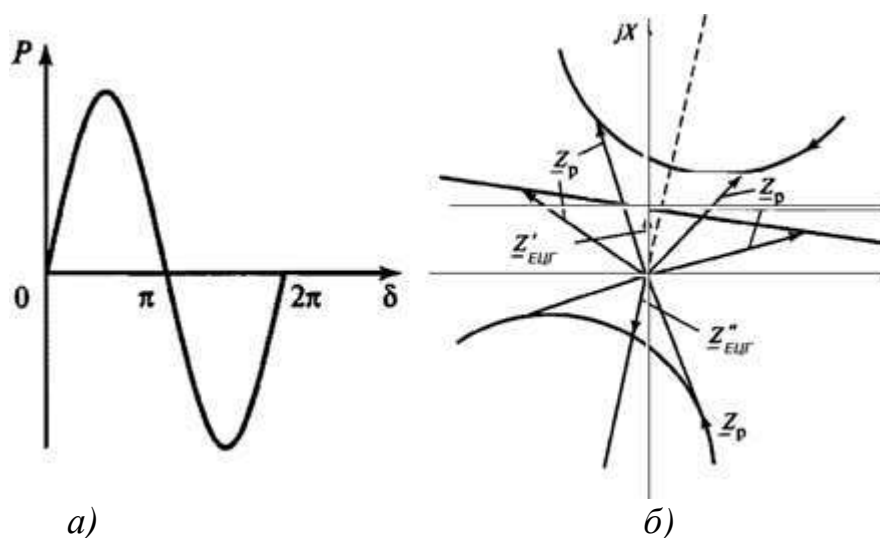


Рисунок 5.4 – Вимірювання активної потужності ліній електропередачі (а) і опор на затискачах вимірювальних реле (б)

5.3 Варіанти мікропроцесорної автоматики ліквідації асинхронного режиму

Останнім часом розроблений ряд варіантів мікропроцесорної АЛАР. У першому з них - терміналах REO-511 PSP, REO-511 PAA підприємства ТОВ «АББ Автоматизация» - використаний алгоритм функціонування, здійснений в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» ще при першій релейно-контактній реалізації АЛАР на електромеханічній елементній базі. За таким же алгоритмом функціонує і АЛАР, запропонована Інститутом автоматизації енергосистем і Новосибірським державним технічним університетом.

Більш досконалий алгоритм, реалізований в мікропроцесорній розробці Всеросійського інституту реле будови (ВНДІР) панелі ШДЕ 2601 в мікропроцесорному варіанті, що не повторений. Немає відомостей щодо реалізації мікропроцесорної виборчої АЛАР, яка встановлюється по кінцях лінії електропередачі (на шинах U_1 і U_2 , див. рис 5.1, а) і що забезпечує при розподілі ЕЕС залишення навантаження в надлишковій її частині.

У «Дальневосточном государственном техническом университете» виготовлені і встановлені в дослідну експлуатацію мікроелектронні і розробляються мікропроцесорні АЛАР, що визначають асинхронний режим по збільшенню кута зсуву фаз $\Delta\varphi_{н.т}$ між напругою U_1 і струмом асинхронного режиму $I_{a.p}$ (див. Рис . 5.3, б).

Провідне місце в створенні досконалої мікропроцесорної АЛАР займає ОАО «Институт «Энергосетьпроект». Створено два варіанти мікропроцесорної автоматики, що функціонують:

- по залежності ковзання s і кута зсуву фаз δ ;
- за визначенням наявності ЕЦГ на контрольованій лінії електропередачі по (5.2), а відмінність асинхронного режиму від синхронних гойдань - по розрахунковому куту δ лінії електропередачі, обчислюваному по запропонованому алгоритму, а знак ковзання, що визначає прискорення або гальмування протиаварійних управляючих впливів - по знаку його похідної.

Мікропроцесорна автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР-М) реалізована на терміналах REO-511 PSP і REO-511 PAA, в яких вона інтегрована з автоматикою обмеження підвищення напруги (АОПН-М), принципово функціонує за тим же алгоритмом, що і АЛАР ОАО «Институт «Энергосетьпроект» і раніше випускалася панель ШП 2704. Однак завдяки мікропроцесорному виконанню АЛАР-М відрізняється більш високою технічною досконалістю, ефективністю дії і сервісними властивостями.

У АЛАР-М асинхронний режим і синхронні гойдання відрізняються від КЗ по швидкості зміни опору \underline{Z}_p на затискачах двох програмних вимірювальних реле.

В автоматичі ОАО «Институт «Энергосетьпроект» використовуються два напрямлених вимірювальних реле опору різної чутливості з характеристиками спрацьовування грубого $\underline{Z}_{c.g}$ і чутливого $\underline{Z}_{c.ч}$ (рис. 5.5, а).

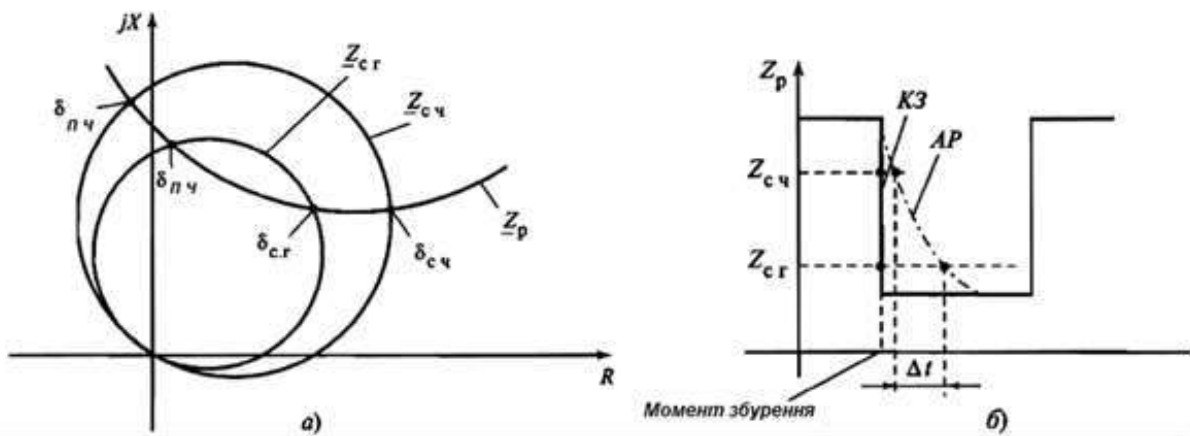


Рисунок 5.5 – Характеристики чутливого і грубого реле опорів (а) і діаграми моментів їх спрацьовування і повернення при змінах опорів при КЗ, синхронних коливаннях і асинхронному режимі (б)

При КЗ опір \underline{Z}_p затискачах обох реле знижується одночасно (рис. 5.5, б), а при асинхронному режимі (АР) і синхронних гойданнях (СГ) - різночасно через час Δt . У такий спосіб запобігається реагування АЛАР на КЗ. Відмінність АР від СГ реалізовується кутом δ електропередачі.

На рис. 5.5, а позначені кути електропередачі, що відповідають спрацьовуванню $\delta_{с.г}, \delta_{с.ч}$ і поверненню $\delta_{п.г}, \delta_{п.ч}$ грубого і чутливого вимірювальних реле опорів.

В автоматике ООО «АББ Автоматизация» застосовуються програмні вимірювальні реле повного опорів з характеристиками спрацьовування у вигляді паралелограмів - 1 (зовнішня) і 2 (внутрішня) (рис. 5.6, а). Вони забезпечують виявлення розвитку асинхронного режиму і синхронних гойдань шляхом порівняння встановленого таймером мікроконтролера інтервалу часу з різницею моментів перетину їх (в точках а, б або с, d) годографом вектора \underline{Z}_p практично одночасно, а при виникненні гойдань і розвитку асинхронного режиму - різночасно.

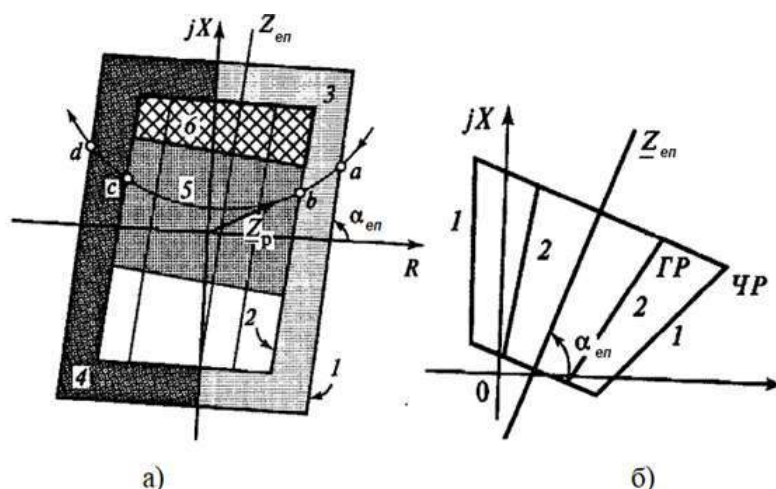


Рисунок 5.6 – Характеристика спрацьовування комплексної області вимірювальних реле опорів АЛАР-М ОАО «АББ Автоматизация» (а) і Новосибірського державного технічного університету (б)

На рис. 5.6, а показано напрямок вектора сумарного опору ліній електропередачі $\underline{Z}_{\text{еп}}$ двох машинної схеми заміщення ЕЕС (див. рис 5.1, а), що складається з практично однорідних реальних опорів (\underline{Z} , а не X) її частин. Вектор визначає кути $\alpha_{\text{еп}}$ нахилу до горизонтальної осі R комплексної площини опорів відповідних сторін характеристик спрацьовування вимірювальних реле опору в формі паралелепіпедів.

У мікропроцесорній АЛАР Інституту автоматизації енергетичних систем і Новосибірського державного технічного університету використовуються трапецеїдальні характеристики 1 і 2 (рис. 5.6, б) спрацьовування чутливого і грубого напрямлених вимірювальних реле опору.

Принципово загальна логічна частина зазначених триступневих АЛАР і АЛАР-М наведена на рис. 5.7.

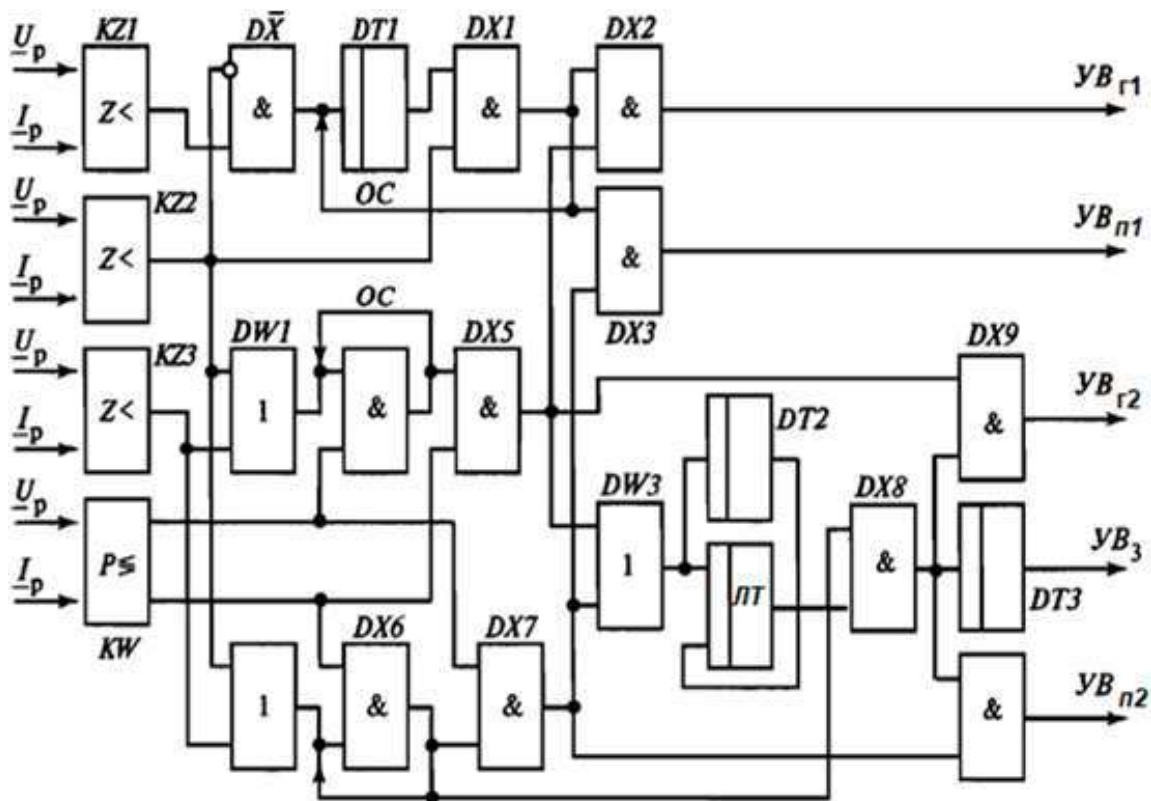


Рисунок 5.7 – Загальна функціональна схема автоматики ліквідації асинхронного режиму

Необхідна взаємодія реле $KZ1$ і $KZ2$ з відповідними характеристиками $\underline{Z}_{\text{с.г}}$ і $\underline{Z}_{\text{с.ч}}$ (С.Ч) (див. рис 5.5, а) або зовнішньої 1 і внутрішньої 2 (див. рис 5.6) забезпечується логічною частиною першою ступені, а саме елементами $D\bar{X}$ (ЗАБОРОНА), з невеликою затримкою $DT1$ і $DX1$ (і). Перший з них передбачає проходження сигналу від реле $KZ1$ при практично одночасному з ним спрацьовуванні реле $KZ2$, що відбувається при КЗ, внаслідок дискретного зменшення опору \underline{Z}_p на входах.

Логічний елемент DXI після спрацьовування реле $KZ2$ під впливом сигналу на другому - нижньому вході формує сигнал протиаварійного управляючого впливу на перших входах елементів $DX2$ і $DX3$.

Ланцюг зворотного зв'язку ЗВ необхідний для запам'ятовування сигналу на виході $DX1$, оскільки після спрацьовування $KZ2$ сигнал на виході елемента $D\bar{X}$ зникає.

Однак поки що невідомо - під впливом асинхронного режиму, який настав чи під впливом синхронних гойдань сформований вказаний сигнал на виході $DX1$, а якщо він з'явився через порушення стійкості, то який - гальмувальний $УВ_{г1}$ або прискорюючий $УВ_{п1}$ управляючий вплив необхідний. Це визначається вимірювальною частиною другого ступеня пристрою, а саме поведінкою вимірювального реле потужності KW і його взаємодією з вимірювальними реле опору $KZ2$ і $KZ3$. Реле $KZ3$ з характеристикою, розташованої головним чином в третьому квадранті (їй відповідає частина внутрішньої характеристики 2 програмних вимірювальних реле АЛАР-М, див. рис 5.6), забезпечує фіксацію ЕЦГ, якщо він виявляється не на лінії, а, наприклад, в показаному на схемою рис. 5.1, а трансформаторі першої (лівої) частини схеми ЕЕС.

Потужність переорієнтування вимірювального реле KW визначається критичним кутом $\delta_{кр}$ виходу електропередачі із синхронізму. При синхронних гойданнях з кутами $\delta < \delta_{кр} = \pi$ активна потужність зберігає напрямок від шин електростанції з напругою U_1 в лінію - $P > 0$ (див. рис 5.1, а): ЕРС E_1 випереджає по фазі ЕРС E_2 , і реле потужності KW знаходиться в стані, при якому видається дискретний одиничний сигнал з першого верхнього (по розташуванню на схемі рис. 5.7) його виходу.

При цьому, незважаючи на спрацьовування реле $KZ2$ або $KZ3$ сигнали на виходах елементів $DX5$ і $DX7$ відсутні, оскільки на нижньому $DX5$ і верхньому $DX6$ входах логічний нуль, що надходить з нижнього виходу реле KW , тому логічні нулі і на виході $DX6$, і на нижньому вході $DX7$. Відповідно відсутні поодинокі логічні сигнали і на нижніх входах елементів $DX2$ і $DX3$ першого ступеня. Пристрій при синхронних гойданнях не формує управляючих впливів.

Асинхронний режим починається при зростанні кута до $\delta > \delta_{кр}$, активна потужність в лінії змінює напрямок - стає негативною (див. рис 5.3, а). Вимірювальне реле потужності KW змінює свій стан: на його верхньому виході (див. рис 5.7) нуль, а на нижньому - логічна одиниця. При цьому, завдяки зворотному зв'язку, стан елемента $DX4$ не змінюється: одиничний сигнал на його виході і на верхньому вході $DX5$ зберігається. Тому логічна одиниця, що надходить на нижній вхід $DX5$ поступає на його вихід і на нижній вхід елемента $DX2$, обумовлює формування управляючого впливу $УВ_{г1}$ на зниження частоти обертання синхронних генераторів першої частини ЕЕС, наприклад, електричним гальмуванням гідрогенераторів. Управляючий вплив гальмуючий, оскільки розглядається збільшення випереджаючого кута δ зсуву фаз між ЕРС \underline{E}_1 і \underline{E}_2 (обертання вектора \underline{E}_1 проти годинникової стрілки), тобто прискорення синхронних генераторів першої частини схеми ЕЕС (див. рис 5.1, а).

При настанні асинхронного режиму, внаслідок відставання по фазі ЕРС E_1 (обертання її вектора за годинниковою стрілкою, відповідного гальмування синхронних генераторів першої частини схеми ЕЕС), тобто внаслідок наростання негативного кута δ потужність що передається по лінії спрямована від лінії до шин з напругою U_1 , тобто $P < 0$. Тому реле потужності KW видає одиничний сигнал з нижнього (рис. 5.7) його виходу і нульовий - з верхнього. При цьому після спрацювання реле $KZ2$ або $KZ3$ одиниця з виходу елемента DWI не проходить на вихід $DX4$, так як нульовий логічний сигнал - на нижньому його вході, а одиниця з виходу $DX6$ не проходить на вихід $DX7$, оскільки зазначений нульовий логічний сигнал - на його верхньому вході.

Управляючий вплив, але тепер уже прискорюючий - $УВ_{п1}$, формується після досягнення негативним кутом δ критичного значення $\delta_{кр}$ і переорієнтації реле KW , внаслідок зміни напрямку активної потужності. При цьому з'являється на верхньому виході реле KW логічна одиниця, поступаючи на верхній вхід елемента $DX7$, обумовлює проходження через нього сигналу від $DX6$ на нижній вхід елемента $DX3$, формує $УВ_{п1}$.

При достатності і ефективності управляючих впливів першого ступеня асинхронний режим не розвивається. Якщо ж ресинхронізація не настає через 2 - 3 цикли асинхронного режиму, то формуються додаткові управляючі впливи $УВ_{г2}$ або $УВ_{п2}$ другого ступеня. Відбувається це після відліку декількох циклів асинхронного режиму лічильником $ЛТ$, що запускається вихідними одиничними логічними сигналами елементів $DX5$ або $DX7$ через $DW3$.

Елемент витримки часу $DT2$ контролює тривалість кожного циклу T асинхронного режиму. Якщо вона перевищує критичне значення, при якому ресинхронізація забезпечується, то лічильник циклів приводиться в початковий стан і дія другого ступеня пристрою призупиняється: з верхнього і нижнього входів елементів $DX10$ і $DX9$ знімаються поодинокі логічні сигнали.

Однак, якщо через допустимий час асинхронного режиму, який встановлюється елементом витримки часу $DT3$ і становить близько 30 с, ресинхронізація не настає, то діє третій ступінь розглянутого пристрою і відключає лінію зв'язку, розділяючи ЕЕС на дві самостійно і несинхронно працюючі частини. Відновлення зв'язку проводиться включенням лінії електропередачі автоматичним пристроєм її повторного включення з синхронізацією, тобто після відновлення балансів потужностей в кожній частині ЕЕС автоматичними пристроями регулювання частоти і потужності.

Особливістю АЛАР-М є використання двох лічильників циклів асинхронного режиму, які незалежно фіксують зазначені «прямі» і «зворотні» переходи вектором опору зовнішньої 1 і внутрішньої 2 характеристик (див. рис 5.6).

Надійність дії АЛАР-М забезпечується по фазним її виконанням і формуванням протиаварійних дій управляючих впливів тільки при ідентичному функціонуванні не менше ніж в двох з трьох фазах.

Спосіб виявлення асинхронного режиму, реалізований в даній АЛАР-М, заснований на використанні інформації про зміни кута зсуву фаз між напругою і струмом $\varphi_{н.с}$ (див. рис 5.3, б).

Залежність абсолютного значення струму в циклі асинхронного режиму

$$I = \frac{E_2}{Z_{еп}} \sqrt{k^2 + 1 - 2k \sin \delta} \quad (5.5)$$

показана на рис. 5.8 в загальному випадку для двох значень $k = |E_1/E_2|$ і реального $Z_{еп}$.

Фаза струму визначається векторною діаграмою (див. рис 5.3, а). Зокрема, при $k = 1$

$$\varphi_c = \frac{\pi}{2} + \frac{\delta}{2} - \arg Z_{еп}. \quad (5.6)$$

Вираз для напруги в будь-якій точці лінії електропередачі (див. рис 5.1, а) має вигляд

$$\underline{U}_1 = E_2 [\alpha + k(1-\alpha)e^{j\delta}]. \quad (5.7)$$

Зазначений фазовий кут $\varphi_{н.т}$ між струмом і напругою в точці установки АЛАР (проміжна підстанції з напругою U_0 , див. рис 5.1, а) можна представити таким виразом:

$$\varphi_{н.с} = \arg\left(\frac{\underline{U}}{\underline{I}}\right) = \varphi_{еп} + \arctg\left(\frac{k(1-\alpha)\sin\delta}{\alpha+k(1-\alpha)\cos\delta}\right) - \arctg\left(\frac{k\sin\delta}{k\cos\delta-1}\right), \quad (5.8)$$

де $\varphi_{еп} = \arg(Z_{еп})$, $\alpha < 1$.

Суть методу полягає в тому, що вимірюються два значення φ_1 і φ_2 фазового кута в моменти рівності струму в циклі його змін деякому значенню I_0 і обчислюється різниця кутів $\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1$.

Як видно з рис. 5.8 при синхронних коливаннях кут δ , періодично збільшуючись і зменшуючись, не може перевищити значення, що дорівнює 180 ел. град., тому виміряні значення кута між напругою і струмом при проходженні струмом значення I_0 однакові. У циклі АР кути φ_1 і φ_2 при значеннях I_0 істотно розрізняються.

На рис. 5.8 пунктирними лініями показані можливі значення кутів φ_1 і φ_2 при двох значеннях k . У будь-якому випадку виконується умова:

$$|\Delta\varphi|_{min} > \varphi_y,$$

де $|\Delta\varphi|_{min}$ - найменше можливе значення $\Delta\varphi$ в циклі асинхронного режиму;

φ_y — установлений кут зсуву фаз між напругою і струмом (уставка АЛАР).

Розрахунки показали, що при асинхронному режимі в залежності від значення k і місця установки пристрою (значення α) забезпечуються значення кутів $\Delta\varphi = \pm(75 \div 200)$ ел. град.

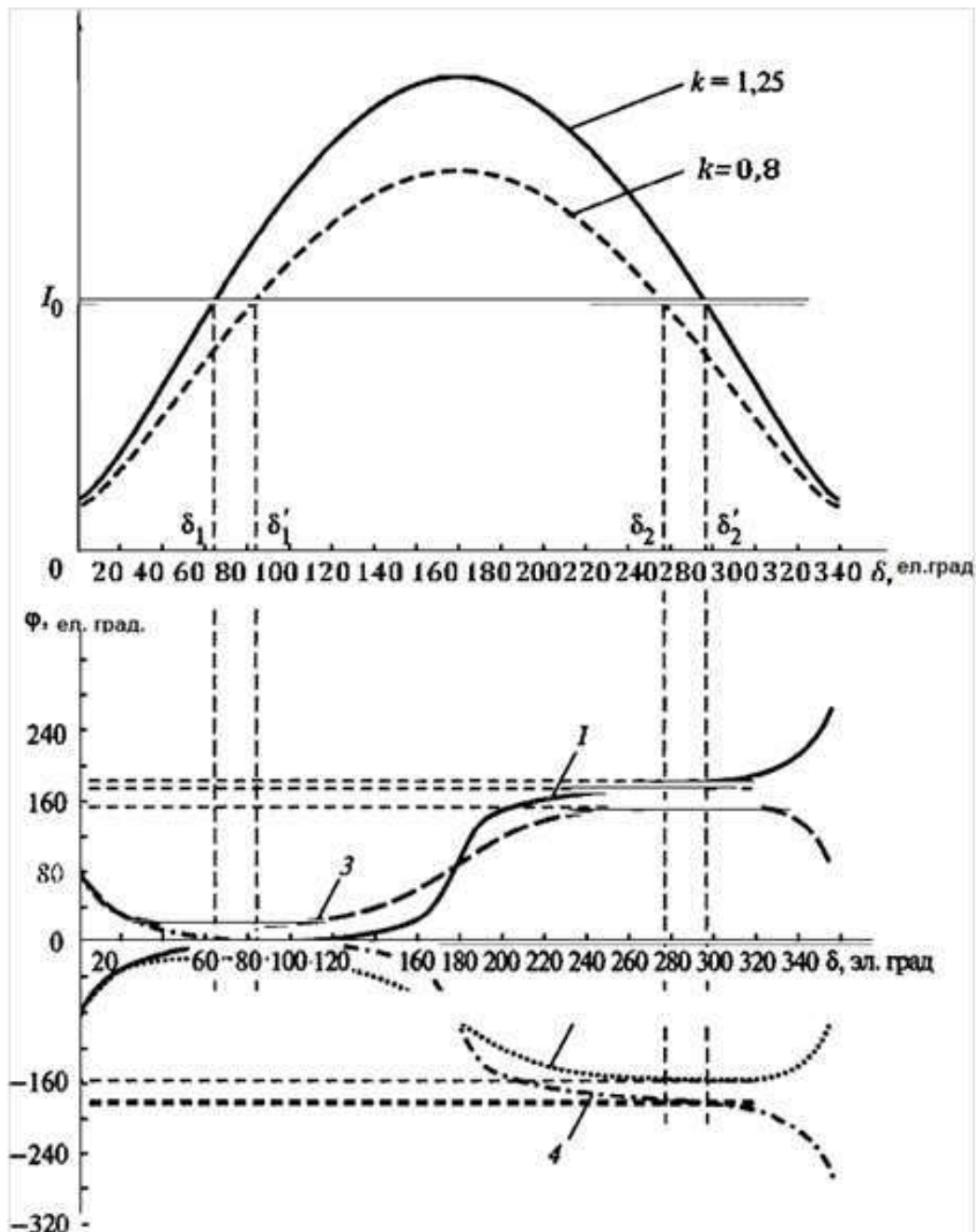


Рисунок 5.8 – Зміна струму в куті φ між напругою і струмом в циклі АР: 1 – $k = 0,8$, $\alpha = 0,8$; 2 – $k = 0,8$, $\alpha = 0,6$; 3 – $k = 1,25$, $\alpha = 0,4$; 4 – $k = 1,25$, $\alpha = 0,6$.

Провідною в області протиаварійної автоматики науково-дослідницькою організацією ОАО «Інститут «Енергосетьпроект» опрацьовані теоретичні і практичні завдання мікропроцесорної реалізації функцій АЛАР.

При цьому з різних що періодично змінюються в асинхронному режимі електричних величин використані найбільш характерні: кут δ зсуву фаз між еквівалентними ЕРС двох частин ЕЕС, різниця їх частот - ковзання s несинхронно працюючої частини і його похідна ds/dt .

Алгоритм функціонування першого покоління мікропроцесорної АЛАР заснований на функціональному зв'язку між ковзанням s і кутом δ - фазової траєкторії, що описується відповідними аналітичними співвідношенням.

Розроблена спільно з науковим виробником підприємством «Енергоизмеритель» на основі спеціалізованого програмованого контролера протиаварійної автоматики виконана нова Мікропроцесорна АЛАР-М, яка функціонує за іншим алгоритмом. Зовнішній її вигляд представлений на рис. 5.9.



Рисунок 5.9 – Зовнішній вигляд АЛАР

Принцип виявлення асинхронного режиму полягає в розрахунковому визначенні векторів напруг і кутів між ними в чотирьох вузлах ЕЕС, до двох з яких додані ЕРС еквівалентних генераторів $\underline{E}_{1e}, \underline{E}_{2e}$ (рис. 5.10), а два інших обмежують контрольовану ділянку ЕЕС. Розрахунок векторів ЕРС еквівалентних генераторів і напруг по кінцях контрольованої зони проводиться в режимі реального часу на основі вимірюваних струмів і напруг в місці установки пристрою з урахуванням набору еквівалентних опорів. Паралельно з розрахунком кута між векторами еквівалентних ЕРС фіксується знак ковзання асинхронно рухомих частин ЕЕС.

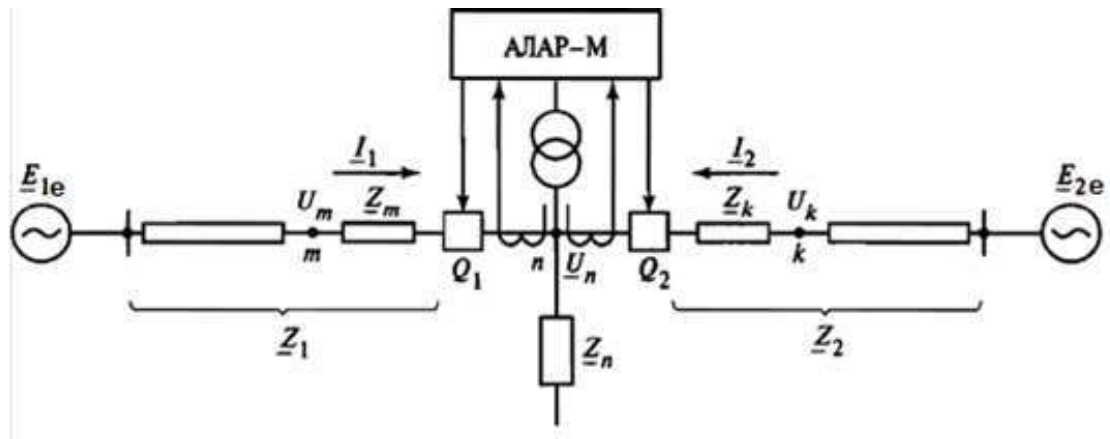


Рисунок 5.10 – Еквівалентна схема ділянки яка захищається

Функціональними особливостями пристрою є:

- безпосереднє визначення кутів між векторами ЕРС еквівалентних генераторів і використання кута δ для виявлення асинхронного режиму;
- селективність дії, заснована на визначенні ЕЦГ в контрольованій зоні при наявності асинхронного режиму в енергосистемі;
- три ступені спрацювання, що дозволяють здійснювати широкі можливості зовнішнього управління, в тому числі і в першому напівциклі асинхронного режиму.

Пристрій АЛАР-М встановлюється у вузлі n (рис. 5.10), в якому виконується вимір струмів I_1 , I_2 і напруги \underline{U}_n . Вузли m і k відповідають граничним вузлам контрольованої АЛАР ділянки ЕЕС. Опори \underline{Z}_1 і \underline{Z}_2 відповідають еквівалентним опорам схеми до еквівалентних ЕРС \underline{E}_{1e} і \underline{E}_{2e} , а \underline{Z}_n є комплексним опором навантаження.

Періодично вимірюються напруги і струми трьох фаз однієї з гілок схеми і струму фази A іншої гілки.

Виявлення асинхронного режиму базується на розрахунку векторів еквівалентних ЕРС за виразами:

$$\begin{cases} \underline{E}_{1e} = \underline{a}_1 \underline{U}_n + \underline{b}_1 I_1; \\ \underline{E}_{2e} = \underline{a}_2 \underline{U}_n + \underline{b}_2 I_2, \end{cases} \quad (5.9)$$

де $\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{b}_1, \underline{b}_2$ – комплексні коефіцієнти, що визначаються параметрами ділянки від вузла n до вузлів еквівалентних ЕРС.

Селективність роботи пристрою забезпечується попереднім розрахунком діапазону різниці кутів напруг на межах контрольованих зон щодо вузла установки пристрою у всіх випадках попадання ЕЦГ в контрольовану ділянку і вибором в якості уставок мінімальних значень різниць кутів для кожної з контрольованих зон по обидва боки від вузла установки пристрою.

Розрахунок напруг \underline{U}_m і \underline{U}_k у вузлах, що обмежують контрольовані ділянки, проводиться за аналогічними (4.9) виразами.

$$|\varphi_m - \varphi_n| \geq \varphi_{m-n \text{ доп}}; \quad (4.10)$$

$$|\varphi_k - \varphi_n| \geq \varphi_{k-n \text{ доп}}, \quad (4.11)$$

де $\varphi_m = \arg(\underline{U}_m)$, $\varphi_n = \arg(\underline{U}_n)$, $\varphi_k = \arg(\underline{U}_k)$, $\varphi_{m-n \text{ доп}}$, $\varphi_{k-n \text{ доп}}$ – уставки кутів між векторами напруг по кінцях контрольованих ділянок і вузла установки пристрою, обрані на основі попередніх розрахунків всіх реально можливих режимів мережі, при яких асинхронний режим спостерігається в перетині однієї з контрольованих пристроєм зон.

Значення кутів $\varphi_{m-n \text{ доп}}$, $\varphi_{k-n \text{ доп}}$ розглядаються як граничні (допустимі) між векторами напруг по межах контрольованої ділянки мережі, якщо в межах цих ділянок при наявності асинхронного режиму має місце точка, що характеризується мінімальною напругою по всій лінії електропередачі.

Таким чином, при фіксації ЕЦГ в контрольованій зоні алгоритм пристрою дозволяє спрацювати вихідним реле і тим самим здійснити управлінський вплив (відключення навантажень або генераторів, поділ ЕЕС на несинхронно працюючі частини).

У пристрої реалізована триступенева схема функціонування. При виникненні асинхронного режиму і наявності ЕЦГ в контрольованих ділянках спрацьовують відповідні вихідні реле в залежності від знаку ковзання, що визначає дію першого ступеня.

Дія другої ступені пов'язана з фіксацією заданого числа прокручувань ЕРС з одночасним контролем ЕЦГ.

Третя ступінь діє аналогічно другій ступені і також пов'язана з фіксацією певної кількості прокручувань, але через заданий час після спрацьовування другого ступеня.

Передбачений контроль тривалості заданого числа прокручувань: у випадках, якщо тривалість більше допустимої (що свідчить про ресинхронізацію), відбувається повернення АЛАР в початковий стан.

Налаштування автоматики для роботи в обраному вузлі енергосистеми проводиться шляхом введення в пам'ять пристрою певних величин у вигляді робочих уставок. Введення уставок проводиться з панелі АЛАР або з персонального комп'ютера.

Недоліком розглянутої АЛАР-М є використання в якості уставок еквівалентних параметрів ліній електропередачі, які можуть змінитися, що призведе до помилки визначення кута між векторами ЕРС еквівалентних генераторів і до можливої помилкової дії пристрою.

У зв'язку з цим існує задача розробки швидкодійного способу виявлення асинхронного режиму здатного:

- використовувати для роботи тільки інформацію про величини, безпосередньо доступних для вимірювання (струми і напруги в вузлі установки пристрою) і параметри контрольованої ділянки ліній електропередачі, доступної для безпосередньої та достовірної оцінки (параметри чотириполюсника ділянки електропередачі);
- бути адаптивним до схемно-режимних змін в роботі енергосистеми;
- визначати в результаті розрахунку поточний кут між векторами ЕРС еквівалентних генераторів δ і швидкість зміни цього кута для подальшого використання цих параметрів при формуванні уставок спрацьовування;
- визначати наявність ЕЦГ на контрольованій ділянці;
- виявляти асинхронний режим на першому напівциклі асинхронного руху векторів ЕРС еквівалентних генераторів;
- реалізовувати в пристрої автоматики виявлення і ліквідацію асинхронного режиму можливість самостійно формувати уставку спрацьовування, тобто наділяти його функціями само налаштовуваної автоматики.

Зазначені завдання є предметом триваючої науково-дослідницької роботи по вдосконаленню АЛАР-М.

Питання для самопідготовки до розділу 5

- 1 Який з режимних параметрів електроенергетичної системи визначає настання асинхронного режиму?
- 2 Як змінюється кут зсуву фаз між напругою на кінцях лінії електропередачі після настання асинхронного режиму?
- 3 Як змінюються діючі значення напруги на шинах електростанції і струму в лінії електропередачі після випадання електростанції із синхронізму?
- 4 Як змінюється активна потужність лінії електропередачі в асинхронному режимі?
- 5 Як відповідно до призначення автомата ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) впливає і на які електроенергетичні об'єкти?
- 6 У чому полягає функціональне розходження між декількома ступенями АЛАР?
- 7 Як досягається відбудова вимірювальної обчислювальної частини АЛАР, що фіксує настання асинхронного режиму, від виникнення КЗ на лінії і від синхронних гойдань генераторів (див. рис 5.5)?
- 8 Як розрізняються види АЛАР по використовуваних для фіксування асинхронного режиму змін електричних величин?
- 9 Які з вимірювальних реле визначають прискорюють або гальмують протиаварійні управляючі впливи на синхронні генератори необхідні для припинення (ліквідації) асинхронного режиму?
- 10 Як функціонує і яку управляючу дію виконує перша ступінь типового релейно-контактного або мікросхемного пристрої АЛАР (див. рис 5.7)?

11 Як діє і які управляючі впливи формує друга ступінь типового пристрою АЛАР (див. рис 5.7)?

12 Як функціонує мікропроцесорна АЛАР у вигляді терміналів REO-511 PSP і REO-511 PAA (див. рис 5.5 і див. рис 5.7)?

13 У чому полягають особливості мікропроцесорної АЛАР Дальневосточного государственного технического университета (див. рис 5.8)?

14 Який принцип дії мікропроцесорної АЛАР, розробленої в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» (див. рис 5.9)?

15 Як функціонує АЛАР-М (див. рис 5.10)?

6 ПРАКТИКУМ З ВИРІШЕННЯ ПРОФЕСІЙНИХ ЗАДАЧ

При проектуванні чи експлуатації пристроїв автоматики інженер керується не лише наявними шаблонами, а й постійно вимушений встановлювати причинно-наслідкові (каузальні) зв'язки між призначенням, принципом функціонування, побудовою та параметрами пристрою. З огляду на це в даному розділі підручника робиться спроба моделювання реальної системи професійної діяльності інженерів з автоматики енергосистем на прикладі пристроїв протиаварійної автоматики з використанням каузальних ланцюгів знань.

6.1 Проектувальні задачі з протиаварійної автоматики

6.1.1 Типові проектувальні задачі

Проектувальна діяльність інженерів з автоматики енергосистем пов'язана з наступними видами робіт:

- проведення робіт з розроблення проектів на системи (пристрої) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- проведення розрахунків параметрів систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- розроблення технічної документації на системи (пристрої) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Проведення робіт з розроблення проектів на системи (пристрої) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми пов'язано з виконанням наступних типових професійних задач:

- розроблення завдання на проектування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;
- проектування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;
- визначення показників функціонування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;

Типовими професійними задачами при проведенні розрахунків параметрів систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми є:

- складання розрахунків щодо параметрів системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;
- визначення характеристик системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми.

Розроблення технічної документації щодо системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми супроводжується виконанням наступних типових професійних задач:

- складання робочої документації на систему (пристрій) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;

- розроблення специфікацій на систему (пристрій) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;
- складання технічних інструкцій на систему (пристрій) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;
- розробленням технологічних карт на систему (пристрій) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми;

Проектувальні задачі інженерів з автоматики енергосистем, що насамперед пов'язані з розробленням проектів, вимагають від працівника встановлення каузальних ланцюгів знань, а саме:

1) Для розроблення завдання на проектування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.1)

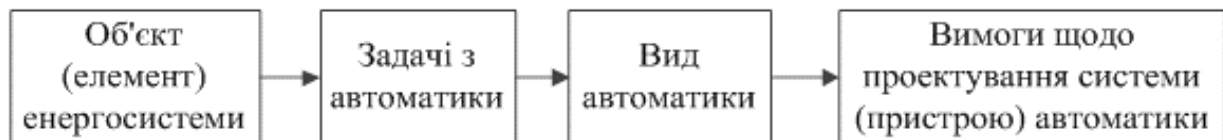


Рисунок 6.1 – Каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на проектування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

2) Для проектування системи (пристрою) автоматики елемента (об'єкту) енергосистеми (рис. 6.2).

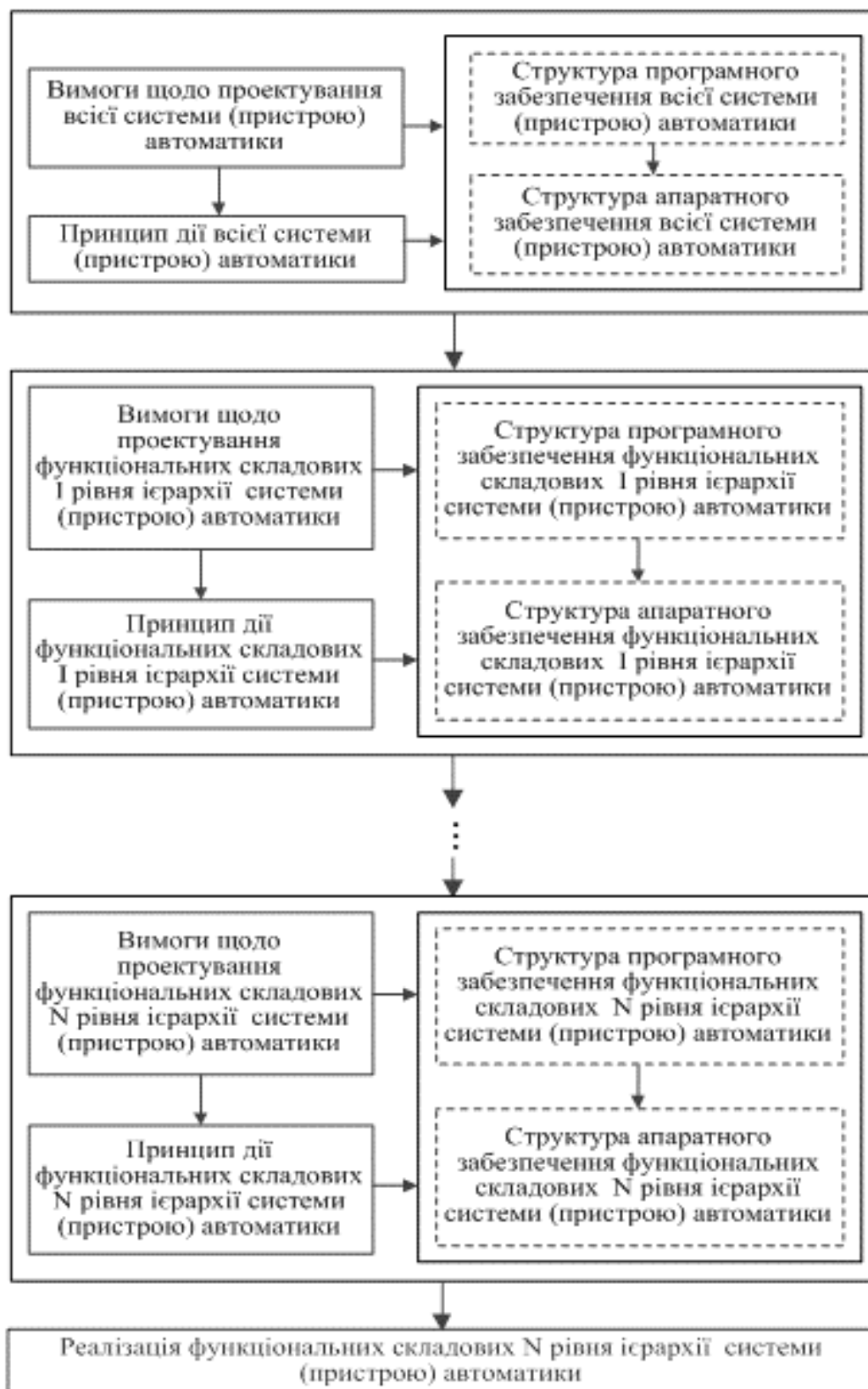


Рисунок 6.2 – Каузальний ланцюг знань при проектуванні системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

3) Для визначення показників функціонування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.3).



Рисунок 6.3 – Каузальний ланцюг знань при проектуванні реалізації та визначенні показників функціонування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

6.1.2 Розроблення проекту на пристрій ліквідації асинхронного режиму

В якості прикладу здійснимо навчальне проектування пристрою ліквідації асинхронного режиму на підставі наведених вище каузальних ланцюгів знань.

1) Розроблення завдання на проектування пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Об'єктом управління виступає електрична система, під якою розуміється умовно виділена частина електроенергетичної системи в якій генерується, передається та розподіляється електрична енергія. До ненормальних режимів електричної системи відносяться підвищення або зниження напруги й частоти, гойдання та асинхронний режим. Попри оснащення електричних систем автоматикою запобігання порушення стійкості, синхронна паралельна робота потужних електростанцій та окремих частин енергосистеми часто не зберігається, унаслідок чого настає асинхронний режим. Асинхронний режим зазвичай настає унаслідок неповної відповідності дозировки протиаварійних керуючих впливів тяжкості збурень, тобто недостатньої ефективності

автоматики запобігання порушення стійкості та автоматики запобігання неприпустимих змін режимних параметрів і навіть відмов окремих автоматичних пристроїв протиаварійного керування. Допустимий, хоча і небажаний для синхронних генераторів, асинхронний режим становить серйозну небезпеку для електричної системи. Він супроводжується періодично змінюваними зниженнями напруги, що може призвести до зниження продуктивності й зупинці обладнання власних потреб електричних станцій, і у кінцевому випадку до загальносистемної аварії. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення задач та виду протиаварійної автоматики електричної системи буде мати вигляд (рис. 6.4).

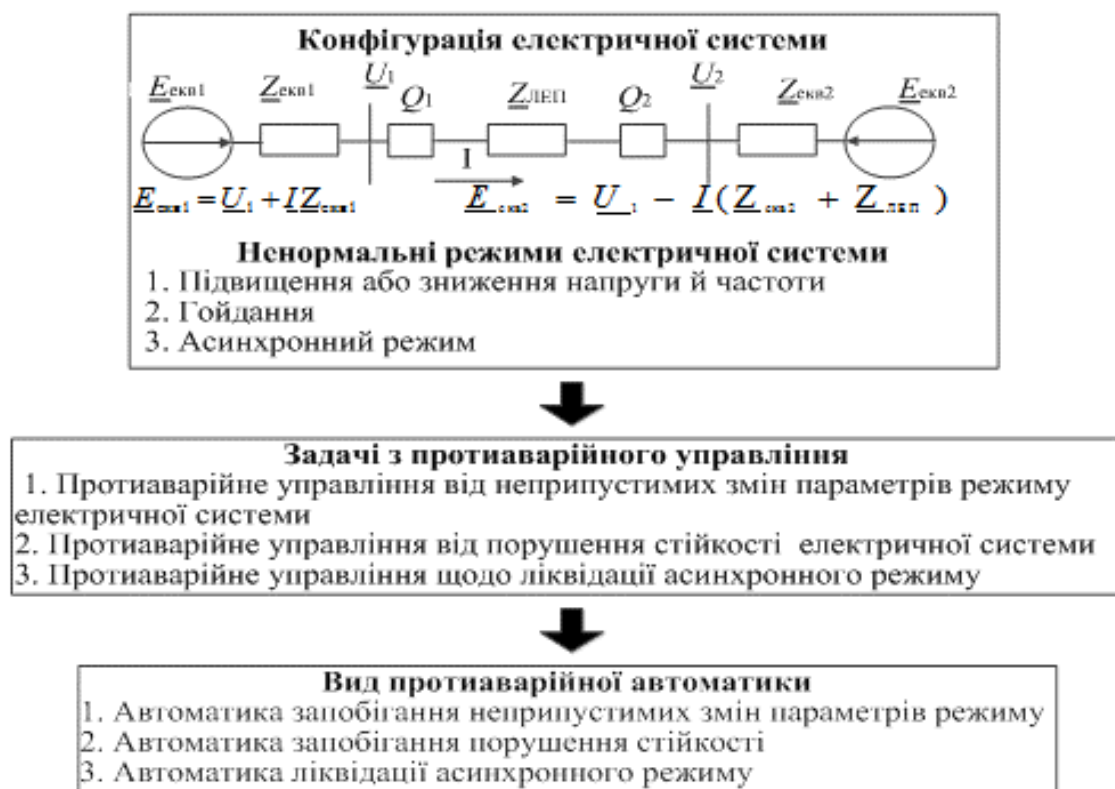


Рисунок 6.4 – Казуальний ланцюг знань з визначення задач та виду протиаварійної автоматики електричної системи

Отже, під час роботи електричних систем виникає необхідність швидкодіючого виявлення та інтенсивного протиаварійного керування щодо усунення асинхронного режиму, що може бути реалізовано автоматичним пристроєм ліквідації асинхронного режиму.

Проведемо навчальне проектування пристрою ліквідації асинхронного режиму для електричної системи, що має просту конфігурацію (рис. 1.17), і в якій допустимий короткочасний асинхронний режим. В якості заходів, що можуть бути використані при протиаварійному керуванні у наведеній електричній системі, приймемо зміну регульовальної потужності шляхом дії на регулятори швидкості генераторів та відключення лінії електропередач вимикачами Q_1 та Q_2 .

Для електричної системи, що розглядається, у разі підключення пристрою автоматики до напруги \underline{U}_1 вирази для обчислення комплексів електрорушійних сил згідно з другим законом Кірхгофа будуть мати вигляд:

$$\underline{E}_{\text{екв1}} = \underline{U}_1 + \underline{I} \cdot \underline{Z}_{\text{екв1}} \quad (6.1)$$

та

$$\underline{E}_{\text{екв2}} = \underline{U}_1 - \underline{I} \cdot (\underline{Z}_{\text{екв2}} + \underline{Z}_{\text{ЛЕП}}), \quad (6.2)$$

де: $\underline{E}_{\text{екв1}}, \underline{E}_{\text{екв2}}$ – вектори еквівалентних ЕРС генераторів частин електричної системи; $\underline{Z}_{\text{екв1}}, \underline{Z}_{\text{екв2}}$ – вектори еквівалентних повних опорів частин електричної системи; $\underline{Z}_{\text{ЛЕП}}$ – вектор повного опору ЛЕП, що об'єднує частини електричної системи; \underline{U}_1 – вектор напруги на шинах першої частини електричної системи; \underline{I} – вектор струму, що протікає між частинами електричної системи.

При коротких замиканнях, при синхронних коливаннях та інших ненормальних режимах, які супроводжуються зниженням напруги у вузлах системи, пристрій автоматики ліквідації асинхронного ходу не повинен діяти, що може бути забезпечено, наприклад, заборонаю його дії за дискретними зменшеннями напруги. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо проектування пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи буде мати вигляд (рис. 6.5).

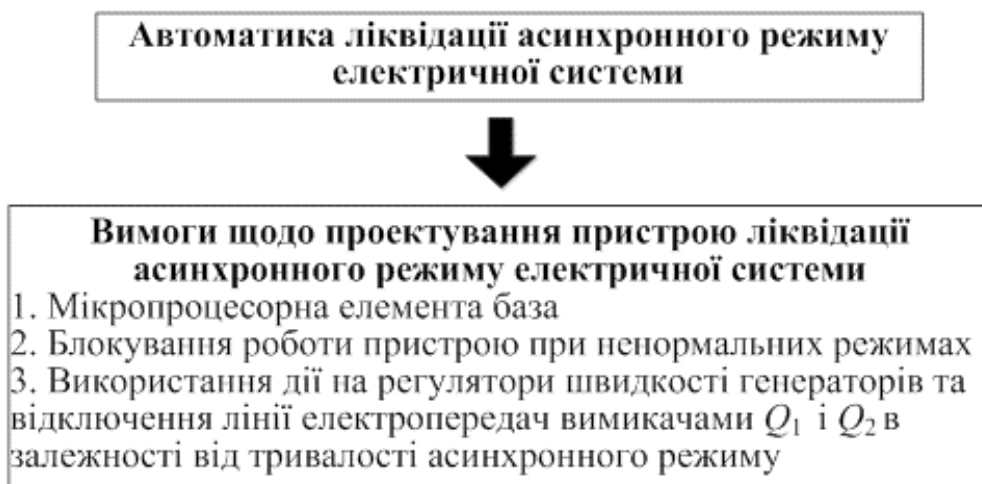


Рисунок 6.5 – Каузальний ланцюг знань між видом протиаварійної автоматики та вимогами щодо проектування пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи

2) Проектування пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

– *Проектування принципу дії та структури всього пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.*

Визначимо принцип дії пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи. У нормальному режимі еквівалентні генератори, що ввімкнені на паралельну роботу, мають однакову частоту і відповідно їх електрорушійні сили ($E_{екв1}$ та $E_{екв2}$) обертаються з однаковою кутовою швидкістю. У разі виникнення асинхронного режиму відбувається періодичне змінення кута між несинхронними електрорушійними силами від 0 до 360° з частотою ковзання, періодичне змінення напруги (U_1 та U_2) і струму (I) з частотою ковзання та періодичне змінення з подвоєною частотою ковзання активної потужності. У результаті чого в якості інформативних параметрів можна прийняти зміну кута між електрорушійними силами генератора, швидкість зміни добутків та відношень комплексних напруг та струмів, цикли асинхронного режиму та зміну фазного струму. Для даного прикладу в основу принципу дії пристрою покладемо спосіб виявлення асинхронного режиму, що заснований на обчисленні кута зсуву фаз між електрорушійними силами та циклів асинхронного режиму.

У випадку, що розглядається, в електричній системі асинхронний режим може бути допустимим короткочасно. Тому ліквідація асинхронного режиму може бути здійснена або за допомогою формування керуючих впливів на синхронний генератор, в тому числі ресинхронізація, або за допомогою ділення електричної системи на несинхронні працюючі частини. З урахуванням сказаного до принципу дії пристрою ліквідації асинхронного режиму повинна бути закладена можливість: формування керуючих впливів при виникненні ознак порушення синхронізму або на протязі першого циклу асинхронного режиму (зміна кута між електрорушійними силами двох генератора біль ніж на 360°); здійснення ресинхронізації синхронних генераторів після декількох циклів асинхронного режиму або ділення системи при асинхронному режимі тривалістю більше ніж 10-20 секунд. З урахуванням сказаного в пристрої доцільно передбачити три ступеня спрацьовування. Дія першого ступеня буде передбачена на початковій стадії розвитку асинхронного режиму з формуванням керуючих впливів на змінення швидкості обертання генератора. Другий ступінь набере чинності після двох циклів асинхронного режиму, спрацьовування якої призведе до формування додаткових керуючих впливів на зміну швидкості обертання генератора. Дія третього ступеня буде дозволена через 10 секунд після спрацьовування другого ступеня з формуванням команди на ділення системи.

Згідно з обраного принципу дії структура програмного забезпечення пристрою ліквідації асинхронного режиму буде складатися з функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів, що обумовить структуру апаратного забезпечення, а саме наявність в пристрої вимірювально-перетворювальної, обчислювальної та виконавчої частин. В такому разі каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії, структури програмного та апаратного забезпечення пристрою ліквідації асинхронного режиму буде мати вигляд (рис. 6.6).



Рисунок 6.6 – Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії, структури програмного та апаратного забезпечення пристрою ліквідації асинхронного режиму

– Розроблення завдання на проектування й проектування принципу дії та структури складових I-N рівнів ієрархії пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Розглянемо функції спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму. Згідно із загальних вимог, робота пристрою повинна блокуватися при синхронних коливаннях, коротких замиканнях та інших ненормальних режимах, а отже, пуск I-го ступеня може бути можливий за наявності дозвільного логічного сигналу на пуск ступені рис. 6.7. Пуск II-го та III-го ступенів може бути можливий за умови спрацьовування I-го та II-го ступенів відповідно.



Рисунок 6.7 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення функцій спрацьовування I-го ступеня пристрою

Спрацьовування I-го ступеня повинно відбуватися при умові $\delta > 360^\circ$ (1 цикл асинхронного ходу), спрацьовування II-го ступеня повинно відбуватися при умові $\delta > 720^\circ$ (2 цикл асинхронного ходу) (рис. 6.8), спрацьовування III-го ступеня повинно відбуватися при умові $\delta > 3600^\circ$ (більш ніж 10 секунд асинхронного ходу) (рис. 6.9). Також повинна бути передбачена можливість зміни тривалості видачі сигналів на відключення ступенів. Отже, структура програмного забезпечення функцій спрацьовування I-го, II-го та III-го ступенів буде складатися з функції пуску ступені, функції обчислення кута зсуву фаз ступені, функції дозволу на спрацьовування ступені, функції зміни тривалості видачі сигналу відключення ступеня, функції обчислення ковзання, функції формування вихідних сигналів щодо спрацьовування ступені.

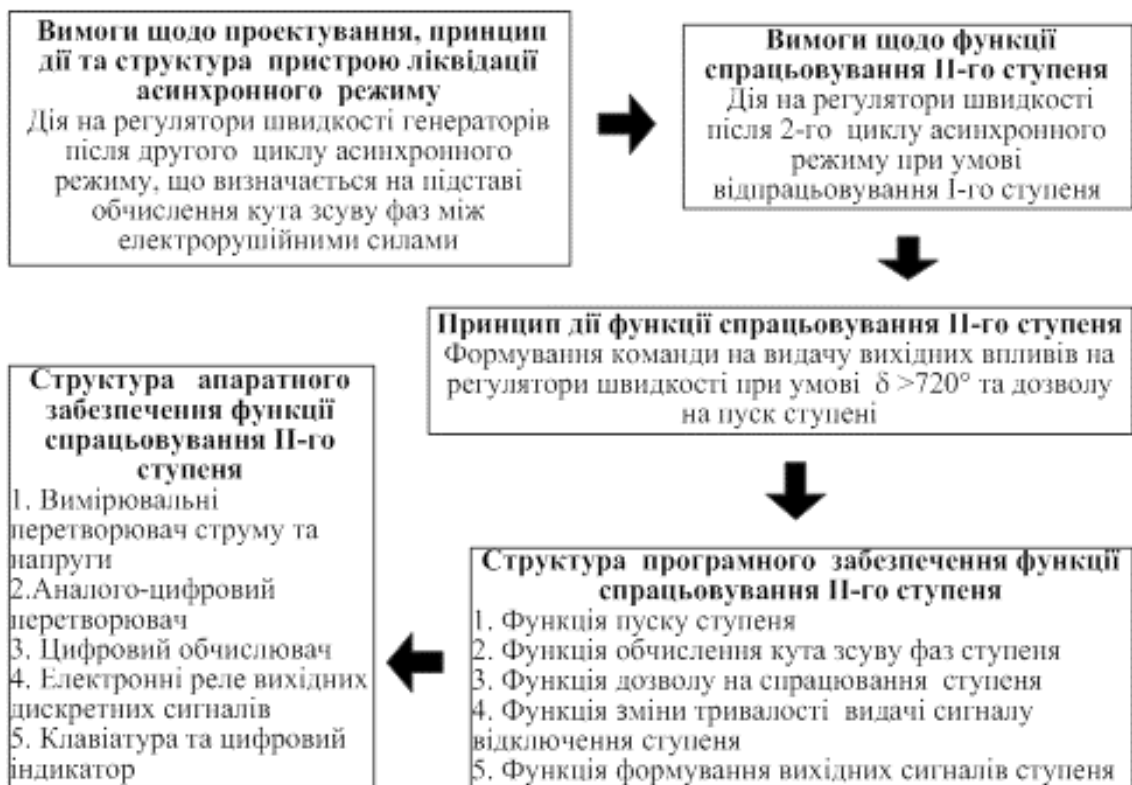


Рисунок 6.8 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення функції спрацьовування II-го ступеня пристрою

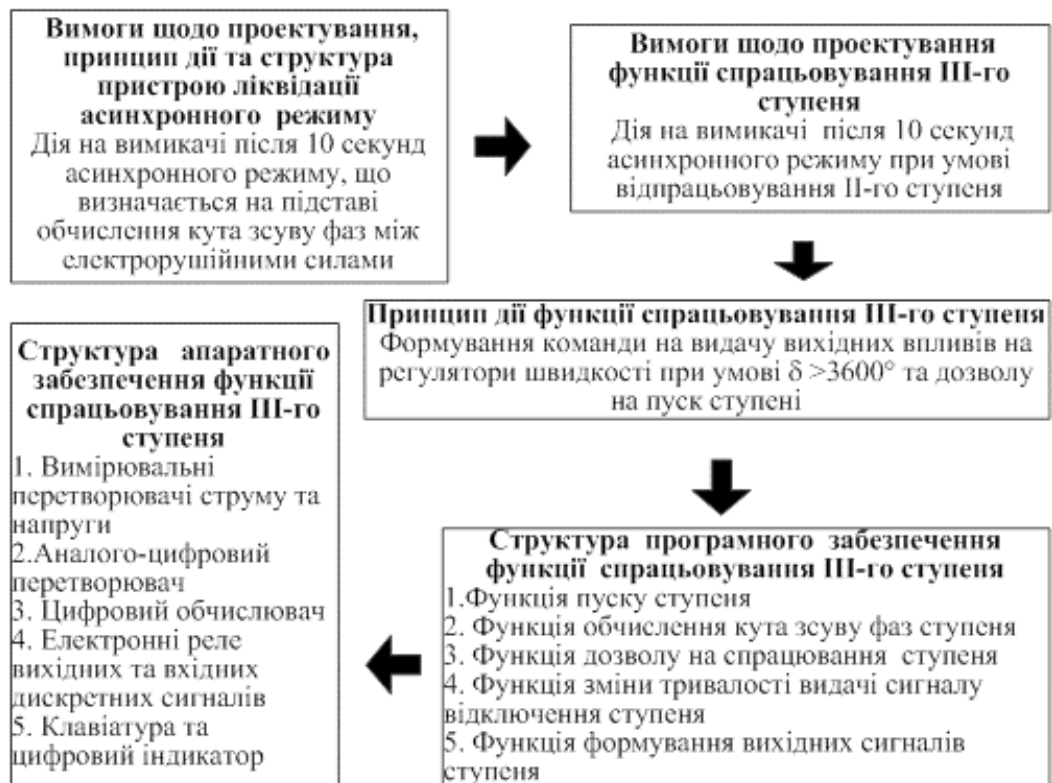


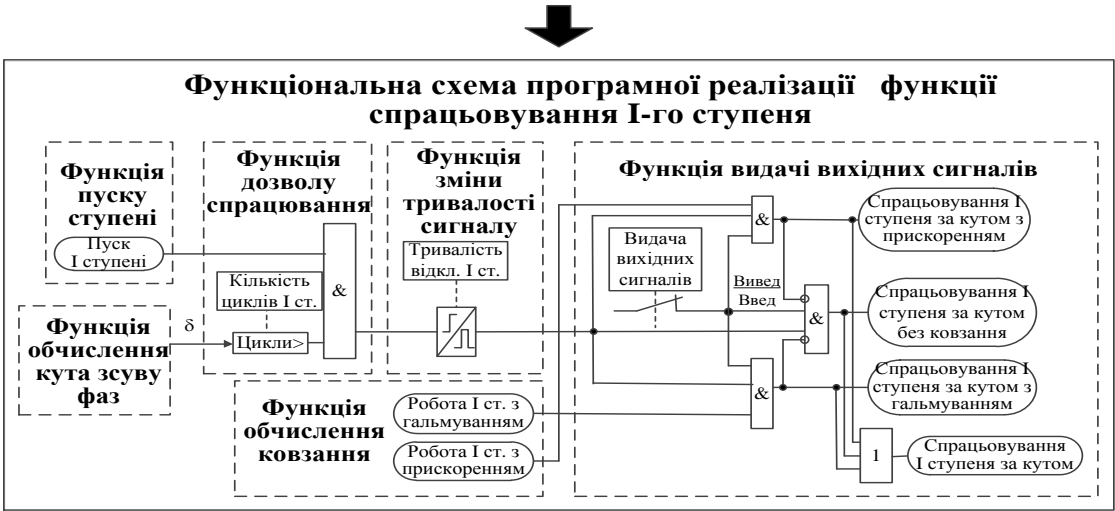
Рисунок 6.9 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення функції спрацьовування III-го ступеня пристрою

Структура апаратного забезпечення функції спрацьовування I-го, II-го та III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму, враховуючи структуру програмного забезпечення, повинна складатися з вимірювальних перетворювачів струму та напруги, аналого-цифрового перетворювача, цифрового обчислювача, електронних реле вихідних та вхідних дискретних сигналів, цифрового індикатора та клавіатури.

3) Проектування реалізації й визначення показників функціонування складових N-I рівнів ієрархії та всього пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Спроектуюмо програмну та апаратну реалізацію функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму. Функція дозволу на спрацьовування ступеня повинна передбачати контроль циклів асинхронного режиму та контроль команди щодо пуску ступені, виконання яких можливо реалізувати за допомогою логічного елемента «І» (&). У разі відсутності забороняючих сигналів на логічному елементі формується сигнал дозволу спрацьовування ступеня. Далі повинна формуватися тривалість видачі сигналу відключення ступеня за допомогою відповідної функції. Через те, що асинхронний режим для генераторів станції може супроводжуватися негативним або позитивними ковзанням (функція обчислення ковзання), в функції формування вихідних сигналів повинна бути передбачена можливість формування прискорювального керуючого вихідного логічного сигналу, гальмівного керуючого вихідного логічного сигналу та логічного сигналу, що відповідає відсутності ковзання, а також вихідного логічного сигналу «спрацьовування ступеня за кутом». З урахуванням визначеної реалізації програмного забезпечення функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму параметрами настроювання є кількість циклів асинхронного режиму ступеня, тривалість видачі сигналу відключення ступеня, видача вихідних сигналів щодо спрацьовування ступеня. З урахуванням сказаного каузальні ланцюги знань з визначення функціональної схеми програмної реалізації та параметрів настроювання функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму відповідно будуть мати вигляд (рис. 6.10-6.12).

Вимоги, принцип дії, структура програмного забезпечення функції спрацювання I-го ступеня

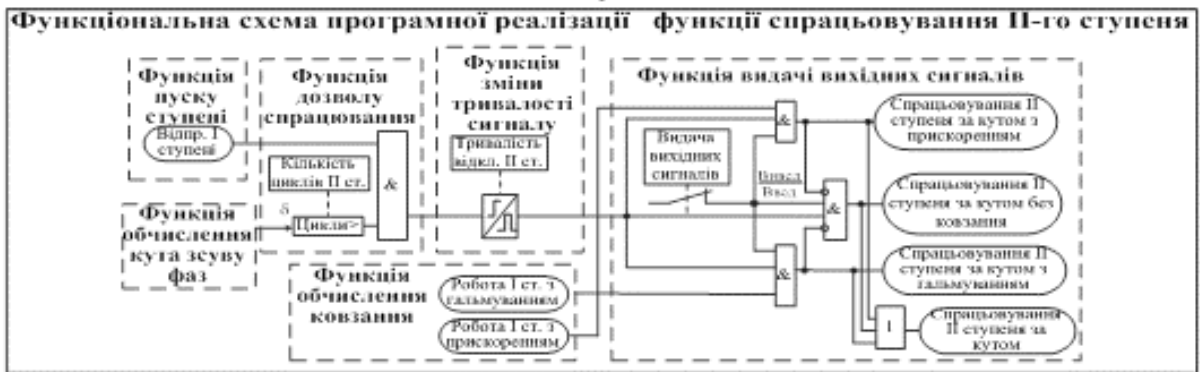


Параметри налаштування функції спрацювання I-го ступеня

1. Кількість циклів асинхронного режиму для I-го ступеня
2. Тривалість видачі сигналу відключення I-го ступеня
3. Видача вихідних сигналів щодо спрацювання I-го ступеня

Рисунок 6.10 – Каузальний ланцюг знань з визначення функціональної схеми програмної реалізації та параметрів налаштування функції спрацювання I-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму

Вимоги, принцип дії, структура програмного забезпечення функції спрацювання II-го ступеня



Параметри налаштування функції спрацювання II-го ступеня

1. Кількість циклів асинхронного режиму для II-го ступеня
2. Тривалість видачі сигналу відключення II-го ступеня
3. Видача вихідних сигналів щодо спрацювання II-го ступеня

Рисунок 6.11 – Каузальний ланцюг знань з визначення функціональної схеми програмної реалізації та параметрів налаштування функції спрацювання II-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму



Рисунок 6.12 – Каузальний ланцюг знань з визначення функціональної схеми програмної реалізації та параметрів налаштування функції спрацювання III-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму

Визначимо реалізацію апаратного забезпечення функцій спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму, що буде складатися з апаратної реалізації функцій, що входять до її складу. Функції пуску ступеня та обчислення кута зсуву фаз передбачають наявність вимірювальних перетворювачів струму та напруги, аналого-цифрового перетворювача та цифрового обчислювача. В якості апаратної реалізації функцій дозволу спрацювання та зміни тривалості сигналу буде виступати цифровий обчислювач. Структура апаратного забезпечення функції формування вихідних сигналів передбачає наявність цифрового обчислювача та електронних реле вихідних і вхідних дискретних сигналів. Отже, цифровий обчислювач буде представляти обчислювальну частину (ОЧ). Цифровий обчислювач для мікропроцесорних пристроїв зазвичай складається з центрального процесора (ЦП), запам'ятовувального пристрою (ЗП), елементів оптичної розв'язки різних каналів зв'язку (RS-485-opto, RS-232-opto), системної шини. Для виконавчої частини в даному випадку характерні реле дискретних виходів (РДВ), реле дискретних входів (РДВх), цифровий індикатор (ЦІ) та клавіатура (К). Вимірювально-перетворювальна частина складається з вимірювального перетворювача струму та напруги (ВПСН) та аналого-цифрового перетворювача (АЦП).

Технічні параметри функцій спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму, що залежать від її апаратної реалізації будуть обумовлюватись характеристиками електронних

комплектуючих, що використані при реалізації функцій, в даному випадку швидкість та надійність функції спрацьовування. З урахування сказаного засіб каузального навчання щодо формування знань з визначення функціональної схеми апаратної реалізації та параметрів настроювання функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму буде мати вигляд (рис. 6.13).

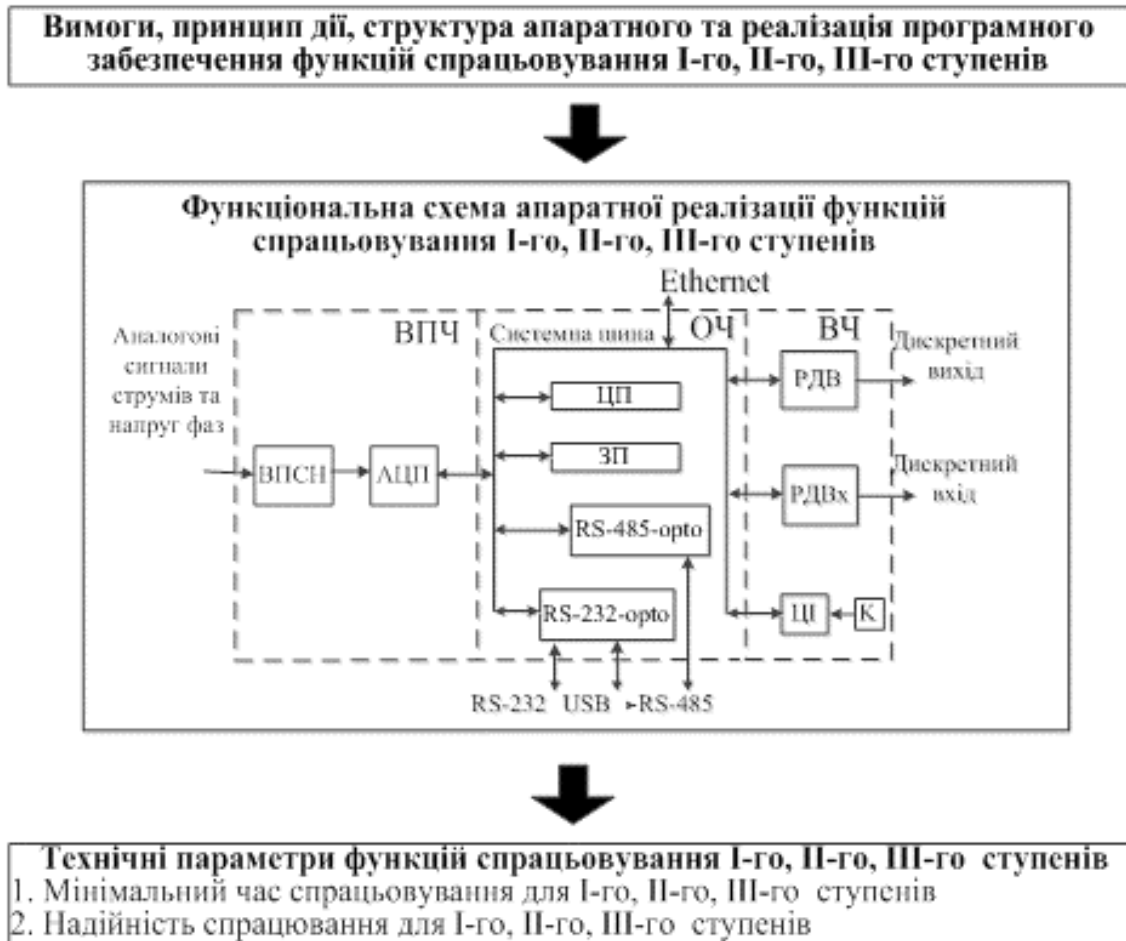


Рисунок 6.13 – Каузальний ланцюг знань з визначення функціональної схеми апаратної реалізації та технічних параметрів функції спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою ліквідації асинхронного режиму

Програмна та апаратна реалізація, а також параметри функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів визначають інтегральні параметри пристрою ліквідації асинхронного режиму (рис. 6.14).

**Програмна й апаратна реалізація та параметри функцій
спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів**



Параметри пристрою ліквідації асинхронного режиму	
Параметри налаштування 1. Кількість циклів асинхронного режиму для I-го, II-го, III-го ступенів 2. Тривалість видачі сигналу відключення I-го, II-го, III-го ступенів 3. Видача вихідних сигналів щодо спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів	Технічні параметри 1. Мінімальний час спрацювання для I-го, II-го, III-го ступенів 2. Надійність спрацювання для I-го, II-го, III-го ступенів

Рисунок 6.14 – Каузальний ланцюг знань з визначення параметрів пристрою ліквідації асинхронного режиму

6.2 Експлуатаційні задачі з протиаварійної автоматики

6.2.1 Типові експлуатаційні задачі

Експлуатаційна діяльність інженерів з автоматики енергосистем передбачає проведення наступних видів робіт:

- проведення робіт з технічної перевірки систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- проведення робіт з виявлення та усунення причин некоректної роботи систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- ведення технічної документації на системи (пристрої) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Роботи з технічної перевірки систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми проводять з метою: налагодження, що складається з сукупності операцій щодо регулювання, налаштування, підготовки, включення та забезпечення нормальної роботи в заданих умовах; прийому в експлуатацію, що в загальному випадку складається з перевірки відповідності проектам змонтованого обладнання, результатів випробувань і комплексного обстеження, підготовленості до нормальної експлуатації, якості монтажних робіт; технічного обслуговування, що пов'язано з контролем виконання усіх вимог їх використання, спостереженням за справним станом, проведенням оглядів, контролем за дотриманням правил технічної експлуатації, інструкцій заводів-виробників та місцевих інструкцій, усуненням дрібних несправностей, що не вимагають відмикання обладнання, регулюванням, чищенням, продувкою і змащуванням тощо; підвищення рівня експлуатації, оптимізації використання, вдосконалення, модернізації та розроблення нових програмних та технічних засобів систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Роботи з технічної перевірки систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми передбачають виконання наступних типових професійних задач:

- розроблення завдання на технічну перевірку систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- перевірка технічного стану систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- визначення показників функціонування систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Проведення робіт з виявлення та усунення причин некоректної роботи систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми пов'язано з типовими професійними задачами щодо:

- зовнішнього та внутрішнього огляду,
- перевірки кіл зв'язку,
- заміни дефектних елементів,
- усунення несправностей в схемах підключення,
- налаштування систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми тощо.

Задачами при веденні технічної документації є запис до журналу проведених робіт, паспортів на системи (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Експлуатаційні задачі інженерів з автоматики енергосистем, що насамперед пов'язані з проведенням технічної перевірки систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми, вимагають від працівника встановлення каузальних ланцюгів знань, а саме:

1) Для розроблення завдання на технічну перевірку системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.15).

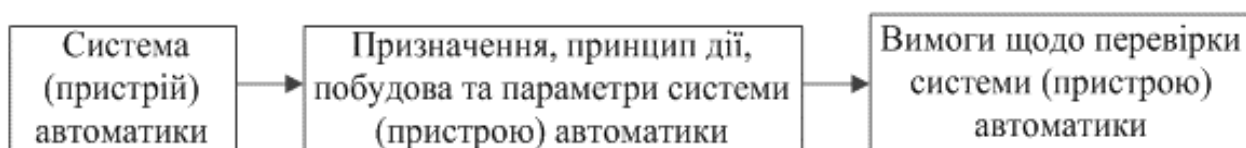


Рисунок 6.15 – Казуальний ланцюг знань при розробленні завдання на технічну перевірку системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

2) Для перевірки технічного стану всієї системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.16).



Рисунок 6.16 – Каузальний ланцюг знань при перевірці технічного стану всієї системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

Для розроблення завдання на технічну перевірку, перевірки технічного стану та встановлення показників функціонування складових системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.17, 6.18).

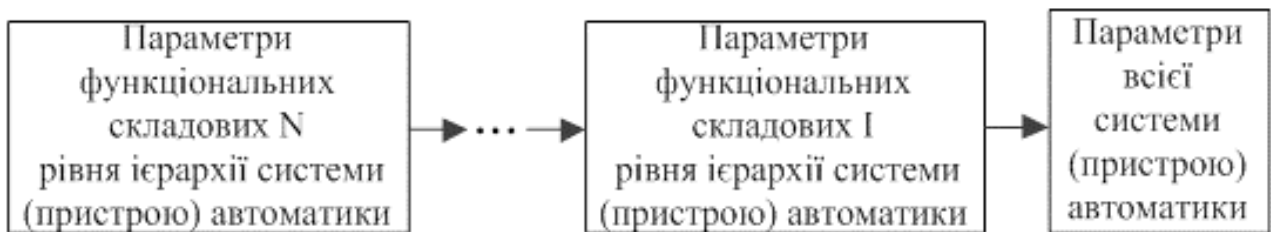


Рисунок 6.17 – Каузальний ланцюг знань при встановлення показників функціонування всієї системи (пристрою) втоматики об'єкту (елементу) енергосистеми



Рисунок 6.18 – Каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на технічну перевірку, перевірки технічного стану та встановлення показників функціонування складових I-N рівнів ієрархії системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

6.2.2 Технічна перевірка пристрою ліквідації асинхронного режиму

В якості прикладу здійснимо навчальну технічну перевірку пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи *ALAR03*.

1) Розроблення завдання на технічну перевірку пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Пристрій ліквідації асинхронного режиму електричної системи призначений для використання в електромережах змінного струму з частотою 50 Гц в якості мікропроцесорного пристрою протиаварійної автоматики електричної системи.

Для здійснення технічної перевірки пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи перш за все необхідно вивчення структурної схеми, схеми зовнішніх підключень, габаритно-інсталяційного креслення (рис. 6.19, 6.20) та технічних характеристик пристрою (табл. 6.1, 6.2).

До принципу дії пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи відноситься ліквідація асинхронного режиму, захист від не повно фазного режиму, контроль ланцюгів напруги за симетричними параметрами.

На рис. 6.21 прийняті наступні позначення: ЦП – центральний процесор, *LCD* – матричний рідкокристалічний індикатор, КР – клавіатура, АЦП – аналого-цифровий перетворювач, ПСН – перетворювач сигналів напруги, ПСТ – перетворювач сигналів струму, ЕНЗУ – енергонезалежний запам'ятовуючий пристрій, ФМ – формувач магістралі, БЕК – блок гальванічно розв'язаних силових електронних комутаторів та реле, *DO* – блок гальванічно розв'язаних силових електронних комутаторів дискретних вихідних сигналів, *DI* – блок гальванічно розв'язаних дискретних вхідних сигналів, *RS232-opto* – елемент оптичної розв'язки каналів *RS-232* та *USB*, *RS485-opto* – перетворювач *RS-232* в *RS-485*.

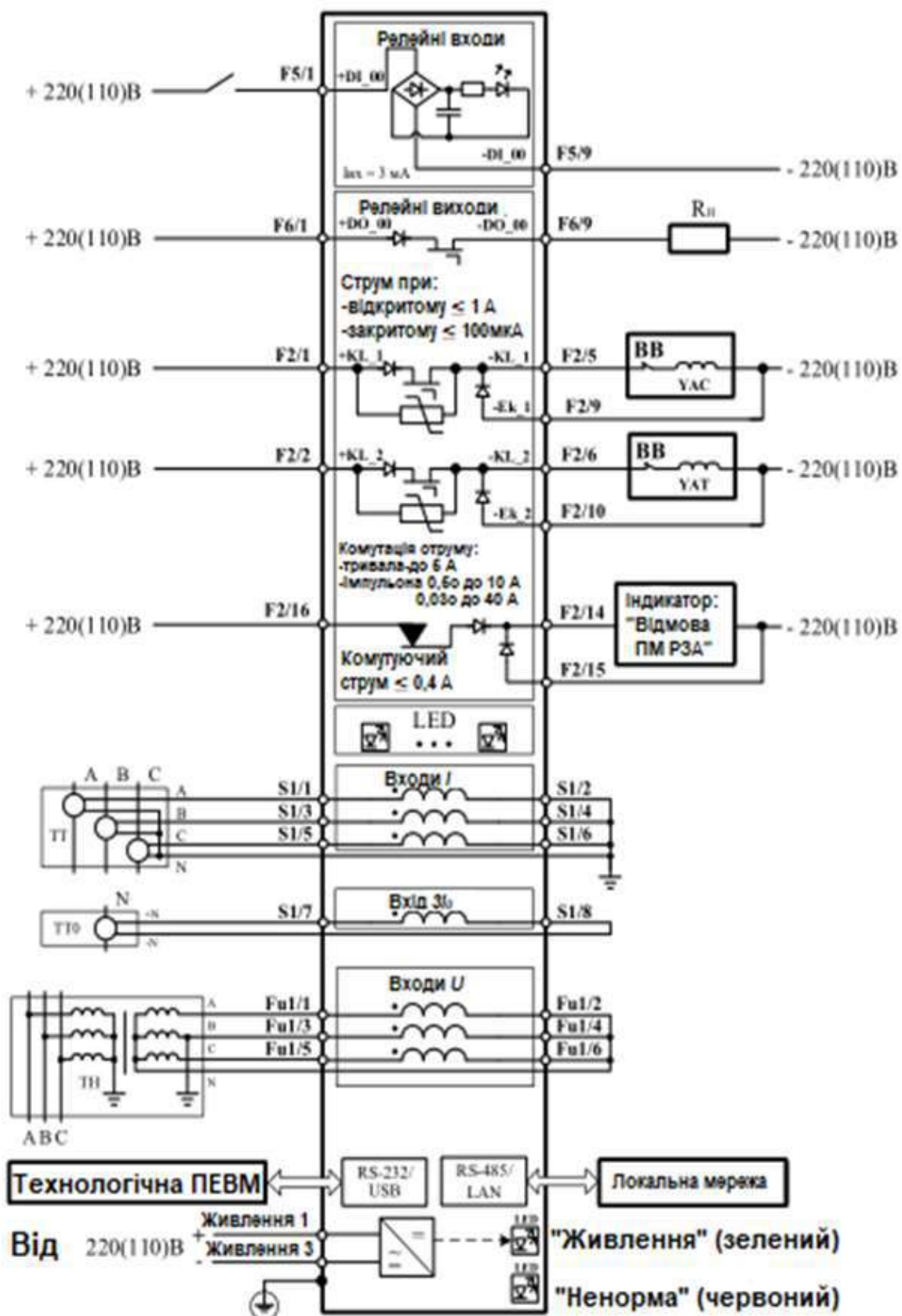
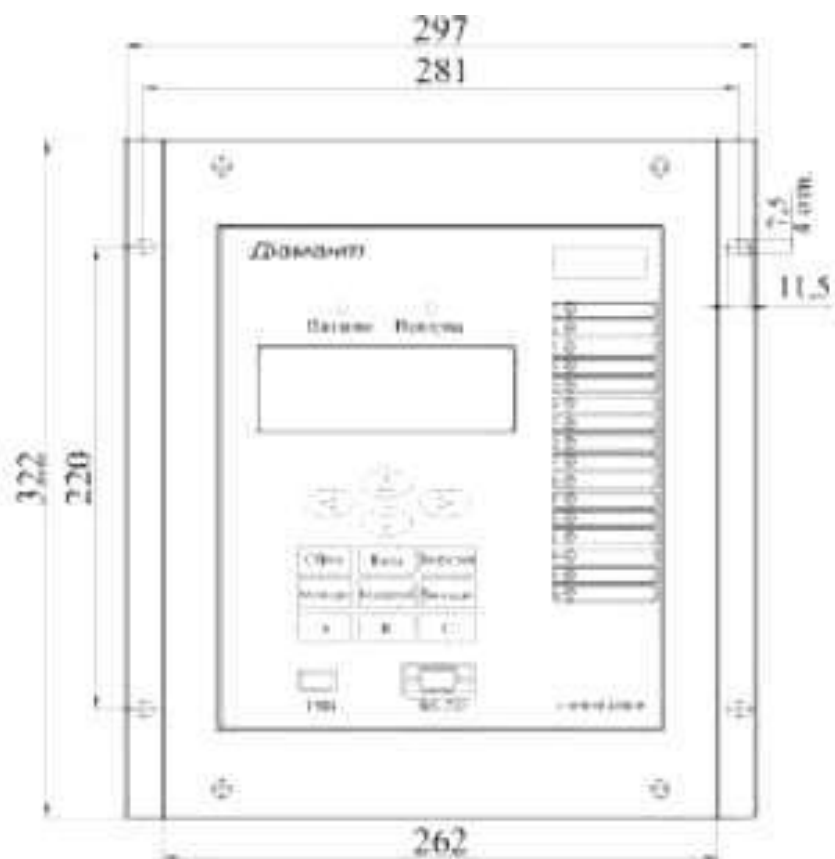


Рисунок 6.19 – Схема зовнішніх підключень пристрою ліквідації асинхронного режиму



A

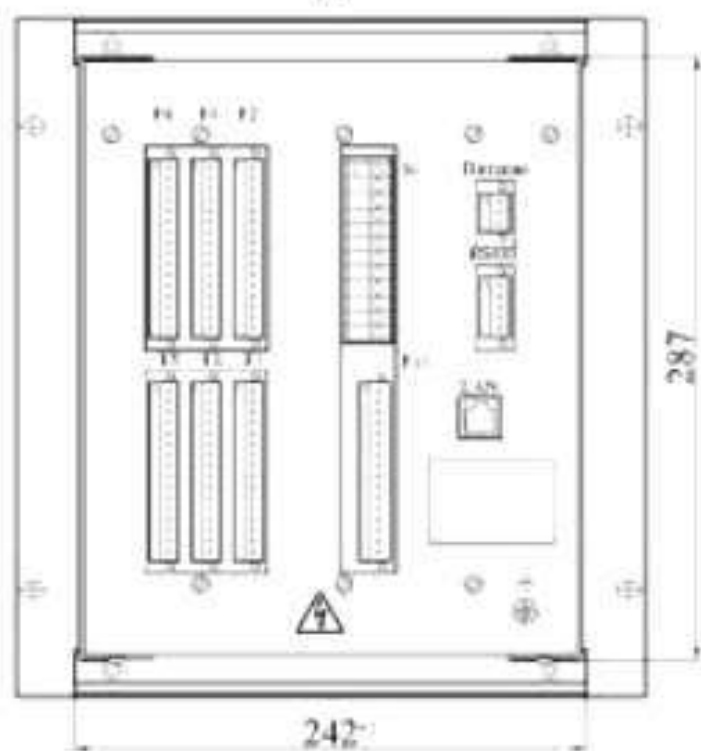


Рисунок 6.20 – Габаритно-інсталяційне креслення пристрою ліквідації асинхронного режиму

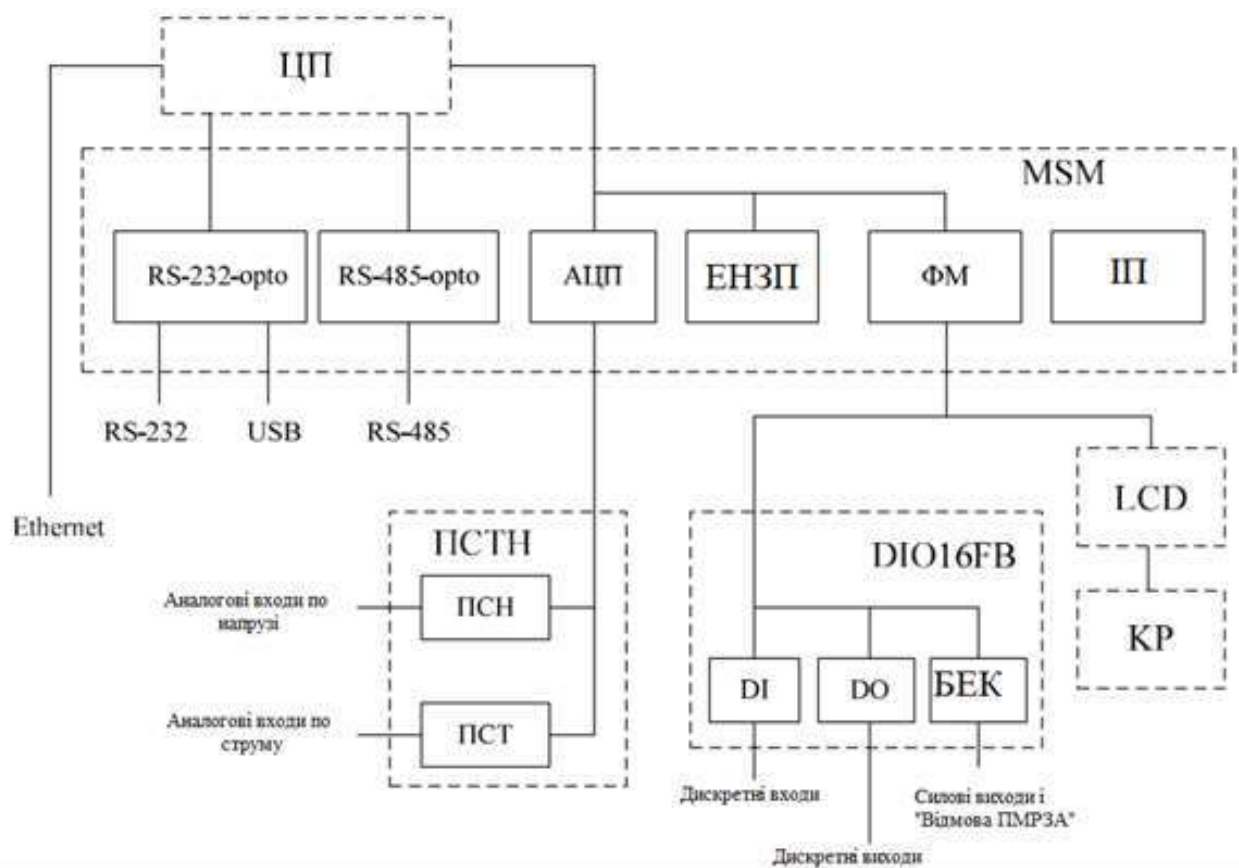


Рисунок 6.21 – Структурна схема пристрою ліквідації асинхронного режиму

Основні технічні дані і характеристики ПМ РЗА наведені в таблицях 6.1, 6.2.

Таблиця 6.1 – Технічні характеристики пристрою ліквідації асинхронного режиму

Найменування	Номінальне значення	Робочий діапазон	Примітка
1	2	3	4
Контрольований змінний фазний струм I_n , А	1(5)	$40(30)I_n$	4 входи
Споживана потужність по струмовому вході, ВА, не більше	0,05		При $I = I_n$
Контрольована змінна напруга U_n , В	100	$2,5U_n$	3 входи
Споживана потужність по вході напруги, ВА, не більше	0,5		При $U = U_n$
Частота змінного струму/напруги F_n , Гц	50	$(0,9-1,1)F_n$	
Напруга живлення змінного, постійного або випрямленого оперативного струму U_p , В	220(110)*)	$(0,8-1,1)U_p$	
Споживана потужність, Вт, не більше	30		
Пульсація в ланцюгу живлення, В, не більше	$0,02U_p$	$0,12U_p$	
Провали до нуля напруги в ланцюгу живлення, мс, не більше	100		Норма функціонування
Розміри, мм			
- висота	322		
- ширина	297		
- глибина	253		
Маса, кг, не більше	12		
*) – номінальна напруга оперативного струму ПМ РЗА що враховується при заказі і вказується в опитувальному листі			

Таблиця 6.2 – Параметри дискретних входів і виходів пристрою ліквідації асинхронного режиму

Найменування параметру	Значення	Діапазон
1	2	3
Кількість оптоізольованих дискретних входів, шт Напруга дискретних входів, В Напруга надійного спрацьовування, В Напруга надійного не спрацьовування, В	16 =220(110)*) 	0-242 (0-121) 145-242 (87-121) 0-132 (0-67)
Кількість вихідних твердотілих реле, шт Напруга дискретних входів, В Комутуючих струм, А - тривало - короткочасно до 0,25 с	16 =220(110) 1 10	24-242
Кількість твердотілих реле силових виходів, шт Напруга дискретних силових виходів, В Комутуючий струм, А - тривало - короткочасно до 0,5 с до 0,03 с	4 =220(110) до 5 до 10 до 40	24-242
Комутаційна здатність при активно-індуктивному навантаженні с постійною часу $L/R=40$ мс, А, не більше - на замикання - розмикання	5 5	
Вихідний дискретний сигнал «Відмова ПМ РЗА»: - тип контакту - комутуюча напруга постійного струму, В, не більше - комутуючий струм, А, не більше	нормально замкнутий 242 0,4	

*) – в дужках приведені параметри для напруги 110 В

Програмна та апаратна реалізація функціональних складових обумовлюють певні параметри та характеристики пристрою. Згідно із зазначеними функціями та побудовою пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи, контрольованими параметрами виступають струм з чотирма входами та напруга з трьома входами, до експлуатаційних параметрів відносяться уставки та настройки функцій автоматики та захисту. Параметрами дискретних виходів виступають 16 виходів з постійною напругою 220 В та тривало комутованим струмом до 1 А, параметрами дискретних входів є 16 входів з постійною напругою, параметрами силових виходів – 4 виходи з постійною напругою 220 В та тривало комутованим струмом до 5 А.

Вище названі параметри є параметрами, що потребують перевірки, з урахуванням цього каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи має вигляд (рис. 6.22).

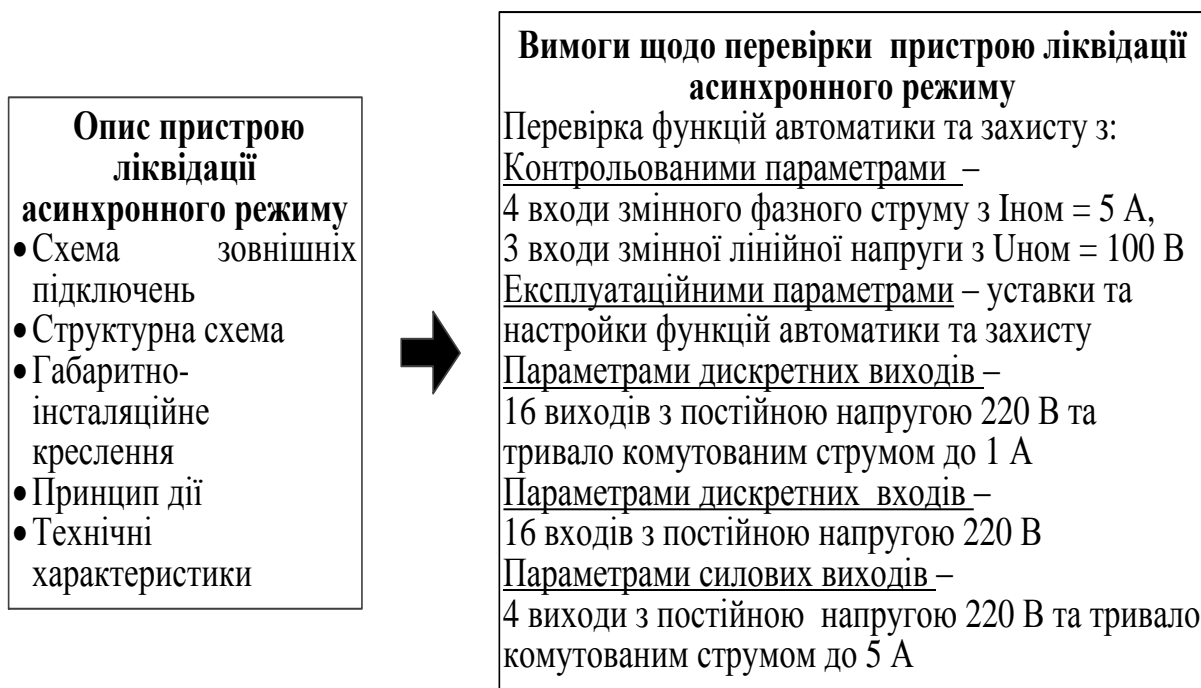


Рисунок 6.22 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки пристрою ліквідації асинхронного режиму

2) Перевірка технічного стану всього пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Згідно із загальних вимог щодо перевірки пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи до функцій автоматики, які треба перевірити відносяться: ліквідація асинхронного режиму за опором та ліквідація асинхронного режиму за кутом.

Апаратна реалізація зазначених функцій автоматики згідно із загальної побудови пристрою забезпечується вимірювальним перетворювачем струму та напруги (ВПСН), аналого-цифровим перетворювачем (АЦП), обчислювальною частиною (ОЧ), комплектом вихідних реле (КВР), контактними колодками - роз'ємами ($S1, Fu1, F1, F2, F3, F4, F5, F6$). Отже, на даному етапі каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії та побудови функцій ліквідації асинхронного режиму пристрою має вигляд (рис. 6.23).

Аналогічним чином можна визначити принцип дії та побудову функцій захисту від неповнофазного режиму та контролю ланцюгів напруги за симетричними параметрами.



Рисунок 6.23 – Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії та побудови функцій ліквідації асинхронного режиму пристрою

3) Розроблення завдання на технічну перевірку, перевірка технічного стану та встановлення показників функціонування складових пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

В якості прикладу здійснимо перевірку функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристрої, що розглядається.

Згідно із загальних вимог щодо функції ліквідації асинхронного режиму за кутом контрольованим параметром виступає кут зсуву фаз між електрорушійними силами частин електричної системи. А, отже, принципом дії зазначеної функції буде виступати виявлення та ліквідація асинхронного режиму на підставі обчислення кута зсуву фаз за допомогою трьох ступенів спрацьовування. На підставі закладеного принципу дії програмна реалізація функції ліквідації асинхронного режиму буде складатися з функції спрацьовування I-го ступеня, функцій спрацьовування II-го, функції спрацьовування III-го ступеня.

Відповідно до схеми зовнішніх підключень пристрою ліквідації асинхронного режиму до роз'ємів $S1/1-S1/2$, $S1/3-S1/4$, $S1/5-S1/6$ вимірювального перетворювача струму та напруги повинні підключатися вторинні обмотки трансформаторів струму, що встановлені на початку лінії електропередач електричної системи. Відповідно до роз'ємів $Fu1/1-Fu1/2$, $Fu1/3-Fu1/4$, $Fu1/5-Fu1/6$ вимірювального перетворювача струму та напруги повинні підключатися вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів напруги, що встановлені на початку лінії електропередач електричної системи. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії та побудови функції ліквідації асинхронного режиму за кутом буде мати вигляд, що наведений на рис. 6.24.

Отже, для перевірки параметрів функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів необхідно до вказаних роз'ємів під'єднати трифазне джерело змінного струму, діюче значення якого не повинно перевищувати 5А. Вихідними ланцюгами пристрою ліквідації асинхронного режиму є дискретні слабкострумові та силові сигнали, а, отже для їх виміру потрібно до відповідних роз'ємів під'єднати контрольно-перевірочну апаратуру.

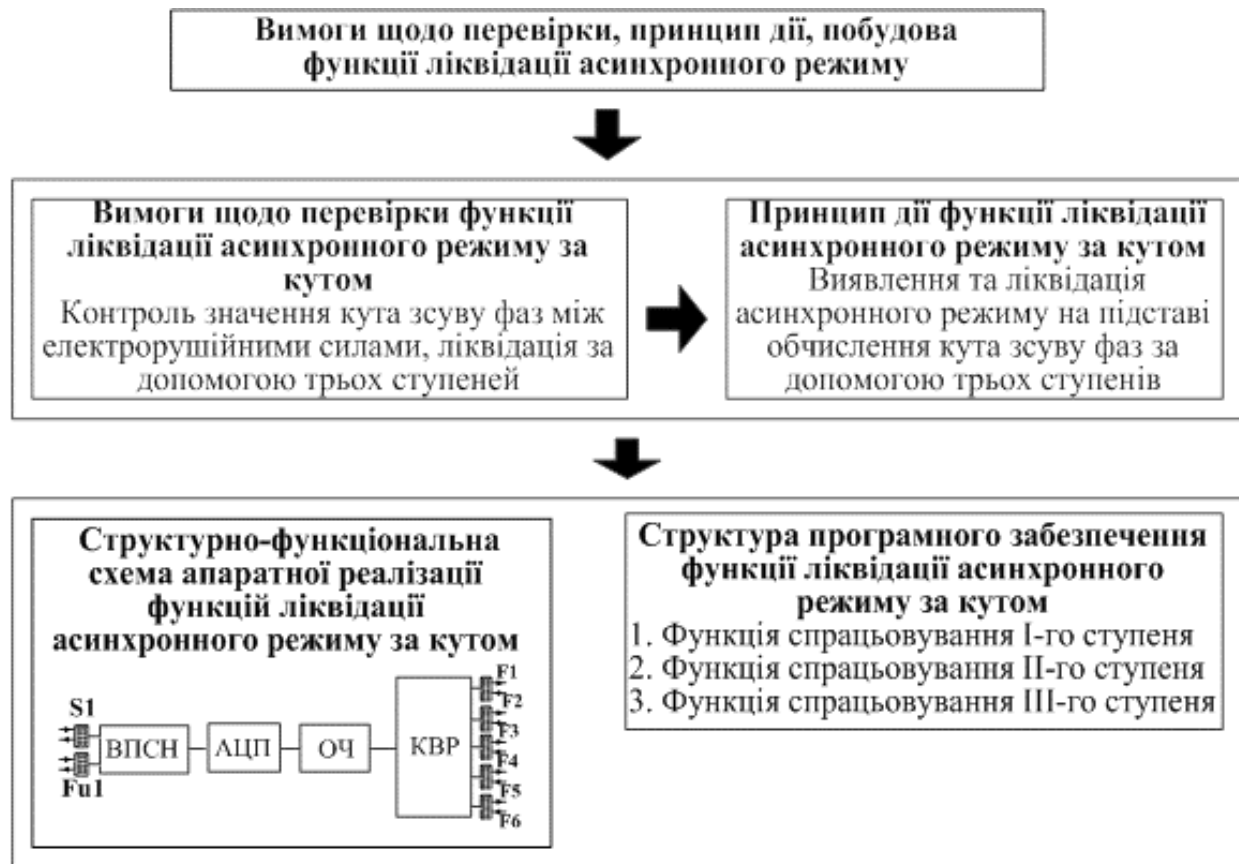


Рисунок 6.24 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії та побудови функції ліквідації асинхронного режиму за кутом

Згідно із функціональної схеми програмної реалізації функції спрацьовування I-го ступеня, структурної схеми та схеми зовнішніх підключень пристрою ліквідації асинхронного режиму визначимо ланцюги дискретних слабкострумових та силових сигналів, на виводах яких повинен з'являтися сигнал при введенні в роботу I-го ступеня: роз'єм F6/8-F6/16 – дискретний сигнал спрацьовування I-го ступеня з прискоренням (логічний вихід 19), з гальмуванням (логічний вихід 20), без ковзання (логічний вихід 21); роз'єм F2 контакт 1, 5, 9 – силовий сигнал спрацьовування з прискоренням та контакт 3, 7, 11 – силовий сигнал спрацьовування з гальмуванням.

Згідно із функціональної схеми програмної реалізації функції спрацьовування II-го ступеня, структурної схеми та схеми зовнішніх підключень пристрою ліквідації асинхронного режиму визначимо ланцюги, дискретних слабкострумових та силових сигналів, на виводах яких повинен

з'являтися сигнал при введенні в роботу II-го ступеня: роз'єм $F6/8-F6/16$ – дискретний сигнал спрацьовування II-го ступеня з прискоренням (логічний вихід 19), з гальмуванням (логічний вихід 20), без ковзання (логічний вихід 21); роз'єм $F2$ контакт 1, 5, 9 – силовий сигнал спрацьовування з прискоренням та контакт 3, 7, 11 – силовий сигнал спрацьовування з гальмуванням.

Згідно із функціональної схеми програмної реалізації функції спрацьовування III-го ступеня, структурної схеми та схеми зовнішніх підключень приладового модуля автоматики ліквідації асинхронного режиму визначимо ланцюги, дискретних слабкострумів та силових сигналів, на виводах яких повинен з'являтися сигнал при введенні в роботу III-го ступеня: роз'єм $F6/8-F6/16$ – дискретний сигнал спрацьовування III-го ступеня з прискоренням (логічний вихід 19), з гальмуванням (логічний вихід 20), без ковзання (логічний вихід 21); роз'єм $F2$ контакт 1, 5, 9 – силовий сигнал спрацьовування з прискоренням та контакт 3, 7, 11 – силовий сигнал спрацьовування з гальмуванням.

У разі справності пристрою при певних значеннях контрольованого параметра та параметрів налаштування (експлуатаційні параметри) значення сигналу в кожному ланцюзі повинно дорівнювати 220 В постійного струму. З урахування сказаного каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії та побудови, параметрів функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступеня мають вигляд, що наведений на рис. 6.25 - 6.30.

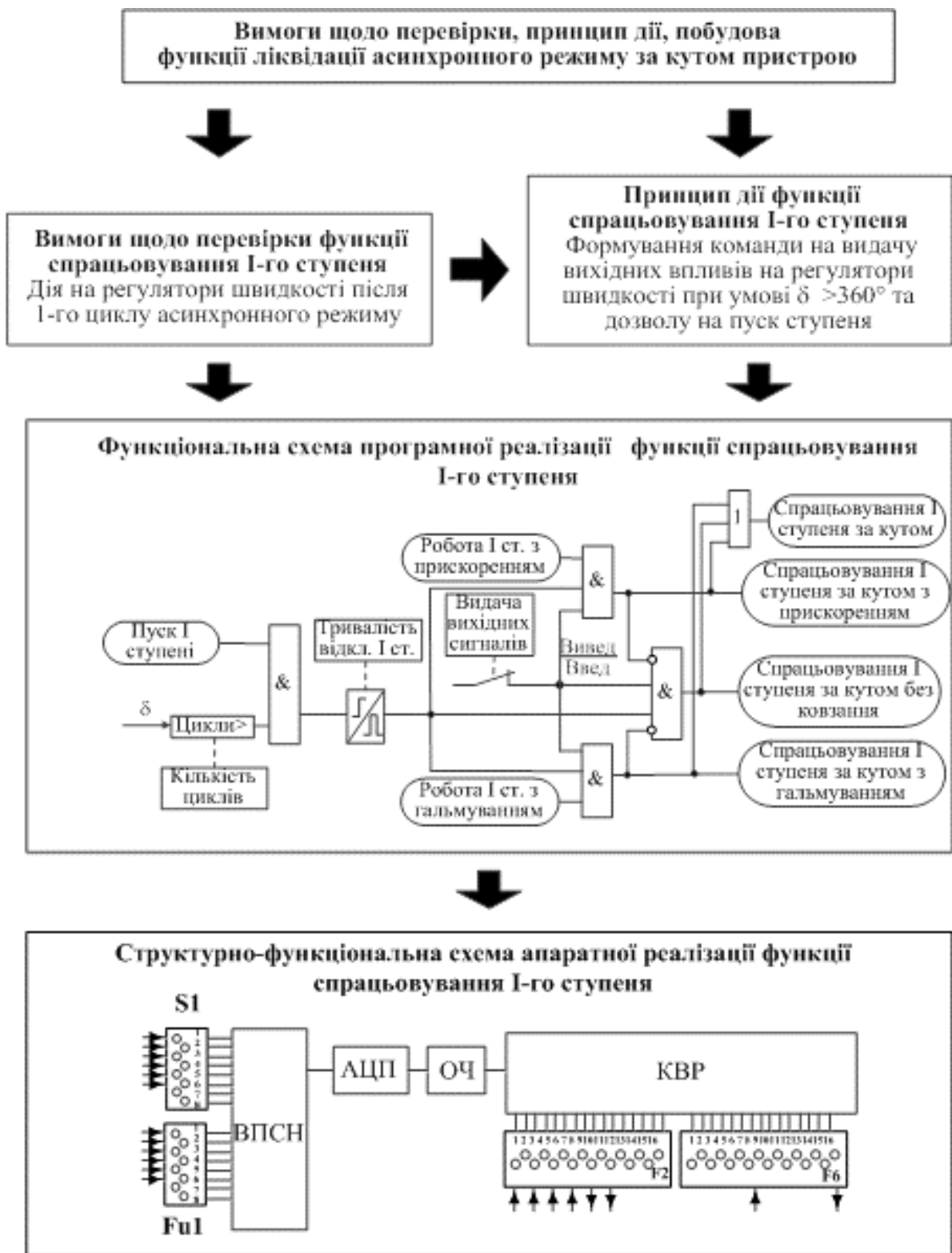


Рисунок 6.25 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії та побудови функції спрацювання I-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму

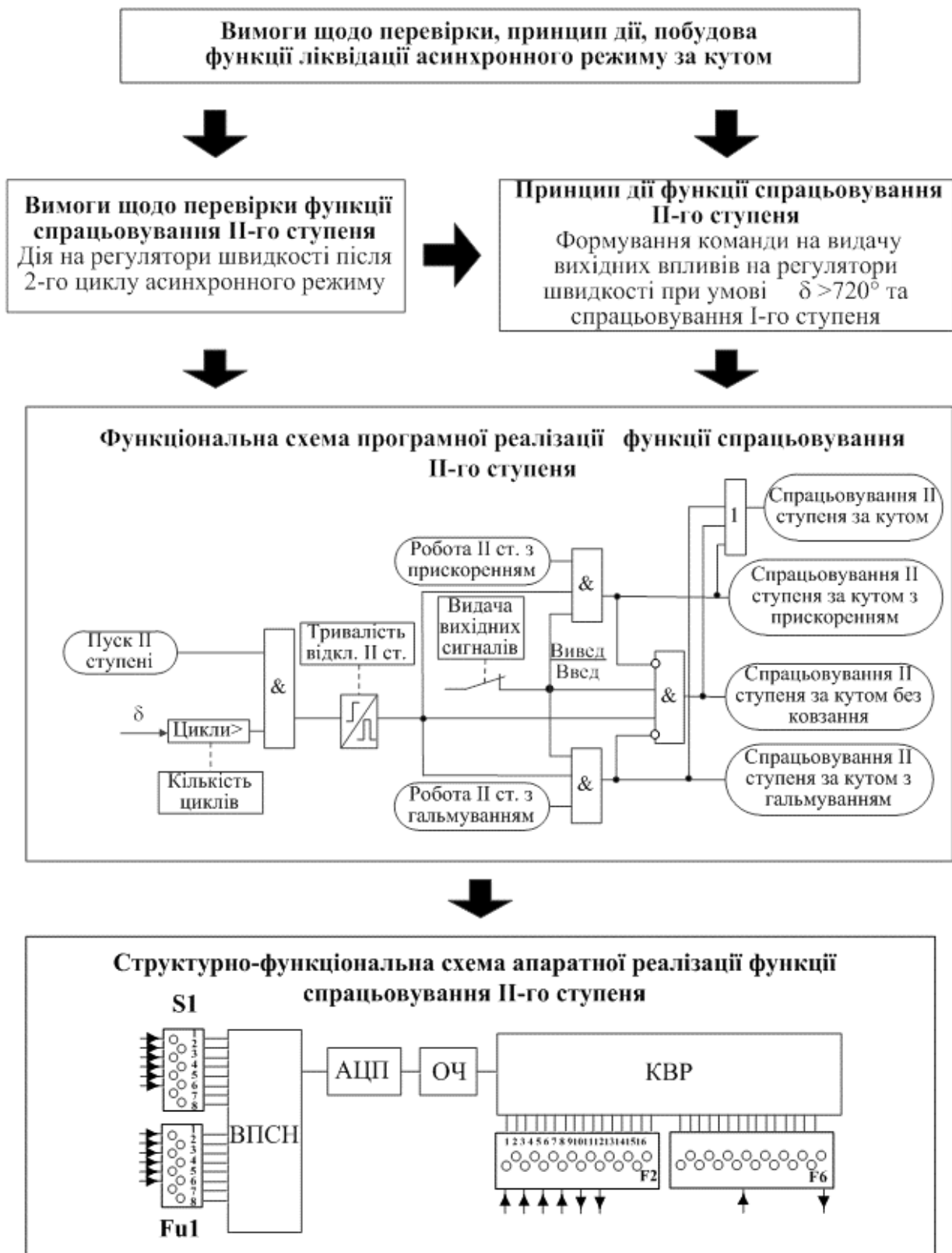


Рисунок 6.26 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії та побудови функції спрацювання II-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму

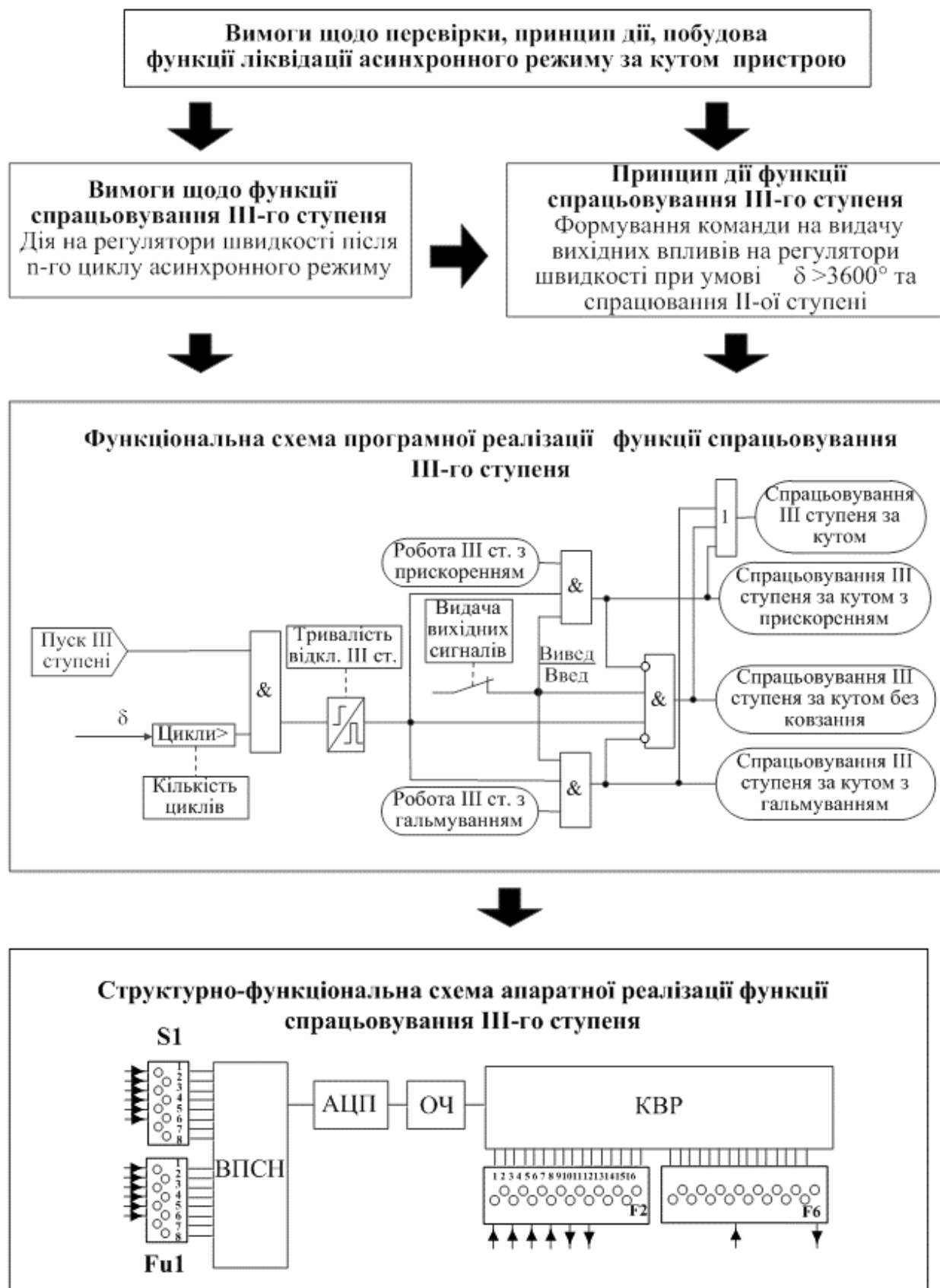
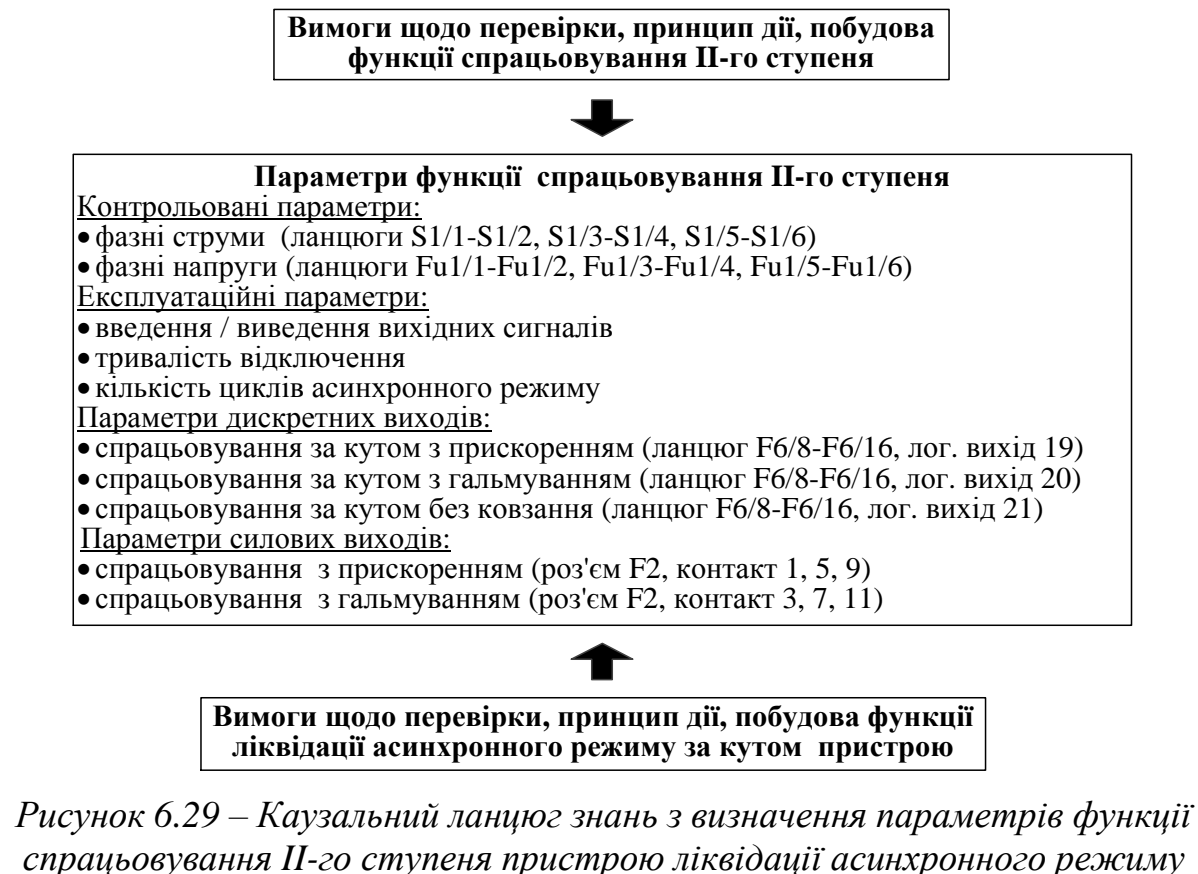
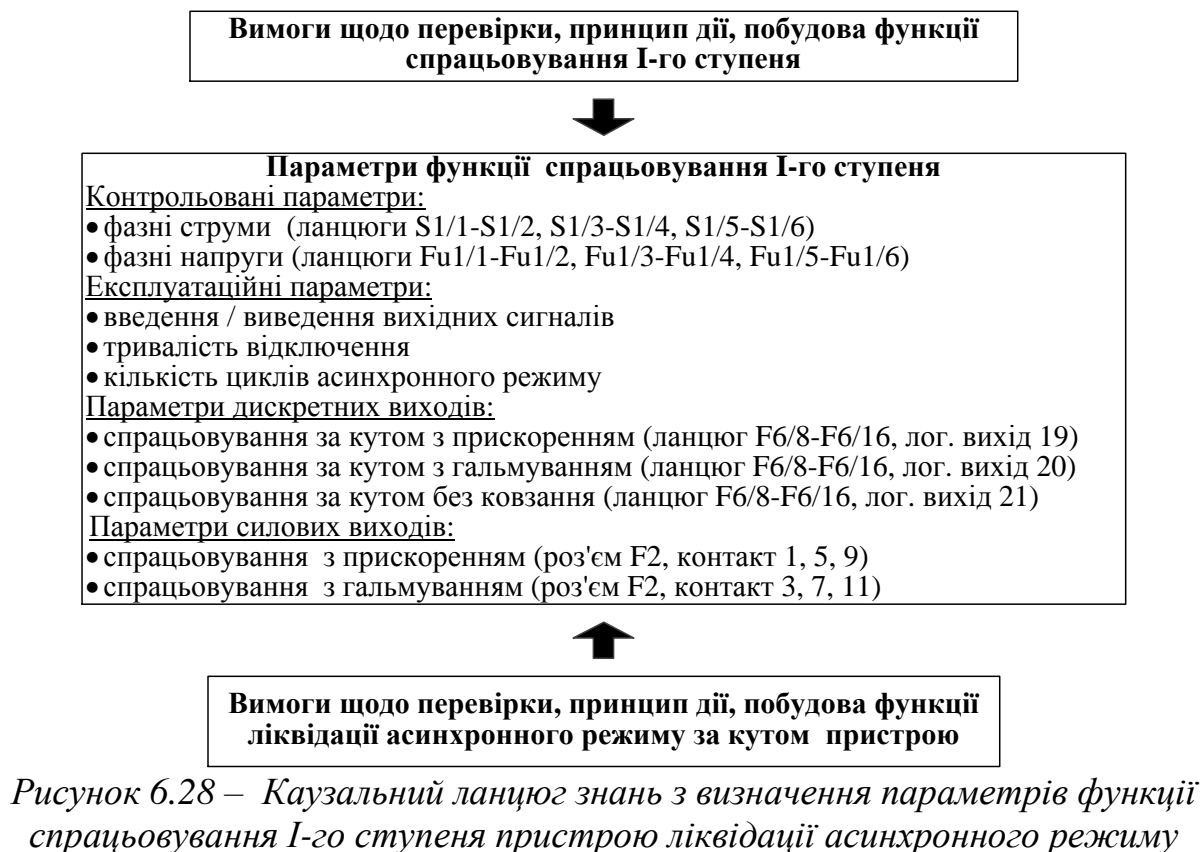


Рисунок 6.27 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії та побудови функції спрацювання III-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму



Вимоги щодо перевірки, принцип дії, побудова функції спрацювання III-го ступеня



Параметри функції спрацювання III-го ступеня

Контрольовані параметри:

- фазні струми (ланцюги S1/1-S1/2, S1/3-S1/4, S1/5-S1/6)
- фазні напруги (ланцюги Fu1/1-Fu1/2, Fu1/3-Fu1/4, Fu1/5-Fu1/6)

Експлуатаційні параметри:

- введення / виведення вихідних сигналів
- тривалість відключення
- кількість циклів асинхронного режиму

Параметри дискретних виходів:

- спрацювання за кутом з прискоренням (ланцюг F6/8-F6/16, лог. вихід 19)
- спрацювання за кутом з гальмуванням (ланцюг F6/8-F6/16, лог. вихід 20)
- спрацювання за кутом без ковзання (ланцюг F6/8-F6/16, лог. вихід 21)

Параметри силових виходів:

- спрацювання з прискоренням (роз'єм F2, контакт 1, 5, 9)
- спрацювання з гальмуванням (роз'єм F2, контакт 3, 7, 11)



Вимоги щодо перевірки, принцип дії, побудова функції ліквідації асинхронного режиму за кутом пристрою

Рисунок 6.30 – Каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функції спрацювання III-го ступеня пристрою ліквідації асинхронного режиму

Приймемо, що значення вхідних параметрів, а саме струм та напруга, відповідають асинхронному режиму з позитивним ковзанням, при цьому повинна спрацювати I-а ступень за кутом пристрою ліквідації асинхронного режиму, а, отже, повинен з'являтися вихідний дискретний сигнал на роз'ємах F6/8-F6/16. Припустимо, що сигнал буде відсутній або не буде відповідати нормі, що потребує визначення причин некоректної роботи. Так, відповідно до схеми апаратної реалізації функції спрацювання I-го ступеня перевірки потребує вимірювальний перетворювач струму, аналого-цифровий перетворювач, обчислювальна частина, комплект вихідних реле та роз'єми F10/2-F10/10. Перш за все при визначенні несправностей перевіряють наявність живлення, що передбачає вимір рівня постійної напруги на вході елемента, наприклад, за допомогою вольтметра. Далі, якщо живлення забезпечене для всіх елементів схеми, перевіряють цілісність зв'язків між елементами, наприклад, за допомогою омметра. Наступним кроком є перевірка по черзі параметрів (характеристик) послідовно з'єднаних елементів, що потребує наявності опису та технічних даних для кожного елемента.

Аналогічним чином може бути здійснена перевірка функції ліквідації асинхронного режиму за опором пристрою ліквідації асинхронного режиму електричної системи.

6.3 Науково-дослідні задачі з протиаварійної автоматики

6.3.1 Типові науково-дослідні задачі

Науково-дослідна діяльність інженерів з автоматики енергосистем пов'язана з наступними видами робіт:

- проведення науково-дослідних робіт щодо можливості розроблення, створення та впровадження конкурентоздатних систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- проведення науково-дослідних робіт з отримання нових знань щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- оформлення та документування результатів науково-дослідних робіт щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Проведення науково-дослідних робіт щодо можливості розроблення, створення та впровадження конкурентоздатних систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми передбачає виконання типових професійних задач, а саме:

- розроблення завдання на проведення пошукових наукових досліджень щодо існуючих систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- проведення пошукових наукових досліджень щодо існуючих систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- визначення показників функціонування щодо існуючих систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Науково-дослідні роботи з отримання нових знань щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми включають типові професійні задачі з:

- розроблення завдання на проведення наукових досліджень щодо удосконалення існуючих або створення нових систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- проведення наукових досліджень щодо удосконалення існуючих або створення нових систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми;
- визначення показників функціонування щодо удосконалених або створених систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Оформлення та документування результатів науково-дослідної діяльності щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми вимагає виконання наступних типових професійних задач:

- підготовка наукових публікацій та інформаційних оглядів щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми, виступ на наукових нарадах, семінарах, конференціях;
- складання науково-технічних звітів, заявок на винаходи та промислові зразки щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми.

Науково-дослідні задачі інженерів з автоматики енергосистем, що насамперед пов'язані з проведенням прикладних робіт щодо систем (пристроїв) автоматики об'єктів (елементів) енергосистеми, вимагають від працівника встановлення каузальних ланцюгів знань, а саме:

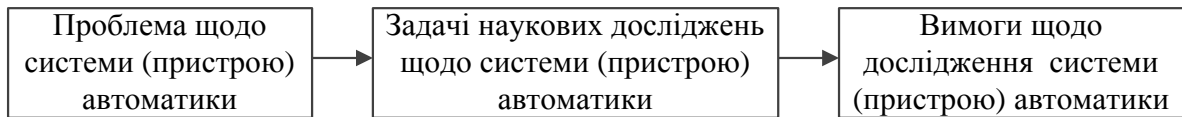


Рисунок 6.31 – Каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на проведення наукових досліджень щодо системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

2) Для проведення наукових досліджень щодо системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.32).



Рисунок 6.32 – Каузальний ланцюг знань при проведенні наукових досліджень щодо системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

3) Для визначення параметрів системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми (рис. 6.33).



Рисунок 6.33 – Каузальний ланцюг знань при визначенні показників функціонування системи (пристрою) автоматики об'єкту (елементу) енергосистеми

6.3.2 Проведення пошукових науково-дослідних робіт щодо пристрою ліквідації асинхронного режиму

Для будь-якого виду діяльності чи то проектування, чи то експлуатація, чи то наукова робота загальною задачею наукових досліджень щодо систем управління може виступати задача проведення пошукових науково-дослідних робіт з вивчення сучасного стану розвитку мікропроцесорних пристроїв

протиаварійної автоматики електричної системи. А, отже, в навчальних цілях задачею наукового дослідження приймемо проведення пошукових науково-дослідних робіт з виявлення функціональних можливостей мікропроцесорного пристрою ліквідації асинхронного режиму різних виробників.

1) Розроблення завдання на проведення наукових досліджень щодо пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення задач наукового дослідження щодо протиаварійної автоматики електричної системи буде мати вигляд (рис. 6.34).

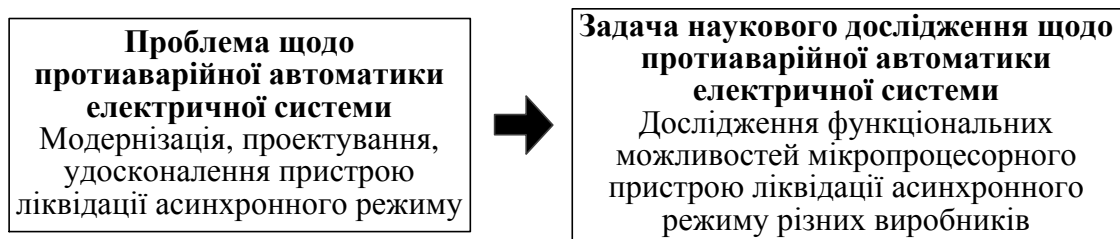


Рисунок 6.34 – Каузальний ланцюг знань з визначення задач наукового дослідження щодо протиаварійної автоматики електричної системи

При розробленні сучасних мікропроцесорних пристроїв ліквідації асинхронного режиму електричної системи з'являється можливість передбачити різні алгоритми (функції) ліквідації асинхронного режиму. А, отже, в одному пристрої автоматики можуть бути передбачені функції ліквідації асинхронного режиму як за кутом, так і за іншими параметрами. При цьому каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження пристрою ліквідації асинхронного режиму буде мати вигляд (рис. 6.35).



Рисунок 6.35 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження пристрою ліквідації асинхронного режиму

2) Проведення наукових досліджень щодо пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

– Проведення наукових досліджень щодо всього пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Найбільш розповсюдженими мікропроцесорними пристроями автоматики ліквідації асинхронного режиму на пострадянському просторі виступають

приладовий модуль АЛАР03 науково-виробничого підприємства «Хартрон-Інкор» , пристрій автоматики АЛАР-М відкритого акціонерного товариства «Інститут «Енергомережпроект» і товариства з обмеженою відповідальністю «Енерговимірювач» та АЛАР-Ц науково-виробничого підприємства «Модус» і відкритого акціонерного товариства «Науково-дослідний інститут з передачі електроенергії постійним струмом високої напруги» . Дослідимо функціональні можливості названих пристроїв щодо реалізації функцій ліквідації асинхронного режиму за кутом. Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії пристроїв ліквідації асинхронного режиму АЛАР03, АЛАР-М, АЛАР-Ц представимо як (рис. 6.36).



Рисунок 6.36 – Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії пристроїв ліквідації асинхронного режиму АЛАР03, АЛАР-М, АЛАР-Ц

– Розроблення завдання на проведення наукових досліджень, проведення наукових досліджень щодо функціональних складових І-Н рівнів ієрархії пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Отже, дослідимо реалізацію функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристроях АЛАР03, АЛАР-М, АЛАР-Ц, що зазвичай складається з функції спрацьовування І-го, ІІ-го та ІІІ-го ступенів. Дослідження побудови функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристроях АЛАР03, АЛАР-М, АЛАР-Ц показали, що в приладовому модулі АЛАР03 та пристрої АЛАР-М передбачені усі функції спрацьовування, а в пристрої АЛАР-Ц передбачені функції спрацьовування тільки І-го та ІІ-го ступенів. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристроях АЛАР03, АЛАР-М, АЛАР-Ц має вигляд (рис. 6.37).

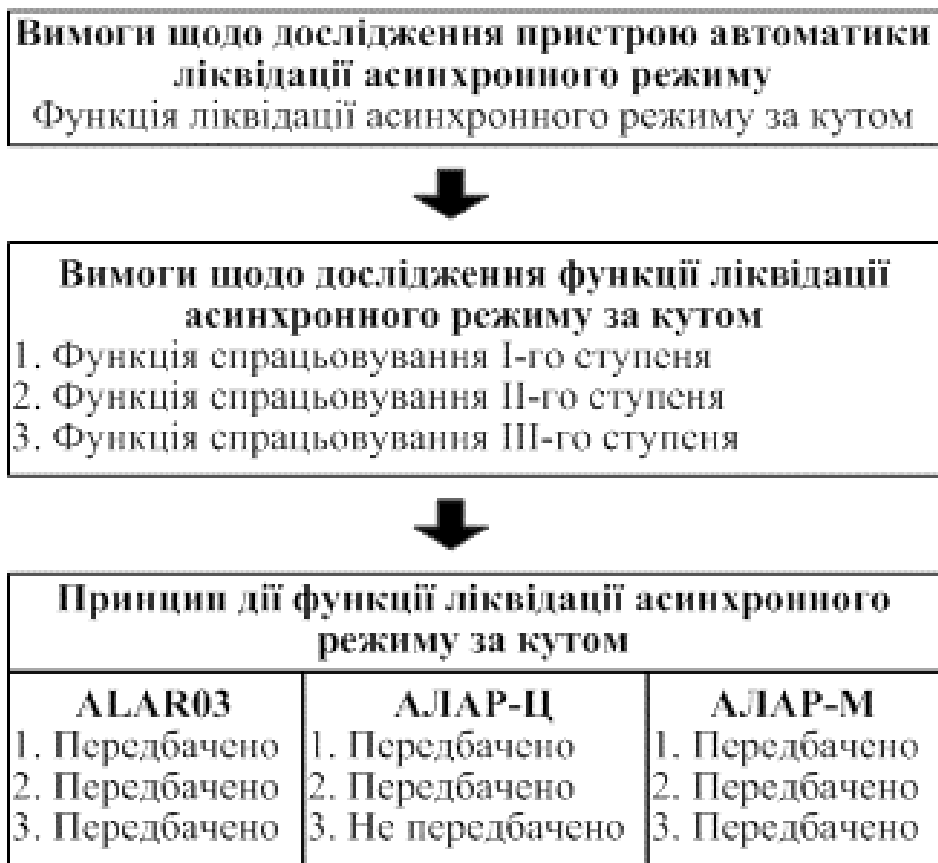


Рисунок 6.37 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристроях ALAR03, АЛАР-М, АЛАР-Ц

Дослідимо складові функції ліквідації асинхронного режиму за кутом, що присутні в вибраних пристроях, а саме функції спрацьовування I-го ступеня, функції спрацьовування II-го ступеня, функції спрацьовування III-го ступеня.

Зазвичай робота всіх ступенів однотипна, ступені працюють по черзі починаючи з першої. Алгоритм роботи кожної ступені передбачає контроль зміни кута між векторами напруги на кінцях контрольованої зони, при чому асинхронні провороти фіксуються з врахуванням напрямку зміни кута за фактом переходу значення $+180^\circ$ або -180° , та контроль електричного центру гойдання за допомогою розрахунку мінімуму напруги в межах контрольованої зони. В пристроях, що досліджуються, передбачені як функція контролю зміни кута, так і функція контролю електричного центру гойдання. В такому разі каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристроях ALAR03, АЛАР-М, АЛАР-Ц має вигляд (рис. 6.38).

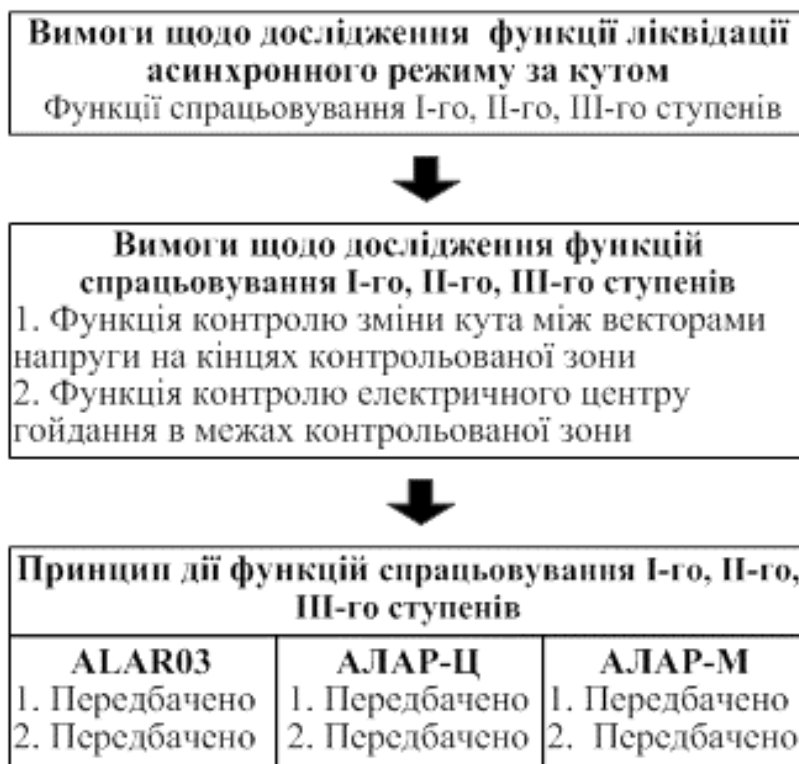


Рисунок 6.38 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристроях ALAR03, АЛАР-М, АЛАР-Ц

3) Визначення показників функціонування пристрою протиаварійної автоматики об'єкту енергосистеми.

Визначимо показники функціонування функції спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристроях ALAR03, АЛАР-М, АЛАР-Ц.

Функції спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої ALAR03 реалізовані за принципом контролю зміни кута та електричного центру гойдання в контрольованій зоні. З урахуванням цього характеристиками названих функцій будуть виступати: уставка за кутом I-го, II-го ступенів – $0 \div 360$ градусів; дискретність уставки за кутом I-го, II-го, III-го ступенів – 1 градус; дискретність часу провороту одного циклу I-го, II-го, III-го ступенів – 0,01 секунди; кількість циклів I-го, II-го, III-го ступенів – $1 \div 10$ дискретність кількості циклів I-го, II-го, III-го ступенів – 0,1 секунди; затримка часу I-го, II-го, III-го ступенів – $0 \div 20$ секунд; дискретність затримки часу I-го, II-го, III-го ступенів – 0,01 секунди; тривалість відключення I-го, II-го, III-го ступенів – $0 \div 20$ секунд; дискретність тривалості відключення I-го, II-го, III-го ступенів – 0,01 секунди. В такому разі каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої ALAR03 буде мати вигляд (рис. 6.39).

Принцип дії, побудова функцій спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої ALAR03

1. Асинхронні провороти фіксуються з врахуванням напрямку зміни кута за фактом переходу через значення $+180^\circ$ або -180°
2. Електричний центр гойдання виявляється шляхом розрахунку мінімуму напруги на контрольованій зоні



Параметри функцій спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої ALAR03

1. Уставка за кутом I-го, II-го ступенів – $0 \div 360$ градусів
2. Дискретність уставки за кутом I-го, II-го, III-го ступенів – 1 градус
3. Дискретність часу провороту одного циклу I-го, II-го, III-го ступенів – 0,01 секунди
4. Кількість циклів I-го, II-го, III-го ступенів – $1 \div 10$
5. Дискретність кількості циклів I-го, II-го, III-го ступенів – 0,1 секунди
6. Затримка часу I-го, II-го, III-го ступенів – $0 \div 20$ секунд
7. Дискретність затримки часу I-го, II-го, III-го ступенів – 0,01 секунди
8. Тривалість відключення I-го, II-го, III-го ступенів – $0 \div 20$ секунди
9. Дискретність тривалості відключення I-го, II-го, III-го ступенів – 0,01 секунди

Рисунок 6.39 – Каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функцій спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої ALAR03

Принцип дії, побудова функцій спрацювання I-ої, II-ої, III-ої ступенів в пристрої АЛАР-М

1. Асинхронні провороти фіксуються з врахуванням напрямку зміни кута за фактом переходу через значення $+180^\circ$ або -180°
2. Електричний центр гойдання виявляється шляхом розрахунку мінімуму напруги на контрольованій зоні (з парою суміжних ліній чи в узді зі значним відбором потужності)



Параметри функцій спрацювання I-ої, II-ої, III-ої ступенів в пристрої АЛАР-М

1. Nst – встановлена кількість асинхронних проворотів (діапазон змінення 1,10, дискретність 1)
2. Twait – контрольний час очікування наступного асинхронного провороту (діапазон змінення 0,60 сек, дискретність 0,1 сек)
3. Trst – пауза після спрацювання ступені (діапазон змінення 0,3 сек, дискретність 0,1 сек)

Рисунок 6.40 – Каузальний ланцюг знань

Функції спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої АЛАР-М реалізовані за принципом контролю зміни кута та електричного центру гойдання зони, що може складатися з пари суміжних ліній (основної та додаткової) або в якій відбувається значний відбір потужності. В такому разі характеристиками функцій спрацювання I-го, II-го, III-го ступенів будуть виступати: встановлена кількість асинхронних проворотів від 1 до 10 з дискретністю 1; контрольний час очікування наступного асинхронного провороту від 10 до 60 секунд з дискретністю 0,1 секунди; пауза після спрацювання ступені з можливим діапазоном змінення від 0 до 3 секунд з дискретністю в 0,1 секунди. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань

з визначення параметрів функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої АЛАР-М буде мати вигляд (рис. 6.41).

Принцип дії, побудова функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої АЛАР-М

1. Асинхронні провороти фіксуються з врахуванням напрямку зміни кута за фактом переходу через значення $+180^\circ$ або -180°
2. Електричний центр гойдання виявляється шляхом розрахунку мінімуму напруги на контрольованій зоні (з парою суміжних ліній чи в узлі зі значним відбором потужності)



Параметри функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої АЛАР-М

1. Nst – встановлена кількість асинхронних проворотів (діапазон змінення $1 \leq 10$, дискретність 1)
2. Twait – контрольний час очікування наступного асинхронного провороту (діапазон змінення $0 \leq 60$ секунд, дискретність 0,1 секунди)
3. Trst – пауза після спрацьовування ступеня (діапазон змінення $0 \leq 3$ секунд, дискретність 0,1 секунди)

Рисунок 6.41 – Каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів в пристрої АЛАР-М

В пристрої АЛАР-Ц ліквідація синхронного режиму за кутом побудована за допомогою двох ступенів: перша ступень прогнозує виникнення асинхронного режиму та спрацьовує до 1-го асинхронного провороту; друга ступень вже працює при кількості проворотів більше одиниці в одній з двох можливих контрольованих зон. При цьому характеристиками функції спрацьовування II-го ступені є: уставка спрацьовування для позитивних значень лічильника асинхронних проворотів з діапазоном змінення від 1 до 10 та дискретністю 1; уставка спрацьовування для негативних значень лічильника асинхронних проворотів з діапазоном змінення від 1 до 10 та дискретністю 1; номер чергового циклу асинхронних проворотів, що характеризується зростанням кута в контрольованій зоні, при досягненні якого спрацює ступень, якщо в цьому асинхронному провороті електричний центр гойдання знаходиться в зоні 1 або 2; номер чергового циклу асинхронних проворотів, що характеризується зменшенням кута в контрольованій зоні, при досягненні якого спрацює ступень, якщо в цьому асинхронному провороті електричний центр гойдання знаходиться в зоні 1 або 2. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функції спрацьовування II-го ступеня в пристрої АЛАР-Ц буде мати вигляд (рис. 6.42).

Принцип дії, побудова функцій спрацьовування II-го ступеня в пристрої АЛАР-Ц

1. Асинхронні провороти фіксуються з врахуванням напрямку зміни кута за фактом переходу через значення $+180^\circ$ або -180°
2. Електричний центр гойдання виявляється шляхом розрахунку мінімуму напруги на контрольованих зонах (2 зони)



Параметри функції спрацьовування II-го ступеня в пристрої АЛАР-Ц

1. Уставка спрацьовування для позитивних значень лічильника асинхронних проворотів (діапазон змінення $1 \div 10$, дискретність 1)
2. Уставка спрацьовування для негативних значень лічильника асинхронних проворотів (діапазон змінення $1 \div 10$, дискретність 1)
3. Номер чергового циклу асинхронних проворотів зі збільшенням кута, при якому спрацює пристрій, при умові, що в цьому провороті електричний центр гойдання знаходиться в контрольованій зоні, що задається уставкою 1 або 2
4. Номер чергового циклу асинхронних проворотів зі зменшенням кута, при якому спрацює пристрій, при умові, що в цьому провороті електричний центр гойдання знаходиться в контрольованій зоні, що задається уставкою 1 або 2

Рисунок 6.42 – Каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функції спрацьовування II-го ступеня в пристрої АЛАР-Ц

Принцип дії, побудова та характеристики функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів будуть визначати інтегральну характеристику функції ліквідації асинхронного режиму за кутом. Так, функція ліквідації асинхронного режиму за кутом, що реалізована в пристрої АЛАР03, обумовлює наступні характеристики: необхідність у попередньому аналізі роботи контрольованої зони; контрольована зона може складатися тільки з однієї частини; робота з фіксованим значенням відбору потужності в контрольованій зоні. Принцип дії, побудова та характеристики функцій спрацьовування I-го, II-го, III-го ступенів пристрою АЛАР-М обумовлюють наступні характеристики функції ліквідації асинхронного режиму за кутом: необхідність у попередньому аналізі роботи контрольованої зони; контрольована зона може складатися тільки з двох частин; робота з фіксованим значенням відбору потужності в контрольованій зоні. До характеристик функції ліквідації асинхронного режиму за кутом пристрою АЛАР-М можна віднести: використання тільки електричних характеристик контрольованої зони; контрольована зона може складатися з пари суміжних ліній; робота з довільним значенням відбору потужності в контрольованій зоні. На підставі сказаного каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристроях АЛАР03, АЛАР-Ц, АЛАР-М буде мати вигляд (рис. 6.43).

**Принцип дії, побудова, параметри функцій спрацьовування
I-го, II-го, III-го ступенів пристроїв АЛАР03, АЛАР-Ц, АЛАР-М**



Параметри функції ліквідації асинхронного режиму за кутом		
АЛАР03	АЛАР-Ц	АЛАР-М
1. Необхідність у попередньому аналізі роботи контрольованої зони	1. Необхідність у попередньому аналізі роботи контрольованої зони	1. Використання тільки електричних характеристик контрольованої зони
2. Контроль зони, що складається з однієї частини	2. Контроль зони, що складається з двох частин	2. Контроль зони, що складається з пари суміжних ліній
3. Контроль зони з фіксованою величиною проміжного відбору потужності	3. Контроль зони з фіксованою величиною проміжного відбору потужності	3. Контроль зони з довільною величиною проміжного відбору потужності

Рисунок 6.43 – Каузальний ланцюг знань з визначення параметрів функції ліквідації асинхронного режиму за кутом в пристроях АЛАР03, АЛАР-Ц, АЛАР-М

Питання для самопідготовки до розділу 6

1 Розробити проект на пристрій автоматики запобігання неприпустимих змін параметрів режиму електричної системи.

2 Розробити проект на пристрій автоматики протиаварійних відключень та включень за змінами напруги.

3 Розробити проект на пристрій автоматики частотного розвантаження.

4 Провести технічну перевірку функції ліквідації асинхронного режиму за опором пристрою ліквідації асинхронного режиму.

5 Провести технічну перевірку пристрою автоматики від підвищення напруги електричної системи.

6 Провести технічну перевірку пристрою автоматики частотного розвантаження.

7 Провести технічну перевірку пристрою автоматики розвантаження станції.

8 Провести пошукові науково-дослідні роботи щодо функції ліквідації асинхронного режиму в електричній системі за іншими параметрами в пристроях АЛАР-М, АЛАР-Ц, АЛАР03, порівняти реалізацію цієї функції та зробити висновок щодо можливості використання закладених принципів для модернізації, проектування або удосконалення пристрою ліквідації асинхронного режиму.

9 Провести пошукові науково-дослідні роботи щодо існуючих систем інтегрованої протиаварійної автоматики синхронних генераторів, трансформаторів і ліній електропередач та порівняти їх функціональні можливості.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне введення резерву;
АГП – агрегат гасіння поля;
АПВ – автоматичне повторне включення;
АРШ – автоматичний регулятор швидкості обертання ротора турбоагрегату;
АРЧ – автоматичне регулювання частоти;
АРЧП – автоматичне регулювання частоти і потужності;
АПВНН – АПВ з перевіркою наявності напруги;
АПВОС – АПВ з очікуванням синхронізму;
АПВС – АПВ з самосинхронізацією;
АПВУС – АПВ з улавлюванням синхронізму;
АРН – автоматичне регулювання напруги;
АСГ – автоматична синхронізація генераторів;
АСПЧВ – автоматичний синхронізатор з постійним часом випередження;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
ШАПВ – швидкодіюче АПВ;
КЗ – коротке замикання;
КАПВ – комбіноване АПВ;
ЛЭП лінія електропередачі;
МЗШО – механізм зміни швидкості обертання турбоагрегату;
МТЗ – максимальний струмовий захист;
НАПВ – несинхронне АПВ;
ОАПВ – однофазне АПВ;
ПУЭ – правила улаштування електроустановок;
РЗ – релейний захист;
РПАП – регулювання потоками активної потужності;
РО – реле опору;
ТА – турбоагрегат;
ТАПВ – трифазне АПВ;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕС – теплова електрична станція;
ПАПВ – пристрій автоматичного повторного включення;
ПТАПВ – прискорене трифазне АПВ;
ФВГ – форсіровка збудження генераторів;
ЧАПВ автоматичне повторне включення після АЧР

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Автоматизация энергосистем : учебник для вузов / Н. И. Овчаренко; под ред. А. Ф. Дьякова. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.
- 2 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебник для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 2006. – 639 с.
- 3 Беркович М. А. Основы автоматики энергосистем / М. А. Беркович А. Н. Комаров, В. А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1981. - 433 с.
- 4 Беркович М. А., Гладышев В. Л., Семенов В. А. Автоматика электроэнергетики / М. А. Беркович, В. Л. Гладышев, В. А. Семенов. - Москва: Энергоатомиздат, 1991. – 446с.
- 5 Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электро-энергетических систем : учеб. пособие для вузов / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. – 2-е изд., стер. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. – 336 с.
- 6 Ершов А.М. Автоматизация систем электроснабжения : учеб. пособие / А. М. Ершов– Челябинск : Изд-во ЮУрГУ, 2009. - 100 с.
- 7 Кривенков В. В., Новелла В. Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. В. Кривенков , В. Н. Новелла . – Москва: Энергоиздат, 1981. – 328 с.
- 8 Овчаренко Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем : учебник для вузов / под ред. А. Ф. Дьякова. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
- 9 Павлов Г. М. Автоматика энергосистем / Г. М. Павлов , Г. В Меркурьев. – Санкт-Петербург : Изд-во «Папирус», 2001 – 389 с.
- 10 Свенчанский А. Д., Электроснабжение и автоматизация электротермических установок / А. Д. Свенчанский, З. Л. Трейзон, Л. А. Мнухин. – Москва: Энергоатомиздат, 1980. – 319с.
- 11 Автоматический синхронизатор для синхронных машин и систем переменного тока Synchrotact 5. Общая характеристика. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://library.e.abb.com/public/7ed8b26474ede7efc1257788004cb3b9/3BHT490301_R01_C_O.pdf. – Дата звернення 05.05.2019.
- 12 Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах : навч. посіб / А. Д. Голота. – Київ : Вища шк., 2006. – 367 с.
- 13 Довідник кваліфікаційних характеристик професій працівників, галуzeвий випуск № 62, частина 1 "Виробництво і розподілення електроенергії" [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://jobs.ua/dkhp/vipusk-6>. Дата звернення 06.07.2019.
- 14 Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учеб.пособие для вузов / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.

15 Овчаренко Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем : учебник для вузов / под. ред. А.Ф. Дьякова. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 504 с.

16 Овчаренко Н. И. Автоматика энергосистем : учебник для вузов. – 3-е изд., исправленное / Н. И. Овчаренко; под. ред. чл-корр. РАН, докт. техн. наук, проф. А. Ф. Дьякова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. – 476 с.

17 Официальный сайт производственного объединения «Укрспецкомплект». Микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-МЗ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ukrsk.com.ua/contact.html>. – Дата звернення 12.09.2019.

18 Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://hartron-inkor.com/sites/default/files/pdf/109.06_re12_alar03.pdf. – Дата звернення: 15.08.2019.

19 Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Автоматика от повышения напряжения. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://hartron-inkor.com/sites/default/files/pdf/109.06_re4_apn01.pdf. – Дата звернення: 15.08.2019.

20 Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Автоматика разгрузки станции. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://hartron-inkor.com/sites/default/files/pdf/19_re57_ars01.pdf. – Дата звернення: 15.08.2019.

21 Професійний стандарт на професійну назву роботи «Інженер-електрик в енергетичній сфері енергопостачальної компанії» [Електронний ресурс] // Офіційний сайт Міністерства освіти і науки України. – Режим доступа: <http://www.mon.gov.ua/ua/activity/education/58/1383291735>. – Дата звернення: 23.06.2019.

22 Рудевіч Н.В. Професійна підготовка майбутніх інженерів з автоматизації енергосистем на основі каузального навчання: монографія / Н.В. Рудевіч. – Харків : Вид-во «Диса-плюс», 2017. – 404 с.

23 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ. Правила СОУ – Н ЕЕ35.514:2007.

24 Устройство автоматики ликвидации асинхронного режима «АЛАР – М». Рекомендации по применению КДРН. 402252.002.РП.М., 2008. – 35 с.

25 Устройство точной автоматической синхронизации «СПРИНТ-М». Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rza.ru/catalog/zahita-i-avtomatika-stancionnogo-oborudovaniya/sprint-m.php?sphrase_id=30. – Дата звернення: 09.07.2019.

26 Цифровая автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР-Ц. Руководство по эксплуатации ТИЯК.648229.001.РЭ. С-Пб, 2008. - 38 с.

Формат 60x84/16. Ум. друк. арк. 12,44. Тир. 300 прим. Зам. 740-20.
Видавець та виготовлювач ФОП Бровін О.В.
61022, м. Харків, вул. Трінклера, 2, корп.1, к.19. Т. (057) 758-01-08, (066) 822-71-30
Свідоцтво про внесення суб'єкта до Державного реєстру
видавців та виготовників видавничої продукції серія ДК 3587 від 23.09.09 р.

СТИЛЬ-ІЗДАТ[®]
ТИПОГРАФІЯ
www.stil-izdat.com