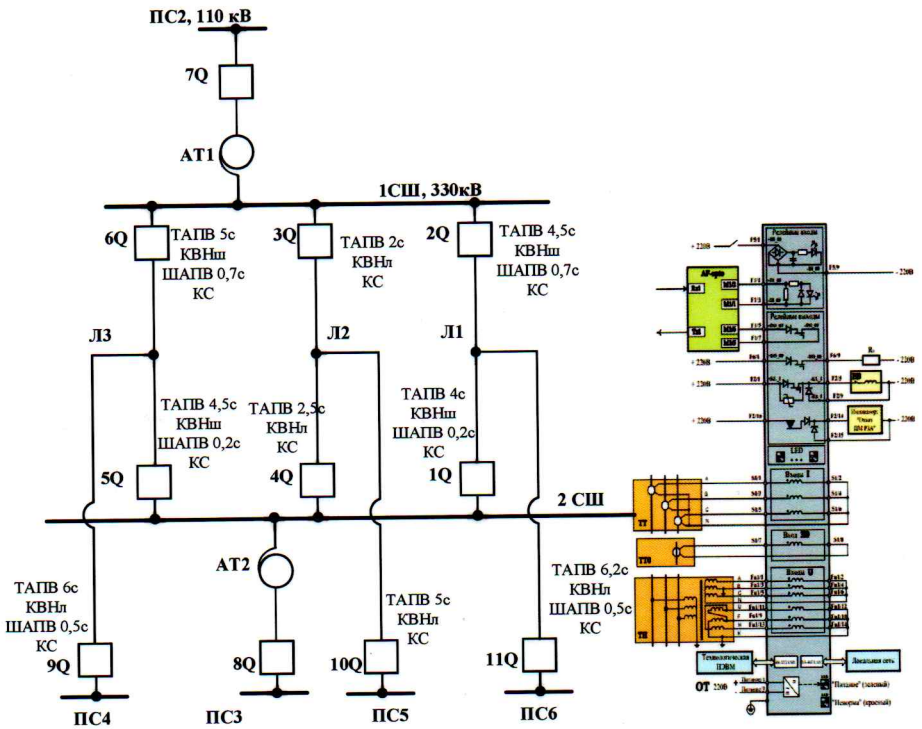


В. М. БАЖЕНОВ М. М. ОДЕГОВ

АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



В.М.БАЖЕНОВ

М.М.ОДЕГОВ

**АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

Навчальний посібник

Харків 2022

УДК 621.316.925:621.311

Рецензенти:

О. Г. Гриб, доктор технічних наук, професор, професор кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем Національного технічного університету «ХП».

В.Г. Ягуп, доктор технічних наук, професор, професор кафедри автомобільної електроніки Харківського національного автомобільно-дорожнього університету, Заслужений професор Харківського національного університету міського господарства ім. О.М. Бекетова.

Авторський колектив:

В. М. Баженов, М. М. Одегов

Автоматика електроустановок електроенергетичних систем.
Навчальний посібник / В. М. Баженов, М. М. Одегов. – Харків: Планета-Прінт, 2022. – 186 с.

Посібник призначений для навчання практичним навичкам застосування цифрових пристроїв в області системної автоматизації електроенергетичних систем. Розглянуто режими роботи електроустановок енергосистем і управління ними за допомогою пристроїв АПВ, АВР, АЧР. Дано алгоритми і функціональні схеми для цифрових пристроїв автоматизації. Показано застосування вітчизняних цифрових пристроїв автоматизації.

Посібник рекомендується для студентів і магістрантів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», інженерно-технічних працівників, які займаються питаннями автоматизації електроенергетичних систем.

УДК 621.316.925:621.311

ISBN 978-617-7897-92-6

ЗМІСТ

Передмова	5
Розділ 1. Режими роботи електроустановок енергосистем і управління ними.	6
1.1 Головні особливості режимів роботи електроустановок	6
1.2 Основні причини аварій в електроенергетичній системі	8
1.3 Поняття о синхронних і асинхронних хитаннях	16
1.4 Класифікація функцій пристроїв РЗА	18
1.5 Технічні засоби управління режимами роботи енергосистем	30
Розділ 2. Пристрої автоматичного повторного включення .	53
2.1 Особливості використання АПВ	53
2.2 Алгоритм дії електромеханічного реле АПВ	69
2.3 Умови пуска та заборони дії цифрових АПВ	72
2.4 Види цифрових АПВ для ліній	74
2.5 АПВ системи шин 6 кВ	77
2.6 АПВ після спрацювання захисту від однофазного замикання на землю	82
2.7 АПВ трансформатора	85
2.8 АПВ лінії високої напруги	92
2.9 Приклад використання АПВ на підстанції 330 кВ	99
Розділ 3. Пристрої автоматичного включення резерву	107
3.1 Особливості використання АВР	107
3.2 Автоматичне включення резерву лінії	109
3.3 Автоматичне включення резерву для секційного вимикача	112
3.4 Автоматичне включення резерву шин	116
3.5 Автоматичне включення резерву з використанням типової схеми АПВ	117
3.6 Автоматичне включення резерву з явним резервуванням	119
3.7 Класична схема АВР з неявним резервуванням	120
3.8 Узгодження дії автоматики в розподільній мережі	121
3.9 Цифровий пристрій АВР секційного вимикача	126

Розділ 4. Пристрої автоматичного обмеження зниження частоти	133
4.1 Функції пристроїв АОЗЧ	133
4.2 Організація АЧР	138
4.3 Особливості використання пристроїв АЧР та ЧАПВ	146
4.4 Алгоритм дії електромеханічного пристрою АЧР с АПВ ..	147
4.5 Цифровий пристрій АЧР	151
4.6 Цифровий пристрій ЧАПВ	153
4.7 Збереження нормальної роботи вузла навантаження в циклах АЧР і ЧАПВ	155
4.8 Пристрої автоматичного відділення власних потреб електростанцій	163
Позначення та скорочення	169
Бібліографічний список	173
Додаток А. Прийняті умовні графічні позначення елементів функціональних схем автоматики енергосистем ..	177
Додаток В. Порівняння обробки цифрових та релейно-контактних сигналів	181

ПЕРЕДМОВА

Автоматика електроустановок електроенергетичних систем це коло знань в галузях проектування та експлуатації систем виробництва (електричні станції), передачі (підстанції, мережи), розподілу (підстанції, лінії) та споживання електроенергії. Автоматика займає одне з провідних місць в технології електроенергетики. Автономні пристрої системної автоматики є основними засобами збереження нормального або близького до нього режиму під час великих та малих збурень, що забезпечують надійність електроживлення споживачів електроенергії. Вивчення автоматики електроустановок електроенергетичних систем тісно пов'язане з принципами роботи електроустановок і перехідними процесами, що відбуваються в них. Наукові і методичні основи автоматики електроустановок закладені в самій суті великих енергетичних систем, головною особливістю яких є неперервність технологічного процесу виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії. Цей посібник є продовженням до раніше виданого авторами видання [Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов, М. М. Одегов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с.] з питань застосування мікропроцесорної техніки в електроенергетиці. Розглянуто режими роботи електроустановок енергосистем і управління ними за допомогою пристроїв автоматики. На прикладах застосування електромеханічних та сучасних цифрових пристроїв розглянуто важливі елементи системної автоматики автоматичного повторного включення, автоматичного включення резерву та автоматичного частотного розвантаження. Для цифрових пристроїв системної автоматики запропоновано алгоритми побудови функціональних схем. Основна мета посібника – навчити сучасним технологіям побудови системної автоматики для забезпечення надійної, стійкої та економічної роботи електричних систем, локалізації порушень нормального режиму, безперебійного електропостачання споживачів та енергозбереження. Навчальний посібник написано на основі досвіду навчання студентів електротехнічних, електроенергетичних та електромеханічних спеціальностей в Українському державному університеті залізничного транспорту.

Розділ 1

РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ЕНЕРГОСИСТЕМ І УПРАВЛІННЯ НИМИ

1.1 Головні особливості режимів роботи електроустановок

У даній роботі розглядається енергосистема з комплексом електричних станцій, поєднаних загальною електричною мережею з приймачами електроенергії, а також між собою. У цьому комплексі процеси виробництва, передавання та споживання електроенергії відбуваються в один і той же час за спільного керування цими процесами. Електроенергетична система (ЕЕС) – це електрична частина енергосистеми і приймачі електричної енергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії [1 – 7].

Складність сучасної ЕЕС визначається найбільшим кількістю електроустановок (наприклад, генераторів, трансформаторів, ліній, двигунів, електровозів, електропечей і ін.), всіляких схем первинних (головних) і вторинних (вимірювальних, контрольних, управлінських та ін.) електричних з'єднань і багатьма особливостями технологічного процесу [8 –10].

Електрична мережа – це сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних установок, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території

Головні особливості режимів роботи електричних мереж.

1) В кожен момент часу вироблення електроенергії повинна строго відповідати її споживанню, що забезпечується безперервністю і взаємозв'язком процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії (з збільшенням споживання електричної потужності повинна збільшуватися її вироблення, і навпаки).

2) Велика швидкість поширення електромагнітних обурень в електричних мережах, для ліквідації аварій в яких повинні застосовуватися тільки автоматичні пристрої.

Електроустановка (ЕУ) – це комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких їх встановлено), призначених для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії.

Параметри ЕУ і електричної мережі - це номінальні та технічні дані, наприклад, напруги, струми, потужності, опори, схеми з'єднання, протяжності, частоти обертання, кути зсуву векторів ЕРС та ін.

При аналізі режимів роботи електроустановок енергосистем, що включають в себе синхронно машини, розрізняють наступні режими [8 – 10]:

1. Нормальні та ненормальні режими.
2. Перехідний:
 - а) перехідний процес;
 - б) свехпереходний процес.

Нормальний режим – це режим експлуатації електроустановки в нормальних умовах. В даному режимі забезпечується постачання всіх споживачів електроенергією належної якості. Параметри режиму можуть прийматися незмінними.

Нормальний перехідний режим - це перехід від одного нормального робочого стану до іншого.

Аварійний режим – це режим експлуатації електроустановки в умовах поодинокого або чисельних пошкоджень.

Після аварійний режим – це режим експлуатації електроустановки з наявними пошкодженнями до відновлення нормального режиму.

Відновлювальний режим - це режим, при якому забезпечується повернення ЕЕС до нормального функціонування.

Перехідні процеси в елементах електричних мереж мають відхиленнями параметрів електроенергії від допустимих значень параметрів нормальних експлуатаційних режимів.

Ненормальні режими призводять до збільшення струму, зниження напруги, відхилення частоти. Найбільш частим ненормальним режимом є перевантаження устаткування, викликана збільшенням струму понад номінального значення.

Якщо струм, що проходить по обладнанню, перевищує номінальне значення, то виділяється додаткове тепла температура струмоведучих частин та ізоляції через деякий час перевершує допустимих величину, що призводить до швидкого зносу ізоляції і її пошкодженню.

Для попередження пошкодження обладнання при перевантаженні необхідно вжити заходів до розвантаження або відключення частини споживачів.

Небезпечно для ізоляції підвищення напруги може виникнути при односторонньому відключенні або включенні довгої лінії.

При зниженні частоти і напруги створюється небезпека для нормальної роботи споживачів і стійкості енергосистем, а підвищення напруги і струму загрожує можливими ушкодженнями обладнання та ліній.

Ненормальні режими часто є попередниками аварійних режимів, які, як наслідок, призводять економічні втрати і збитки.

Для забезпечення нормальної роботи електричних мереж необхідно швидше проводити виявлення і відділення місця пошкодження від непошкоджених ділянок, відновлюючи, таким чином, нормальні умови роботи електричних мереж і споживачів.

У зв'язку з цим виникає необхідність в створенні і застосуванні ефективних автоматичних пристроїв, що виконують певні операції і захищають електричні мережі і її елементи від небезпечних наслідків пошкоджень і ненормальних режимів.

Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист (РЗ), якій тісно пов'язано з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму.

1.2 Основні причини аварій в електроенергетичній системі

У даній роботі розглядається робота електроенергетичної системи (ЕЕС) з синхронними генераторами, які включені паралельно і все їх вектори ЕРС обертаються синхронно. Таким чином ЕРС, яка виробляється для всіх генераторів, має однакову амплітуду, частоту і фазу.

Такий режим роботи ЕЕС називається синхронним, коли ковзання s основного магнітного поля генератора дорівнює нулю (s відрізняється від нуля в пускових і перехідних режимах, наборах і скидах навантаження).

Як тільки порушується баланс в ЕЕС між навантаженням електростанцій і навантаженням споживачів виникають аварійні ситуації.

Основні причини аварій в ЕЕС.

- Помилки експлуатаційного персоналу. Непідготовленість, нездатність до чіткого виконання своїх обов'язків. Нерішучість і невпевненість до дій по ліквідації аварії.
- Короткі замикання і відмови вимикачів.
- Недосконалість технічних засобів релейного захисту та автоматики.
- Відмови основного обладнання.
- Виникнення і розвиток аварій пов'язані з небезпечними перевантаженнями ліній електропередачі.
- Дефіцит реактивної потужності і робота пристроїв автоматики регулювання напруги при небезпечному зниженні напруги.
- Порушення синхронної роботи між окремими енергосистемами або районами енергооб'єднання.
- Порушення стійкості і виникнення асинхронного ходу по основним системним утворюючим лініях електропередачі.
- Вимкнення всіх живильних ліній споживача або дефіцитного району.
- Вимкнення потужності найбільшого блока або двох блоків електростанції, якщо вони працюють на шини електростанції через загальний вимикач.
- Відділення енергорайона з дефіцитом (або надлишком) активної (або реактивної) потужності.
- Повного відділення ЕЕС від суміжних енергосистем або поділу її на частини з вимкненням міжсистемних (магістральних) зв'язків у разі порушення їх стійкості внаслідок виникнення значних аварійних дефіцитів активної потужності (наприклад, у разі знеструмлення, посадки на «нуль» найбільшої електростанції або
-

розвантаження енергоблоків АЕС відповідно до їх технологічного регламенту за зниження частоти нижче 49,0 Гц).

- Виникнення непередбачуваного в розрахунках аварійного дефіциту активної потужності, що перевищує розрахунковий дефіцит (наприклад, у разі розвитку каскадної аварії).
- Зниження потужності навантаження, заведеного на вимкнення від пристроїв АЧР, у вихідні та святкові дні, а також на час нічного провалу.

Розглянемо на прикладах деякі причини виникнення важких аварій.

Приклад 1. Помилка начальника зміни електроцеху електростанції.

У вихідному режимі роботи електростанції ЕС-1 (рис. 1.1) резервний трансформатор власних потреб 10Т знаходився в ремонті. Один з енергоблоків 200 МВт знаходився в стадії пуску і його власні потреби були запитані від резервного трансформатора 30Т, який включений на автотрансформатор АТ.

Причиною виникнення аварії послужило однофазне КЗ всередині бака АТ, яке було відключено основним диференціальним захистом автотрансформатора. АТ був відключений з обох сторін і резервний трансформатор 30Т знеструмлений.

Все було правильно.

Але начальник зміни електроцеху електростанції, не з'ясувавши причину відключення АТ (АТ був відключений захистом від внутрішніх пошкоджень, при якій Правилами не передбачено його повторне включення), злякавшись втрати живлення для резервування власних потреб всієї електростанції, дав команду на включення АТ.

В результаті помилки персоналу станції АТ був включений на не устрінимо внутрішнє КЗ, яке викликало вибух бака АТ.

Від вибуху АТ були погашені відкриті розподільні пристрої ВРУ і зупинені всі енергоблоки.

Дана важка аварія призвела до посадки електростанції на «нуль», тобто повне погашення електростанції.

Приклад 2. Уповільнена дія релейного захисту блочного трансформатора електростанції.

Вихідний режим роботи ЕС-1 показаний рис. 1.1. *Причиною виникнення аварії* послужило однофазне КЗ К-Т всередині бака трансформатора потужністю 400 МВА, яке було відключено основним газовим захистом блочного трансформатора, як з'ясувалося потім, з затримкою на час дії вихідного проміжного реле КЛ.

Така затримка в дії основного релейного захисту трансформатора сприяла вибуху бака блочного трансформатора і погашення відкритих розподільних пристроїв ВРУ.

Дана важка аварія призвела до посадки електростанції на «нуль», тобто повне погашення електростанції. Причина - уповільнена дія релейного захисту блочного трансформатора через проміжного реле.

Приклад 3. Хибна робота диференційного захисту шин електростанції.

Вихідний режим роботи ЕС-1 показаний рис. 1.1.

Причиною виникнення аварії послужила неправильна зібрана схема з'єднання вторинних кола трансформаторів струму для диференціального захисту шин після капітального ремонту обладнання енергоблоку 300 Мовте електростанції.

При завантаженні цього енергоблоку до номінальних значень на виході диференціальної схеми з'явився номінальний вторинний струм, який перевищив значення уставки спрацьовування захисту, відбудованої від струму небалансу. Тому диференційний захист шин електростанції спрацював та помилково відключило всі приєдналися на цих шинах. Причина – помилки експлуатаційного персоналу. Непідготовленість, нездатність до чіткого виконання своїх обов'язків.

Приклад 4. Коротке замикання на одній з паралельних ліній зв'язку між електростанціями.

Початкова схема електроенергетичної системи показана на рис. 1.1. *Причиною виникнення аварії* послужило КЗ в точці К-1 на лінії зв'язку між електростанціями ЕС-1 і ЕС-3. Дане КЗ було відключено лінійним релейним захистом з двох сторін. Потім лінія зв'язку, яка залишилася в роботі, через сильне перевантаження відключилася.

Причина – виникнення і розвиток аварій пов'язані з небезпечними перевантаженнями ліній електропередачі.

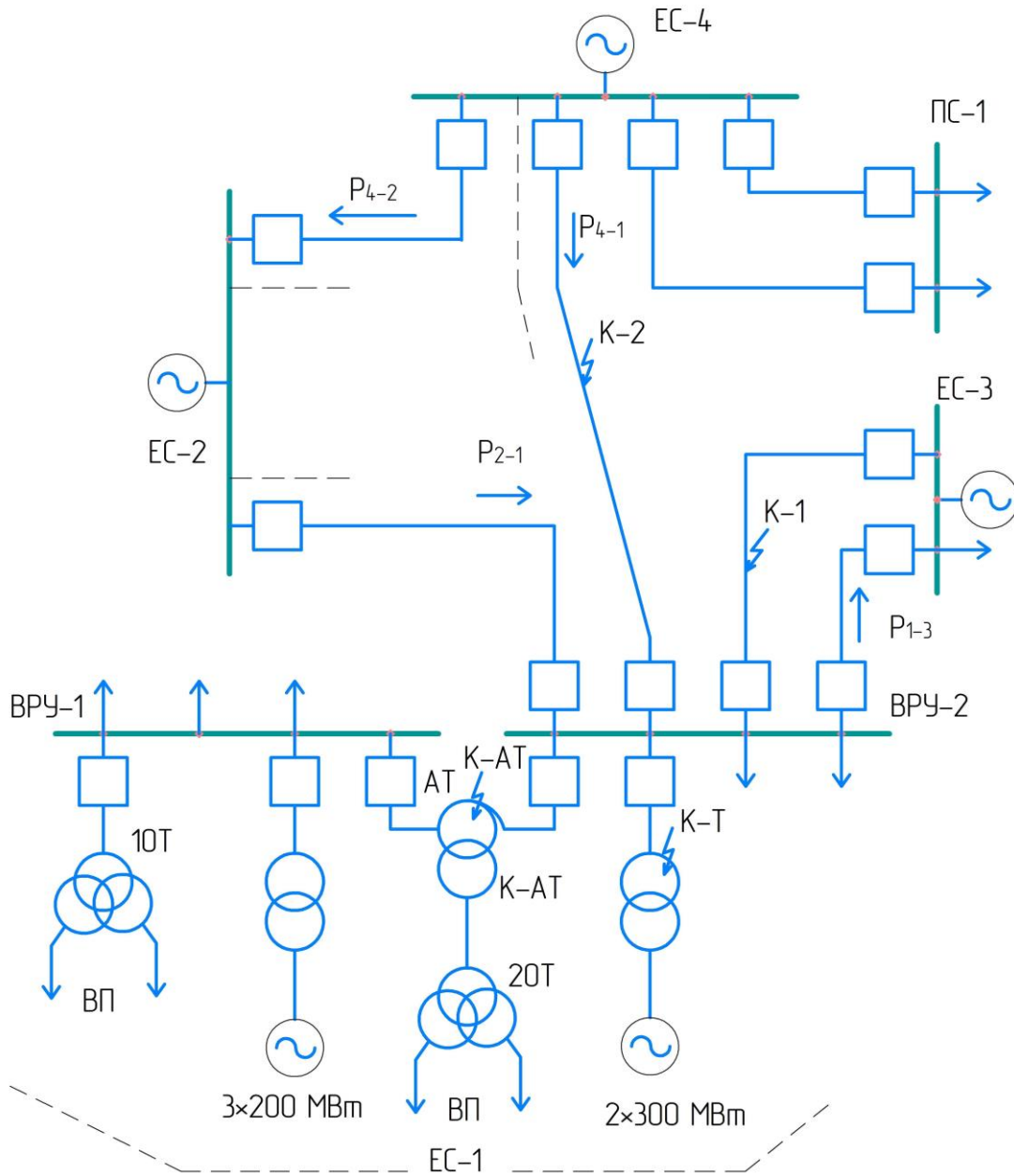


Рисунок 1.1 – Фрагмент схеми електроенергетичної системи

Приклад 5. Коротке замикання на лінії між електричними системами.

Початкова схема електроенергетичної системи показана на рис. 1.1.

Причиною виникнення аварії послужило КЗ в точці К-2 на лінії зв'язку між електростанціями ЕС-1 і ЕС-4, по якій передавалася потужність P_{4-1} .

Дане КЗ було відключено лінійним релейним захистом з двох сторін. Через це на лінію зв'язку між електростанціями ЕС-2 і ЕС-4 додалася навантаження відключеною лінії P_{4-1} . Навантаження лінії P_{4-2} перевищила гранично допустиму, що викликало її відключення.

Приклад 6. Коротке замикання на одній з систем збірних шин.

Початкова схема електроенергетичної системи показана на рис. 1.2. Розглядається аварія (грудень 1982 г.) в енергосистемі Hydro Quebec (східна частина країни Канада) [11].

Основна мережа 735 кВ енергосистеми - це дві радіальні тре цепні електропередачі надвисокої напруги (протяжністю понад 1000 км кожна), за якими передається електроенергія від великих гідроелектростанцій ГЕС- L і ГЕС- M до основних центрів споживання Квебеку і Монреалю.

Переваги такої надвисокої напруги - це високі передані потужності (1800 - 2200 МВт) і дальність (800 - 1500 км).

Недоліки - високі питомі значення зарядних потужностей в деяких режимах (наприклад, режими малих навантажень, одностороннє включення лінії) можуть призводити до небажаних підвищень напруги в лінії. Також для ліній надвисокої напруги є знижений рівень допустимих перенапруги (2,1 Еф).

Треба звернути увагу ще на один недолік. Це виникнення значного дефіциту потужності в енергосистемі через раптове аварійного переривання передачі потужності лініями такої напруги, яке може привести до системної аварії. У вихідному режимі перед аварією навантаження споживачів енергосистеми становила 15473 МВт, в сусідні енергосистеми Канади і США експортувалося 2691 МВт (як правило, в режимі виділених генераторів або «островів» навантаження).

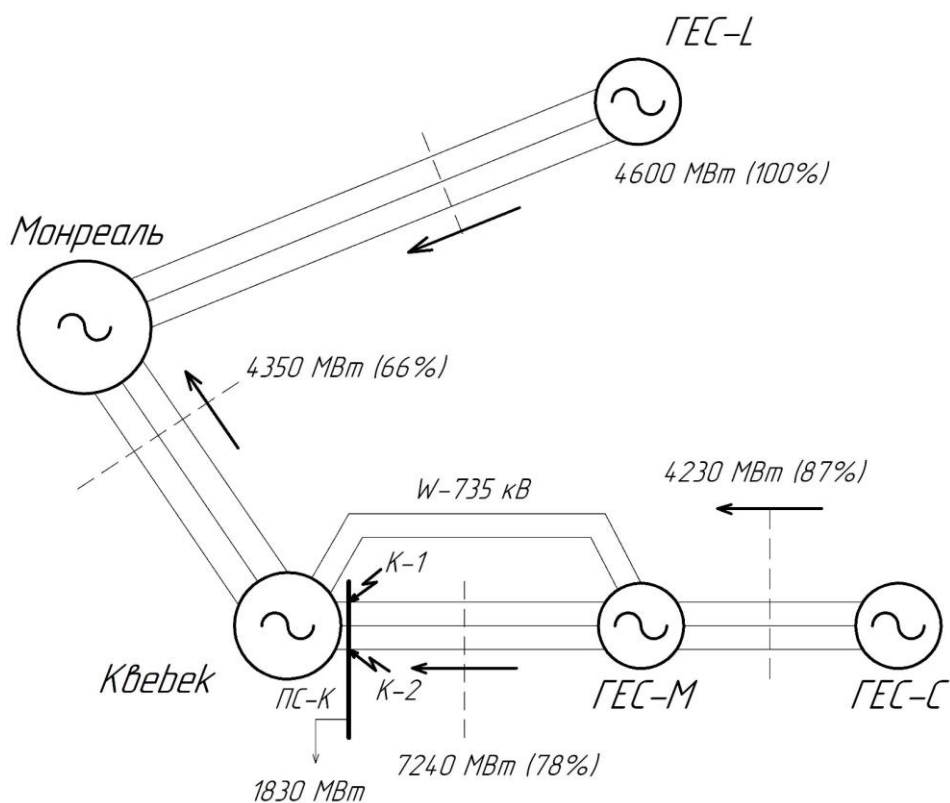


Рис. 1.2 – Фрагмент схеми електроенергетичної системи Hydro Quebec

На електростанціях енергосистеми генерувалося 12900 МВт, 4230 МВт надходило від ГЕС- L і 1034 МВт - від інших сусідніх енергосистем. В енергосистемі Hydro Quebec був обортовий резерв 1800 МВт (в 2,5 рази більше нормативного значення).

Завантаження мережі 735 кВ в доаварійному режимі характеризувалася такими даними: ГЕС-С - ГЕС- М - 4230 МВт (87%); ГЕС- М - Квебек - 7240 МВт (78%); Квебек - Монреаль - 4350 МВт (66%); ГЕС- L - Монреаль - 4600 МВт (100%). В дужках вказаний відсоток навантаження від максимально допустимого значення.

Причиною виникнення аварії послужило однофазне КЗ в точці К-1 на першій системі збірних шин 735 кВ підстанції ПС-К (рис. 1.2) через вибух вимірювального трансформатора струму ТС. На це коротке

замикання правильно спрацював диференційний захист шин, відключивши лінії, які живлять пошкодження.

Потім, через 1,5 с було ще одне однофазне КЗ в точці К-2 на другий системі збірних шин 735 кВ на відстані 15 м від першої системі шин тієї ж підстанції ПС-К.

Причина другого КЗ - це перекриття повітряного проміжку, іонізованого від полум'я вогню від вибуху ТС.

В результаті двох КЗ, що відбулися на підстанції ПС-К відключилися лінії зв'язку ГЕС- М - Квебек. Після цього стався набір потужності до 6000 МВт на дві, що залишилися в роботі, лінії W- 735 кВ транзиту ГЕС- М - Квебек.

Стійкість паралельної роботи була порушена, і через 1 с обидві лінії були відключені релейним захистом.

Через великий дефіцит потужності в районі великого центру навантаження Монреалю порушилася стійкість по електропередачі ГЕС- L - Монреаль, що супроводжувалося різким зниженням напруги поблизу шин підстанцій Монреальського кільця 735 кВ.

Спрацювали релейні захисту і відключили всі лінії зв'язку з ГЕС- L. Це сталося через 1 с після відключення транзиту ГЕС- М - Квебек.

Таким чином, через 2 с після виникнення другого КЗ на підстанції ПС-К були відключені всі ПЛ 735 кВ, за якими в район Монреаль - Квебек від потужних ГЕС передавалася потужність більше 10000 МВт. Оскільки обсяг АЧР був недостатній для компенсації цього дефіциту активної потужності, відбулося повне погашення енергосистеми. Лінії електропередачі від ГЕС -С, які виділилися на живлення районів з іншим навантаженням, відключалися захистами від підвищення напруги, значення якого сягали 160 - 180% номінального.

Таким чином, аварія в енергосистемі Hydro Quebec викликала порушення синхронної роботи ЕЕС, що спровокувала повне погашення енергосистеми і порушенням електропостачання споживачів сумарною потужністю 15500 МВт.

1.3 Поняття о синхронних і асинхронних хитаннях

Основний показник стійкості ЕЕС - це збереження синхронної роботи всіх синхронних машин після закінчення перехідного процесу, тобто здатність енергосистеми повертатися до сталого режиму роботи після різного роду збурень [12].

Розглянемо поняття о синхронних і асинхронних хитаннях.

Так звані «*синхронні хитання*» виникають при незначних змінах потужності вироблення і споживання, коли виникає невелика різниця в частоті для ЕРС складових частин енергосистеми, що тягне за собою появу невеликих синхронних хитань напруги.

У такому режимі генератори не випадають з синхронізму і синхронні хитання швидко затухають завдяки масивним роторам генераторів і їх демпфуючим обмоткам.

Відмінність *синхронних хитань* від *асинхронного режиму* в тому, що при *синхронних хитаннях* потужність транзиту по ЛЕП не змінює свого знаку і зберігає своє середнє значення за період, а синхронні хитання струмів і напруги для генераторів відбуваються біля середнього значення.

При дефіциті потужності в частині ЕЕС або в одній з енергосистем через відключення частини генераторних потужностей (відключення ЛЕП, по якій передаються значні потужності з зовні; аварійний останов генератора або групи генераторів) генератори, які залишилися в роботі беруть на себе додаткову потужність і частота обертання їх знижується.

Тут генератори переходять в *асинхронний режим*, при якому ковзання s ротора електричної машини значно збільшується, тобто магнітне поле починає обертатися щодо ротору машини.

Вектор ЕРС частини генераторів щодо векторів ЕРС решті енергосистеми починають обертатися (кут повороту роторів один щодо одного більше 180 град), відбуваються величезні перетоки потужності між генераторами, створюючи «хитання мережі», при якому величина напруги в системі змінюється від мінімальних до максимальних значень.

Відбувається збільшення споживання промислової навантаження за рахунок лавиноподібного зупинки асинхронних двигунів (основного промислового навантаження), «перекидання асинхронних двигунів».

Загальне поняття асинхронного режиму - це короткочасна робота генератора або електроенергетичної системи, яка викликана порушенням стійкості або втратою збудження генератора.

Для одного генератора - *асинхронний хід (АХ)*, коли збуджений генератор працює несинхронна з ЕЕС, і *асинхронний режим (АР)*, коли генератор працює при втраті збудження.

При АХ збудженого генератора кут зсуву між вектором ЕРС генератора і вектором напруги прийомних шин ЕЕС багаторазово проходить значення від 0° до 360° .

Електрична машина працює і в генераторному, і в руховому режимах. При АХ виникають великі струми і відхилення напруги, а також значні моменти, що діють на генератор і турбіну.

Поняття АХ відноситься тільки для ЕЕС.

Асинхронний хід в ЕЕС не допустимо.

При втраті збудження генератор переходить в стійкий *асинхронний режим (АР)*, при якому його збудження виконується за рахунок реактивної потужності з ЕЕС.

З'являється ковзання ротора генератора, що обумовлює асинхронний момент і електрична машина залишається в генераторному режимі, видаючи в ЕЕС визначену нормами експлуатації активну потужність.

Такий асинхронний режим допустимо на кілька хвилин як для генератора, так і для ЕЕС. Все залежить від типу генератора (турбо (ТГ) або гідро (ГГ) - генератор) і систем охолодження.

Для ТГ з непрямым охолодженням допустимі асинхронні навантаження до 30 хвилин, активна потужність не більше $(0,5 - 0,7 P_{ном}$ і струм до $1,1 I_{ном}$.

Для ТГ з безпосереднім охолодженням асинхронне навантаження до 15 хвилин, активна потужність не більше $(0,4 - 0,55 P_{ном}$ і струм до $1,1 I_{ном}$. Через відмінності характеристик асинхронного моменту для ГГ і ТГ вимоги до асинхронному режиму для ГГ мають свої особливості. Оскільки для ГГ без заспокійливих обмоток максимальний асинхронний момент значно нижче, ніж для ТГ і в асинхронному режимі таких генераторів значно зменшується активне навантаження, то в даному режимі ГГ повинні бути відключені від ЕЕС.

Також при втраті збудження повинні негайно відключатися від мережі і ГГ з демпферними обмотками. Такі генератори забезпечують більший асинхронний момент, але установившись асинхронний режим настає при великих ковзанні (4 - 5%), що є недопустимим по нагріванню демпферних обмоток.

Для надпотужних ГГ зі спеціальними демпферними системами, у яких максимальний асинхронний момент можна порівняти з характеристикою ТГ, допускається короткочасний асинхронний режим при втраті збудження з активною потужністю не більше $0,3 P_{ном}$.

Допустимість *асинхронного режиму* генератора також залежить від балансу потужності в ЕЕС, оскільки під час втрати збудження генератор споживає реактивну потужність з мережі.

Реактивна потужність ЕЕС повинна бути достатньою з метою підтримки напруги на шинах видачі генератором електричної енергії не нижче $0,7 U_{ном}$ для збереження стійкої роботи генератора і навантаження.

Релейний захист повинен виявляти і встановлювати причини виникнення асинхронного режиму.

1.4 Класифікація функцій пристроїв РЗА

Надійна й безперебійна робота ЕЕС багато в чому залежить від методів і технічних засобів автоматики управління виробництвом, передачею, розподілом і споживанням електроенергії.

Усі види автоматики поділяються на 3 великі групи [13].

Перша група – пристрої технологічної автоматики. Тут представлені пристрої місцевої автоматики (МА), яка виконує функції керування локальними процесами на об'єкті, не впливаючи на режими ЕЕС у цілому (наприклад, пуски електродвигунів, автоматичне вмикання резервних електродвигунів, дистанційне керування місцевим навантаженням, пристрої керування, контролю та сигналізації (ККС) та ін.

Друга група – пристрої системної автоматики (СА). Тут представлені пристрої автоматики керування ЕЕС у нормальних та аварійних режимах. З метою скорочення дані пристрої об'єднані в назву «Релейний захист та автоматика (РЗА)», які призначені для автоматичного керування вихідним (нормальним) режимом ЕЕС, для

автоматичної ліквідації ненормальних та аварійних режимів й автоматичного відновлення після аварійних чи доаварійних режимів ЕЕС. Однією із складових автоматики керування в аварійних режимах є пристрої релейного захисту (РЗ).

Третя група – пристрої протиаварійної автоматики (ПА), тобто автоматики недопущення порушень синхронної роботи ЕЕС чи ліквідації порушень її синхронної роботи, що виникли.

Релейний захист призначений для виявлення пошкоджених електроустановок й вимкнення їх за допомогою комутаційної апаратури від останньої непошкодженої частини ЕЕС.

Додатковим призначенням РЗ є виявлення (сигналізація) ненормальних режимів (наприклад, перевантаження, підвищення чи зниження напруги, замикання на землю, асинхронний хід та ін.).

Електричні схеми електроустановок ЕЕС можна умовно розділити на дві частини: «первинна» і «вторинна».

«Первинна» – це головна, високовольтна схема електричних з'єднань електроустановок.

«Вторинна» – це низьковольтна схема, яка служить для живлення й з'єднання між собою (за допомогою шин, кабелів, дротів) апаратів і пристроїв керування, автоматики, релейного захисту, сигналізації, вимірів, обліку та ін.

Нижче в тексті наведена класифікація функцій пристроїв релейного захисту й автоматики, де позначено: Н.Р. – нормальний режим; Д.А. – доаварійний режим; А.Р. – аварійний режим; П.А. – після аварійний режим. АСГ – автоматична синхронізація генераторів. СС – самосинхронізація генераторів. ТС – точна синхронізація генераторів. АСС – автоматична синхронізація систем (ліній, шин). АРЗ – автоматичне регулювання збудження. СК – струмове компаундування. ЕМК – електромагнітний коректор. ФК – фазове компаундування. ГРЗ – групове регулювання збудження. АРЧ – автоматичне регулювання частоти. АРН – автоматичне регулювання напруги. АРКТ – автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації. САРЧП – система автоматичного регулювання частоти й потужності. АП – автоматика пуску електричних машин. АЗ – автоматичне завантаження електрообладнання. АР – автоматичне розвантаження електрообладнання.

РЗ – релейний захист. ХС – хибні спрацювання (дії) релейного захисту. НС – надлишкові спрацювання (дії) релейного захисту. ПРВВ – пристрій резервування відмов вимикачів.

АПВ – автоматичне повторне вмикання. АВР – автоматичне вмикання резерву. АЗГ – автоматичне завантаження генераторів. АРМ – автоматичне розвантаження мережі. АЧР – автоматичне частотне розвантаження. САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження. АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму. АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти. АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги. АОЗЧ – автоматика обмеження зниження частоти. АОЗН – автоматика обмеження зниження напруги. ЧДА – частотна ділительна автоматика. СДА – струмова ділительна автоматика. АВВП – автоматика виділення власних потреб електростанцій. ДЗМН – ділительний захист мінімальної напруги.

При відключенні за допомогою РЗ одного з елементів електричної мережі, наприклад, лінії або силового трансформатора, частина споживачів електроенергії знеструмлюється.

Відновлення живлення таких споживачів здійснюється, як правило, автоматично пристроями автоматичного повторного вмикання. (АПВ) або автоматичного вмикання резервного живлення і обладнання (АВР).

На рисунку 1.3 у відповідних блоках позначені пристрої системної та протиаварійної автоматики.

Наприклад, у нормальному режимі функціонують автоматична синхронізація генераторів, автоматичне регулювання збудження, автоматичне регулювання частоти, автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації, автоматика пуску електричних машин та ін.

В аварійному режимі при коротких замиканнях, обривах та ін. функціонують релейний захист і пристрій резервування відмов вимикачів, які вимикають електроустановки.

Вимкнення електроустановок може бути викликане внаслідок хибної або надлишкової дії релейного захисту.

Вимкнені електроустановки спроможні повернутися в нормальний (попередній) режим після успішного автоматичного повторного вмикання або в після аварійний режим – успішною дією пристрою автоматичного вмикання резерву.

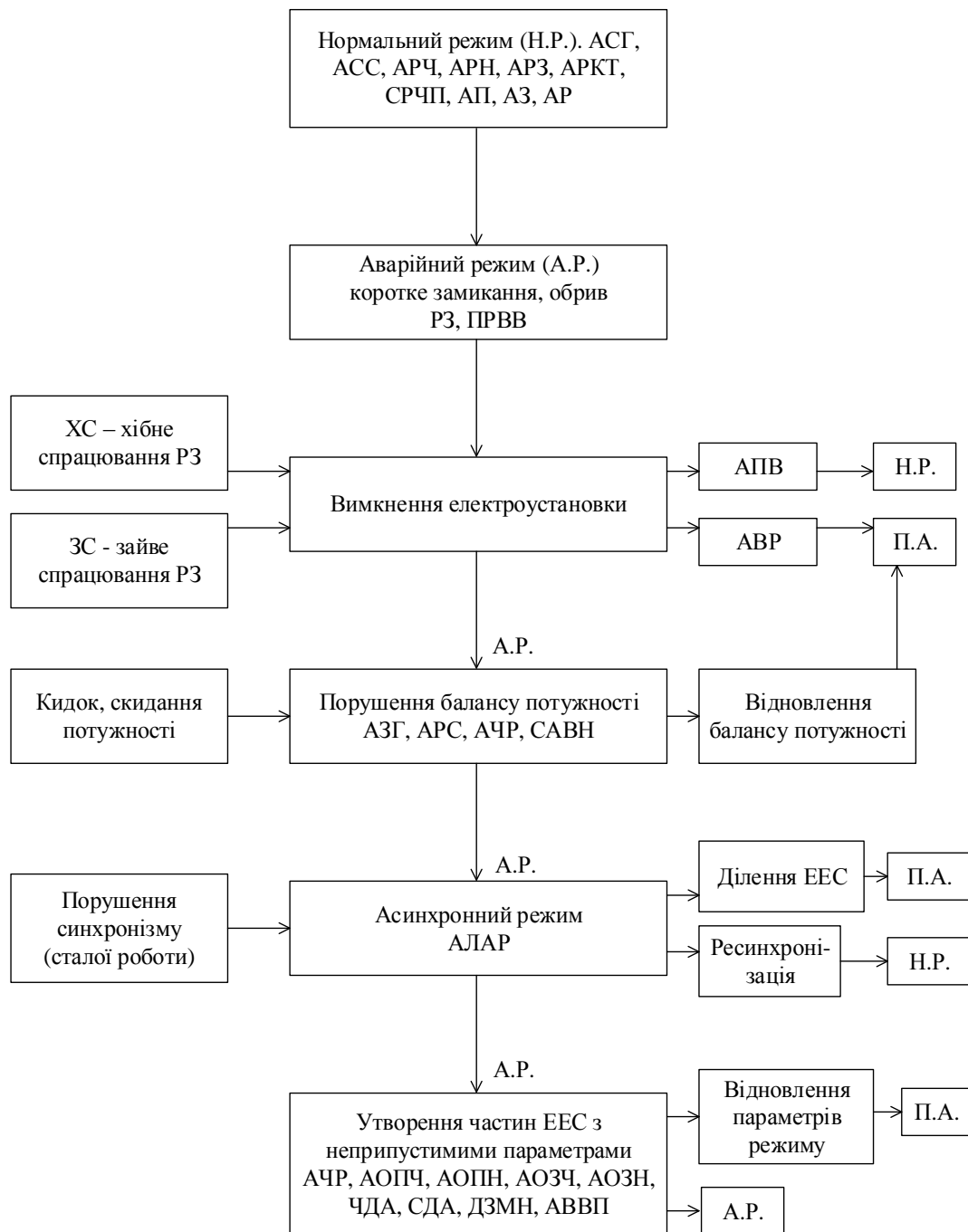


Рисунок 1.3 – Класифікація функцій пристроїв релейного захисту і автоматики

В іншому випадку в електроенергетичній системі виникає режим порушення балансу електричної потужності (також і при скиданнях, накиданнях потужності), в якому за відповідними алгоритмами повинні функціонувати автоматичне функціонування генераторів або

автоматичне розвантаження мережі, автоматичне частотне розвантаження, спеціальна автоматика вимкнення навантаження.

При відновленні балансу електричної потужності електроенергетична система працює в після аварійному режимі.

Якщо ні (а також при порушеннях синхронізму, стійкої роботи), то виникає асинхронний режим, у якому функціонують пристрої автоматики ліквідації асинхронного режиму з дією на ділення (перехід у після аварійний режим) чи ре синхронізацію (перехід у попередній режим) електроенергетичної системи.

В аварійному режимі (А.Р.) утворюються райони (частини) електроенергетичної системи з неприпустимими параметрами напруги й частоти, які відновлюються діями пристроїв автоматичного частотного розвантаження, автоматики обмеження підвищення чи зниження частоти, автоматики обмеження зниження чи підвищення напруги, частотної або струмової ділильної автоматики, ділильного захисту мінімальної напруги, автоматики виділення власних потреб електростанцій.

Підтримання заданого рівня напруги забезпечується дією на збудження, встановлених в системі синхронних машин (синхронних генераторів, синхронних двигунів), зміною коефіцієнта трансформації знижувальних трансформаторів, або включенням і відключенням секцій батареї конденсаторів.

Регулювання напруги в енергосистемі проводиться в основному автоматично, для чого:

- синхронні машини обладнуються пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ);
- силові трансформатори - пристроями автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації;
- батареї конденсаторів - пристроями автоматичного керування включенням і відключенням секцій цих батареї.

Поява дефіциту активної потужності в енергосистемі викликає зниження частоти. При цьому знижується продуктивність електромеханічного обладнання і порушується робота тих агрегатів, для яких має значення сталість швидкості обертання електродвигунів.

Наявність великого дефіциту активної потужності може привести до лавиноподібного зниження частоти і розвалу енергосистеми, в результаті чого може припинитися електроживлення всіх споживачів.

Тому баланс активних потужностей в енергосистемі, при відсутності необхідних резервів, може бути відновлений лише шляхом відключення частини менш відповідальних споживачів.

Це завдання вирішується за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР), що встановлюються на підстанціях.

Відключені пристроями АЧР споживачі, після ліквідації дефіциту активної потужності і відновлення нормального значення частоти в енергосистемі, автоматично включаються у роботу пристроями частотного АПВ (ЧАПВ).

Всі перераховані вище пристрої відносяться до пристроїв локальної автоматики, так як вони впливають на окремі елементи енергосистеми по заздалегідь заданим алгоритмом незалежно від режиму роботи інших елементів енергосистеми.

Існує також загальносистемна автоматика, що підтримує в нормальному режимі роботи енергосистеми, необхідні значення частоти, напруги в вузлах енергосистеми, перетоків активної і реактивної потужностей, а також автоматика, що запобігає розвиток аварійних процесів в енергосистемі - протиаварійна автоматика (ПА).

Пристрої протиаварійної автоматики поділяються на три групи:

- ✓ 1 група ПА: АЗГ, АРМ, САВН;
- ✓ 2 група ПА: АЛАР;
- ✓ 3 група ПА: АОПН, АОПЧ, АОЗН, АОЗЧ, ЧДА, СДА, АВВП, ДЗМН.

Автоматичні пристрої нормального режиму призначені для забезпечення необхідних показників якості електроенергії та усунення їх небезпечних змін, наприклад, пристрої автоматики регулювання напруги (АРН), автоматичне розвантаження трансформаторів і мережі (АРТ), автоматичне завантаження трансформаторів і мережі (АЗТ), програмована автоматика диспетчерських перемикачів (АДП), автоматика контролю параметрів системи та її режимів роботи (АКС і АСКУЕ) з діагностикою всього первинного та вторинного устаткування (АКУ) і ін.

Автоматичні пристрої аварійного режиму призначені для збереження вихідного і близького до нього режиму при великих і малих збуреннях, до яких відносяться короткі замикання, обриви струмоведучих частин, протилежні включення джерел живлення,

перевантаження та ін. Автоматичні пристрої даного режиму рекомендуємо розділити на наступні категорії.

Перша категорія: релейний захист (РЗ); автоматичне повторне включення вимикачів (АПВ), після їх аварійного відключення; автоматичне включення резерву (АВР) секціонуючих вимикачів і вимикачів явного резерву; автоматика розвантаження (АРЛ) і завантаження ліній (АЗЛ).

Друга категорія: пристрої автоматики ділення (АД) електричної мережі за ознаками порушення балансу потужності.

Третя категорія: пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і автоматичного розвантаження при зниженнях напруги (АРЗН).

Автоматичні пристрої після аварійного режиму (АВНР) повинні забезпечувати відновлення нормального (до аварійного) або близького до них режиму щодо схем живлення і електроустановок споживачів.

До цієї категорії відносяться: пристрої АПВ після дії АЧР (ЧАПВ); пристрої автоматичного відновлення до аварійної схеми живлення після успішного АВР; автоматичні пристрої для визначення місць пошкодження та ін.

Для підвищення ефективності роботи ЕЕС функції і склад автоматичних пристроїв істотно удосконалювався. Автоматизовані технологічні операції, зростав обсяг обміну інформації про стан об'єктів управління, координувалася оперативне управління суміжними об'єктами виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії. Все це разом послужило інтеграції всіх автоматичних та автоматизованих пристроїв в єдину автоматизовану систему управління електроенергетикою при широкому обміні інформацією про стан електричної мережі.

Сучасна автоматизована система управління технологічними процесами в електроенергетиці (АСУТП ЕЕ) призначена для виконання наступних функцій управління:

- ✓ релейного захисту і системної автоматики;
- ✓ протиаварійного керування;
- ✓ оперативного управління;
- ✓ контролю і діагностики стану об'єкта;
- ✓ реєстрації аварійних подій;

- ✓ обліку електричної енергії;
- ✓ контролю якості електричної енергії;
- ✓ обміну інформацією.

Перспективність АСУТП ЕЕ диктується зростаючою складністю режимів роботи електромережі, прагненням підвищити надійність і стійкість роботи електроенергетичної системи, підвищити швидкодію в ліквідації порушень нормальних режимів за рахунок забезпечення оперативного персоналу всіх рівнів оперативної ієрархії необхідною інформацією про характер порушення режиму, про функціонування захисних пристроїв і засобів протиаварійного керування, а також про стан устаткування об'єкта і пристроїв управління об'єктом.

Актуальність АСУТП ЕЕ визначається прогресом нових технологій в релейного захисту, протиаварійної автоматики, управлінні, контролі стану об'єкта, реєстрації аварійних подій та обліку електроенергії за рахунок використання мікропроцесорних систем, що володіють високою швидкістю і інформативністю, глибоким автоконтролем функціонування апаратури і блокуванням від неправильних дій персоналу.

Перспектива в нових автоматизованих системах Smart Grid, в тому числі в експертних системах АСУТП ЕЕ на основі прикладної науки «Теорія управління електроенергетичними системами».

АСУТП ЕЕ повинна володіти типовою структурою, що забезпечує єдиний підхід до функціонального наповнення організації технологічного управління, формування масивів інформації і організації доступу до цих масивів з усіх рівнів оперативного управління, організації архівів інформації.

В даний час в електроенергетиці застосовуються багаторівневі системи АСУТП (SCADA - системи).

Наприклад, в електричних мережах до 110 кВ досить двох рівнів.

Перший рівень АСУТП - це рівень підстанції, основними засобами якого є мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики.

Другий рівень АСУТП - це рівень диспетчерського пункту району електричних мереж (ДП РЕМ).

Терміном протиаварійна автоматика можна об'єднувати всі пристрої, призначені для дії при аварійних збуреннях.

Комплекс пристроїв протиаварійної автоматики створює глибоко резервувати систему запобігання розвитку ушкодження, дія якої поширюється від відключення пошкодженого елемента мережі до збереження стійкості енергосистеми, до поділу енергосистеми при асинхронному ході, запобігання лавини частоти і напруги.

Загальна схема протиаварійного керування наведена на рис. 1.4.

У складі протиаварійних засобів релейний захист дає швидке відключення пошкодженого обладнання, потім пристрої автоматичного повторного включення (АПВ) за своїми ознаками включають його в роботу знову, а пристрої АВР забезпечують резервне живлення споживачів.

Одночасно пристрої аварійного автоматичного управління активною потужністю (АУП) швидко подають введення в дію протиаварійних заходів.

Для протиаварійного керування ЕЕС України застосовується трирівнева система управління.

На першому рівні забезпечується статична і динамічна стійкість локальних енерговузлов: електростанцій ТЕС, АЕС, ГАЕС.

Другий рівень управління це завдання збереження стійкості внутрішніх зв'язків ЕСС України, а також забезпечення режиму роботи прикордонних з Україною перетинів за обумовленими контрактом умов.

Третій рівень управління - координуючий центр, який забезпечує координацію дії локальних і загальносистемних комплексів з метою забезпечення оптимізації їх впливів.

Завдання трирівневої системи управління в тому, щоб при виході з роботи координуючого центру, комплекси протиаварійної автоматики (ПА) першого і другого рівня управління самостійно виконували свої функції щодо забезпечення статичної стійкості міжсистемних перетинів і статичної, і динамічної стійкості генеруючих станцій (без участі координуючого центру) .

Локальні комплекси ПА розташовуються на всіх атомних і великих теплових електростанціях ЕСС України.

Комплекси є складні дубльовані пристрої, що забезпечують стійкість паралельної роботи АЕС (ТЕС) з енергосистемою при аваріях у її шин.

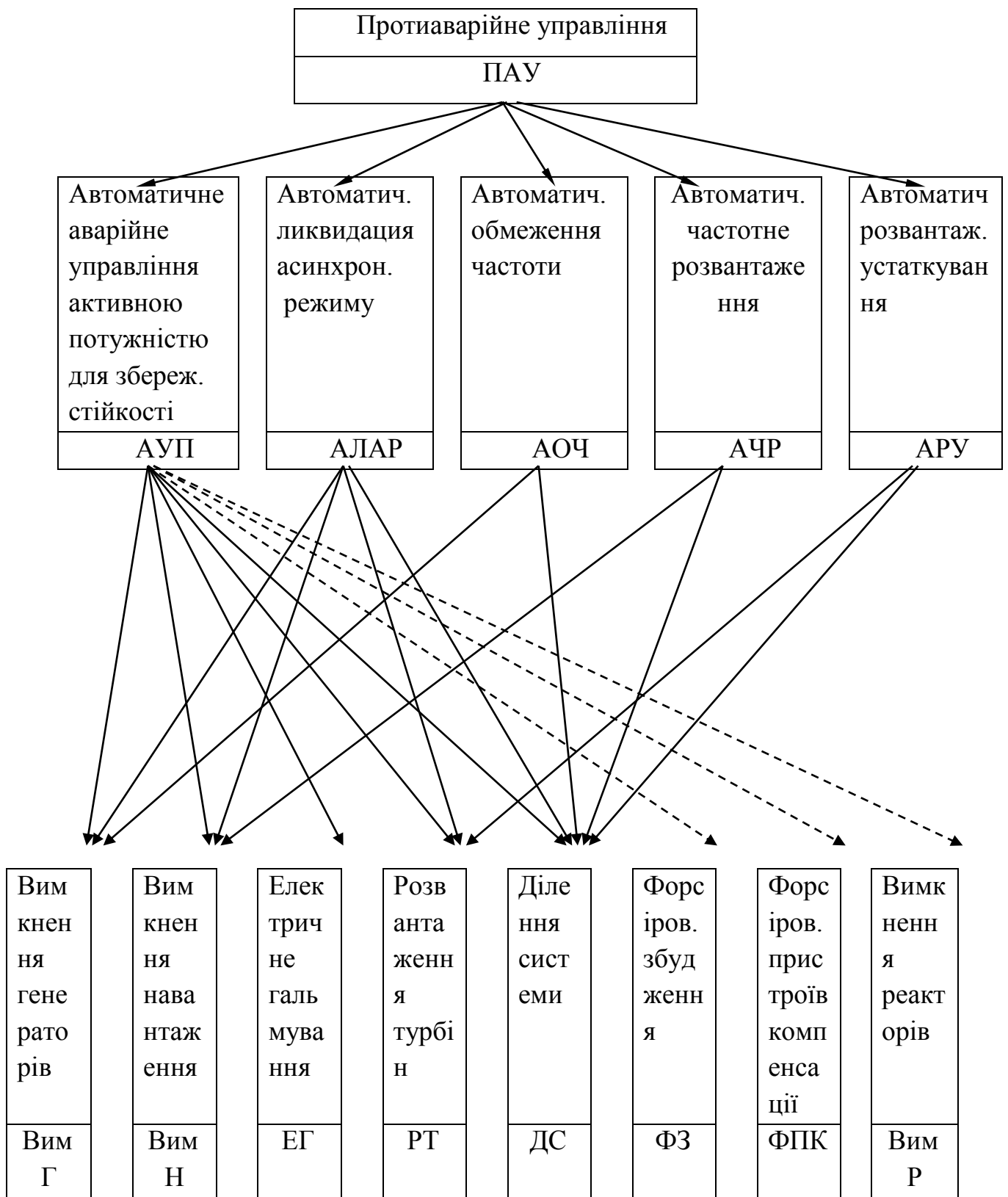


Рисунок 1.4 – Загальна схема противарійного управління

Дія ПА локальних комплексів направлено, як правило, на відключення частини генераторів від мережі.

До складу локальних комплексів ПА входять пристрої припинення асинхронного ходу, що запобігають асинхронний хід або діючі при його виникненні на відключення генераторів від мережі.

Основний принцип побудови ПА в ЕС України в сучасних умовах в наступному.

Кожен регіон повинен бути охоплений своєю системою ПА, що забезпечує стійкість при відключенні в цьому регіоні найбільш потужних ЛЕП або генеруючих блоків.

При цьому результируючий небаланс, обумовлений обуренням і керуючими впливами, не повинен перевищувати допустимої величини, яка визначається стійкістю електропередачі.

Система координації (третій рівень управління) вирішує завдання виконувати дії, що управляють в максимальному ступені в регіоні поблизу місця аварії, діючи в двох напрямках:

- збільшення допустимого небалансу керуючих впливів на основі аналізу режимів всієї енергосистеми;
- адаптивне розподіл керуючих впливів на основі визначення «винуватця» створення напруженого режиму.

Для збереження статичної та динамічної стійкості енергооб'єктів пристрої управління активною потужністю діють на:

- ✓ відключення частини генераторів (Вім Г) гідроелектростанцій і в деяких випадках теплових електростанцій;
- ✓ швидке зниження або набір потужності парових турбін без подальшого автоматичного відновлення колишнього навантаження;
- ✓ відключення частини навантаження споживачів, які легко переносять короточасну перерву енергопостачання (Вім Н);
- ✓ ділення енергосистеми (ДС), якщо зазначені вище заходи є недостатніми;
- ✓ короточасну розвантаження парових турбін (РТ);
- ✓ короточасне включення навантажувальних активних опорів (електричне гальмування - ЕГ).

Пристрої ПАУ застосовуються також і для підвищення пропускної здатності ліній електропередачі. Це виконується шляхом управління режимом роботи (форсування) пристроїв поздовжньої або поперечної ємнісної компенсації (ФПК), а також шунтуючих реакторів (відключення реакторів «Вим Р»).

Можлива дія пристроїв ПАУ на короточасну форсування збудження (ФЗ) генераторів, якщо пристрої АРЗ недостатньо ефективні при певних збурень.

Основні технічні вимоги до пристроїв автоматики - це: селективність, швидкість дії, чутливість та надійність.

Для пристроїв ПАУ важлива насамперед швидкість. Необхідність максимальної швидкості визначає побудову пристроїв ПАУ.

Тому на об'єктах протиаварійного керування ЕСС України повинна приділятися увага застосуванню мікропроцесорів.

Система автоматичного частотного розвантаження (АЧР) ЕСС України, заснована на принципах:

- основним об'єктом визначення обсягу АЧР є вся електроенергетична система України як сума обсягів АЧР, що входять в енергосистему частин;
- допустима нижня уставка частоти АЧР - 46,5 Гц, так як подальше зниження може привести до виникнення лавини частоти;
- необхідний максимальний обсяг першої черги АЧР повинен приблизно дорівнювати потужності найбільшого генератора в енергосистемі.

Така система АЧР виконує свої завдання в умовах концентрованих регіональних енергосистем, де швидкість і глибина зниження частоти обмежувалася сукупністю генераторів і споживачів, електрично жорстко пов'язаних між собою, і найбільший можливий дефіцит потужності визначався аварійним відключенням генераторів відносно невеликий одиничної потужності.

1.5 Технічні засоби управління режимами роботи енергосистем

Розвиток, процес безперервної і якісної зміни техніки релейного захисту та автоматики розглядається по зміні їх поколінь [14 – 20].

Перше покоління - запобіжник, вимірювальною частиною якого є плавка вставка. Запобіжник є пристроєм захисту і комутації.

Традиційний захист та автоматика - це засоби другого покоління, виконані на електромеханічних елементах, наприклад, РТ-40, РТ-80, РНТ-560, РПВ-58 і ін.

Третє покоління релейного захисту та автоматики заснована на напівпровідникових елементах і інтегральних мікросхемах. Наприклад, РСТ, РСН, РСМ, блоки БРЕ1301, шафи ШДЕ2802 і ін. Недоліки: така ж велика кількість електронних реле з вимірювальними трансформаторами струму і напруги, електромагнітна залежність від зовнішніх впливів, трудомісткість монтажу і налагодження, і ін.

Четверте покоління - це мікропроцесорний релейний захист і автоматика, яка побудована на тих же принципах взаємодії, але виконана на віртуальних цифрових приладах. Це дозволяє виконувати автоматичну звітність про роботу об'єкта захисту (протоколи, осцилографування, реєстрація місця пошкодження), швидку зміну уставок, простоту нарощування і зміни введених функцій без зміни технічних засобів, постійний автоматичний самоконтроль, зменшення трудомісткості експлуатації та ін.

Однак, релейний захист і автоматика четвертого і третього поколінь мають такі ж недоліки, як і другого покоління, які обумовлені однаковою архітектурою виконання з точки зору приєднання вимірювальних трансформаторів струму і напруги в електричній мережі.

Перспективна п'яте покоління засобів релейного захисту та автоматики (РЗА), яке може працювати на мікропроцесорах прийняття рішень (МПР), процесорах розпізнавання ситуацій .

Особливість архітектури релейного захисту та автоматики п'ятого покоління в тому, що дії РЗА здійснюються мікропроцесорами прийняття рішень, що підключаються до вимірювальних трансформаторів струму і напруги з кожного боку відповідного

вимикача всіх приєднань (рис. 1.5). МПР всіх вимикачів зв'язуються цифровими волоконна - оптичними, ВЧ і радіоканалами, і ін.

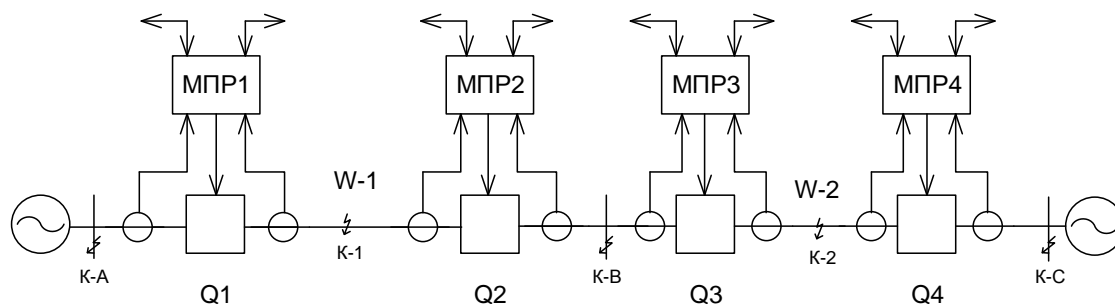


Рисунок 1.5 – Архітектура підключення релейного захисту та автоматики п'ятого покоління

Мікропроцесори прийняття рішень розпізнають ситуацію електричної мережі в зоні електроустановки. Кожен МПР повинен діяти на відключення або включення свого вимикача: Якщо відмовлять всі канали зв'язку із суміжними вимикачами, то МПР діє як автономний релейний захист і автоматика четвертого покоління, розпізнаючи ситуацію в електричній мережі по обидва боки свого вимикача.

Мікропроцесор прийняття рішень пов'язаний з усіма МПР інших вимикачів, що забезпечує абсолютно селективний захист без витримки часу елементів електричної мережі за принципом віртуальної диференціальної струмового захисту (ВДТЗ). Абсолютно селективні захисти резервуються суміжними захистами з затримкою на тривалість відключення вимикача в основній зоні електричної мережі по обидва боки свого вимикача.

Зараз енергетика переходить в якісно новий стан - в енергетику інформатизованих, що відрізняється більш високими показниками щодо якості енергії, продуктивності праці, економічності при високій надійності.

Інформатизованої електроенергетиці властива інформаційна інфраструктура, що дозволяє вирішувати весь комплекс завдань управління об'єктами.

Важливим елементом створення загального енергетичного інформаційного середовища буде широке впровадження реєстрації

параметрів в нормальних, доаварійних, аварійних і після аварійних режимах.

Оснoву складуть інформаційно-діагностичні комплекси, що забезпечують реєстрацію режимних параметрів, їх аналіз, вироблення рекомендацій щодо ведення режимів, організації експлуатації обладнання, вирішення техніко-економічних завдань.

Такими комплексами оснащуються все електростанції великої потужності, що працюють на системо утворюючу мережу, все підстанції напругою 330 - 750 кВ.

Інформаційно-діагностичний комплекс повинен на нижньому рівні охоплювати всі приєднання підстанції, силове обладнання, системи вторинної комутації.

Інформація у вигляді аналогових і дискретних сигналів після первинної обробки повинна передаватися на під станційний рівень для її обробки, аналізу, підготовки для передачі на щит управління станції або диспетчерський пункт.

При наявності великих інформаційних потоків для їх оптимізації можуть використовуватися проміжні концентратори. На енергооб'єктах з локальної обчислювальної мережею доцільна робота інформаційно-діагностичних комплексів в складі мережі.

Інформаційно-діагностичні комплекси повинні забезпечувати передачу інформації з енергооб'єкту на диспетчерські центри - регіональний (РДЦ) та національний (НДЦ).

Обсяги інформації про нормальних, аварійних режимах, стан устаткування і апаратури, економічних показниках повинні визначатися окремо в кожному конкретному випадку.

Впроваджуються в даний час вітчизняні системи реєстрації, які з технічної реалізації відповідають рівню розробок провідних світових фірм, а за функціональними можливостями, в ряді випадків, їх перевершують.

Структурно системи реєстрації складаються з локального і центрального рівнів, пов'язаних інформаційними каналами.

Локальний рівень - це група локальних реєстраторів (ЛР), кожен з яких накопичує інформацію, як правило, на одному приєднанні енергооб'єкту.

Локальним реєстратором при цьому вважається також пристрій РЗА, що мають вбудовану функцію реєстрації аварійних подій.

Центральне обчислювальний пристрій (ЦОП) - це мікро-ЕОМ, що має один із стандартних інтерфейсів.

ЦОП призначений для розшифровки, прив'язки до астрономічного часу, сервісної обробки, підготовки до передачі і передачі на верхні рівні, архівації, візуалізації і отримання твердих копій (на засобах відображення обслуговуючих підстанцій) зареєстрованої ЛР інформації. Повинна бути передбачена можливість використання ЛР в автономному режимі з короткочасним підключенням його до комп'ютера для знімання інформації.

«Розумні мережі» - Smart Grid - це закономірний етап розвитку соціально-економічних відносин, втілений в технологічну концепцію релейного захисту і автоматики енергосистем.

Інтелектуальні енергосистеми - це розумні автоматизовані системи вироблення і передачі електроенергії до споживача. Використовуючи сучасні інформаційні та комунікаційні технології, все обладнання мереж в концепції Smart Grid взаємодіє один з одним, утворюючи єдину інтелектуальну систему енергопостачання.

Зібрана з обладнання інформація аналізується, а результати аналізу допомагають оптимізувати використання електроенергії, знизити витрати, збільшити надійність і ефективність енергосистем.

Переваги використання мереж Smart Grid: ефективне використання електроенергії; збільшення частки розподілених систем виробництва енергії і поновлюваних джерел енергії; збільшення гнучкості подачі живлення; зниження загальної вартості доставки електроенергії; підвищення стабільності та якості подачі електроенергії; підвищення безпеки енергосистем.

Релейний захист і автоматика в новій концепції Smart Grid повинні бути в складі всієї інформаційної та керуючої системи виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії.

Мікропроцесорні системи релейного захисту та автоматики (МПРЗА) для виявлення пошкоджень і ненормальних режимів роблять виміри струмів і напруги у векторній формі. Також МПРЗА записують і зберігають повну інформацію по нормальним, аварійним та після аварійного режимам ЕЕС. Все це повинно бути використано в нових контрольно - вимірювальних системах Smart Grid.

Передбачаються, що в майбутньому традиційних вимірювальних трансформаторів струму і напруги не буде в зв'язку з

застосуванням нових вимірювальних цифрових трансформаторів струму і напруги (ЦТС і ЦТН), які будуть передавати по мережі Ethernet / Intranet інформацію о струмах і напругах в цифровій формі для всіх інструментарії, в тому числі і для мікропроцесорних систем релейного захисту і автоматики. Мікропроцесори прийняття рішень – це елементи нової технології автоматизації та управління об'єктами на чолі з підстанцією нового типу, із цифровою підстанцією (ЦПС).

Нові технології для ЦПС – це цифрові технології: мікропроцесори прийняття рішень, які вбудовані у первинне обладнання; локальні обчислювальні мережі для комунікацій; цифровий спосіб доступу до інформації; цифрова передача та обробка інформації; автоматизація роботи підстанції та процесів управління нею (моніторинг всього обладнання, релейний захист, протиаварійна автоматика, вимірювання, облік та ін.).

Загалом цифрова підстанція є складовою інтелектуальної мережі Smart Grid.

Стандарти та технології цифрової підстанції обумовлені стандартом MEK 61850: модель даних пристроїв; уніфікований опис підстанції; протоколи «вертикального» MMS та «горизонтального» GOOSE обмінів; протоколи передачі миттєвих значень струмів та напруги SV.

А також цифрові оптичні та електронні трансформатори струму та напруги NCIT (nonconventional instrument transformers); шина процесу – Process bus; станційна шина, що використовується не тільки для зв'язку «клієнт-сервер» між АСУ ТП та ІЕУ, але й для горизонтального обміну інформацією між ІЕУ за допомогою GOOSE – повідомлень, включаючи високопріоритетні сигнали релейного захисту та аварійної автоматики.

Також об'єднуючі пристрої (merging units) з підтримкою шини процесу; мультиплексори Merqinq Units; виносні модулі УСО – Micro RTU; інтелектуальні електронні пристрої ІЕД із підтримкою шини процесу.

Стандартом MEK 61850 регламентуються питання передачі даних між окремими пристроями, формалізація опису схем підстанції, схем релейного захисту та автоматики, вимірювань та ін. Стандартом вказується застосування технологічно нових цифрових вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Реалізація РЗА в концепції Smart Grid також можлива завдяки застосуванню комутаційних апаратів нового покоління - реклоузерів [21].

Реклоузер - це апарат, що поєднує в собі практично всі види протиаварійної автоматики: АПВ, АВР (автоматичне введення резерву), МСЗ (максимальний струмовий захист), ЗЗЗ (захисту від замикань на землю), ППО (пристрій плавки ожеледі) і ін.

Реклоузер дозволяє в режимі реального часу вести протоколи за параметрами якості переданої електричної енергії і при наявності телемеханіки передавати ці протоколи в будь-яке місце, де є приймач телеметричного сигналу. Це дає можливість легко інтегрувати даний пристрій в автоматизовану систему виробництва, розподілу і споживання електроенергії.

Реклоузер - це надійний і досить простий в експлуатації пристрій, що дозволяє відключати струми КЗ за мінімальний час і при цьому за такий же час відновлювати електропостачання на непошкоджених ділянках. Значення струмів, які протікають в лінії через трансформатори струму надходять на цифрові приборі, які можуть бути запрограмовані на досить широкий спектр параметрів в залежності від місця і цілей установки реклоузера.

Пошкоджена ділянка між реклоузера може бути ізольований за набагато менший час, ніж при централізованій автоматиці, коли для тих же цілей застосовуються звичайні вимикачі.

Згідно рисунку 1.6 покажемо послідовність дії захисту і автоматики. Нормально реклоузер R4 відключений і на ньому встановлено пристрій автоматичного включення резерву.

При короткому замиканні К2 спрацьовує захист реклоузера R2 і відключає реклоузер R2.

Відразу захист реклоузера R3 по пусковому органу налаштування свого релейного захисту (критерій мінімальної напруги U_{min}) пере налаштовується на живлення «справа». Потім АВР включає реклоузер R4 і якщо коротке замикання К2 самоусувається, то живлення навантажень Н2 і Н3 відновлюються від системи С2.

Але, якщо пошкодження стійке, то спрацьовує захист реклоузера R3 і відключається реклоузер R3, тим самим зберігаючи живлення навантаження Н3.

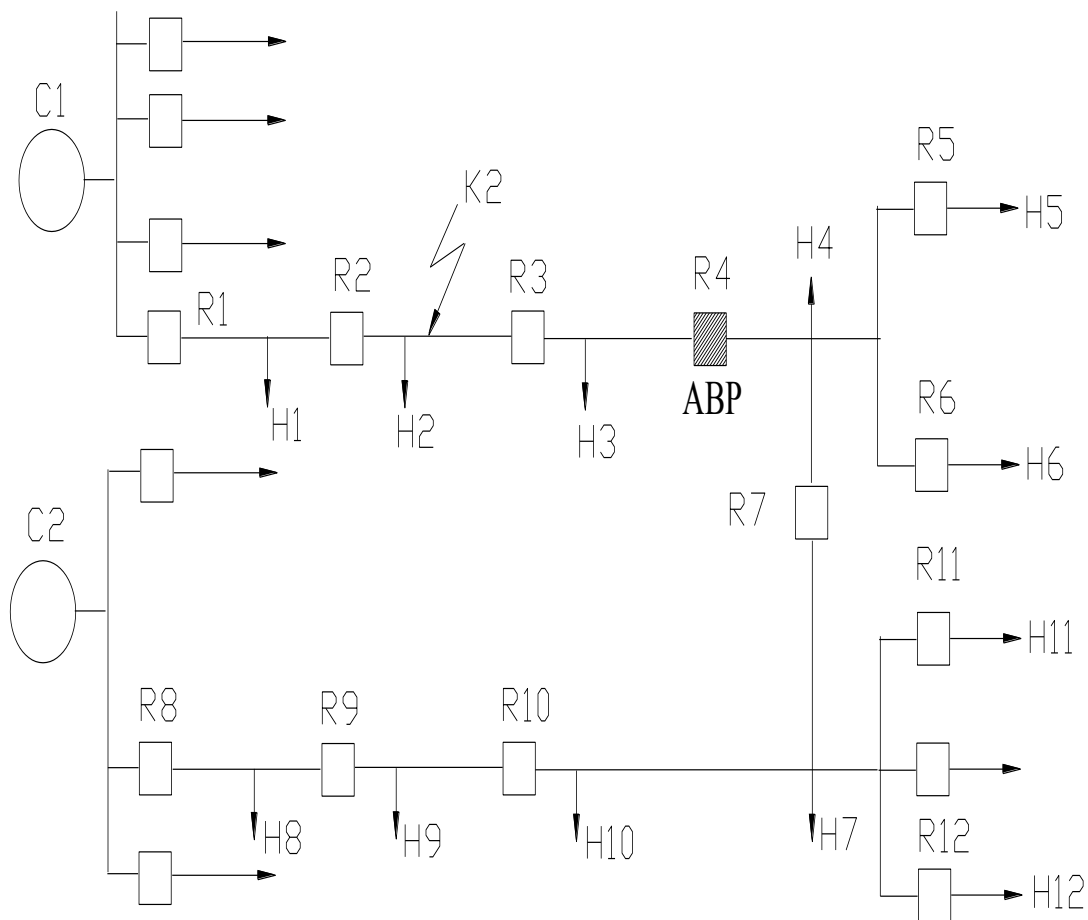


Рисунок 1.6 – Електрична схема мережі

Висновок: використання реклоузера, як засобу інтелектуальної автоматизації, дозволяє перенастроювати релейний захист і автоматику на протилежне живлення і забезпечувати збереження живлення навантаження при пошкодженні лінії (при стійких і нестійких КЗ).

В іншому випадку (без застосування інтелектуального релейного захисту та автоматики) навантаження залишається без напруги на час аварійного ремонту пошкодженого обладнання, що є причиною великих збитків від недовипуски електроенергії для відповідального навантаження.

Статистика показує, що відсоток відмови деяких мікропроцесорних терміналів вітчизняного виробництва досягає 5%, що в 10 разів перевищує аналогічну величину для панелей на електромеханічних елементах.

Це свідчить про зниження ефективності і надійності при переході засобів захисту і автоматики, виконаних на електромеханічних елементах, до мікропроцесорних модулів. Також мікропроцесорні термінали потребують захисту від космічного та кібернетичної зброї.

З цієї точки зору немає необхідності в повному оцифруванні засобів РЗА, а процес вдосконалення побудови систем релейного захисту і автоматики повинен базуватися не тільки на мікропроцесорах, а й на використанні кращих зразків електромеханічних реле і нових технологій [24 – 26]:

- мажоритарний принцип для систем захисту відповідальних об'єктів;
- електромеханічні пускові органи для деблокування (блокування) мікропроцесорних пристроїв релейного захисту;
- створення систем безпеки електроустановок на електромеханічних реле;
- застосування реклоузера для інтелектуальних засобів релейного захисту та автоматики;
- розробки технологій для мікропроцесорів прийняття рішень;
- релейний захист і автоматизація в концепції Smart Grid і ін.

Мажоритарний принцип полягає в тому, що конкретні ознаки (наприклад, швидкість зміни струму, зменшення заміру опору та ін.) пошкодженої електроустановки виявляються декількома захистами і пріоритет у відключенні її віддається тому захисту, якій проаналізував найбільше цих ознак.

Для захисту мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики МПРЗА від космічної та кібернетичної зброї слід застосовувати електромеханічні пускові органи для деблокування вихідних ланцюгів (розмикання своїх контактів, включених послідовно) МПРЗА, а також блокування вхідних ланцюгів МПРЗА шляхом шунтування їх за рахунок розмикаючи герконів пускових органів.

Іншими словами, коли йде атака космічної та кібернетичної зброї, то випереджаючи неправильні дії МПРЗА, швидкодіючі електромеханічні герконові реле в якості пускових органів повинні автоматично шунтувати вхідні і розімкнути вихідні ланцюга МПРЗА.

Швидкодіючі електромеханічні пускові органи, як більш чутливі, спрацьовують тільки при заданих ознаках пошкоджень і, дешунтувати вхідні і замикаючи вихідні ланцюги, дозволяють МПРЗА виконувати свої функції. З метою забезпечення надійного і безаварійного електропостачання споживачів пропонується ще і застосування для електроустановок другого рівня системи релейного захисту на електромеханічних реле, який можна назвати системою безпеки електроустановки (СБЕ), наприклад, система безпеки системної підстанції - СБП. У даній роботі розглядається використання цифрових систем релейного захисту і автоматики НВП «Хартрон». «Хартрон-ІНКОР» - ПМ РЗА «Діамант» (м. Харків) - Український лідер по виробництву і впровадженню мікропроцесорних пристроїв РЗА обладнання різного призначення: ліній 6-330 кВ; трансформаторів, автотрансформаторів; генераторів; електродвигунів; вводів; шин, шинівок; приєднань, що відходять; протиаварійної автоматики (рис. 1.7 - 1.8, та додаток А) [22 – 23].



Рисунок 1.7 –ПМ «ДІАМАНТ». Релейний захист та автоматика

Приладовий модуль релейного захисту та автоматики (ПМ РЗА) призначається для застосування в електроустановках змінного струму з частотою 50 Гц в якості мікропроцесорного пристрою релейного захисту, протиаварійної автоматики, реєстрації, діагностики та управління вимикачами.

ПМ РЗА використовується на енергооб'єктах, підстанціях і електростанціях (теплових, атомних, гідравлічних, гідроакumuлюючих та ін.), які перебувають в експлуатації або знову споруджуваних, з напругою на шинах від 6 до 330 кВ.

ПМ РЗА може використовуватися в складі АСУ в якості підсистеми нижнього рівня. ПМ РЗА встановлюється на панелях щитів управління і захистів, а також в релейних шафах КРУ.

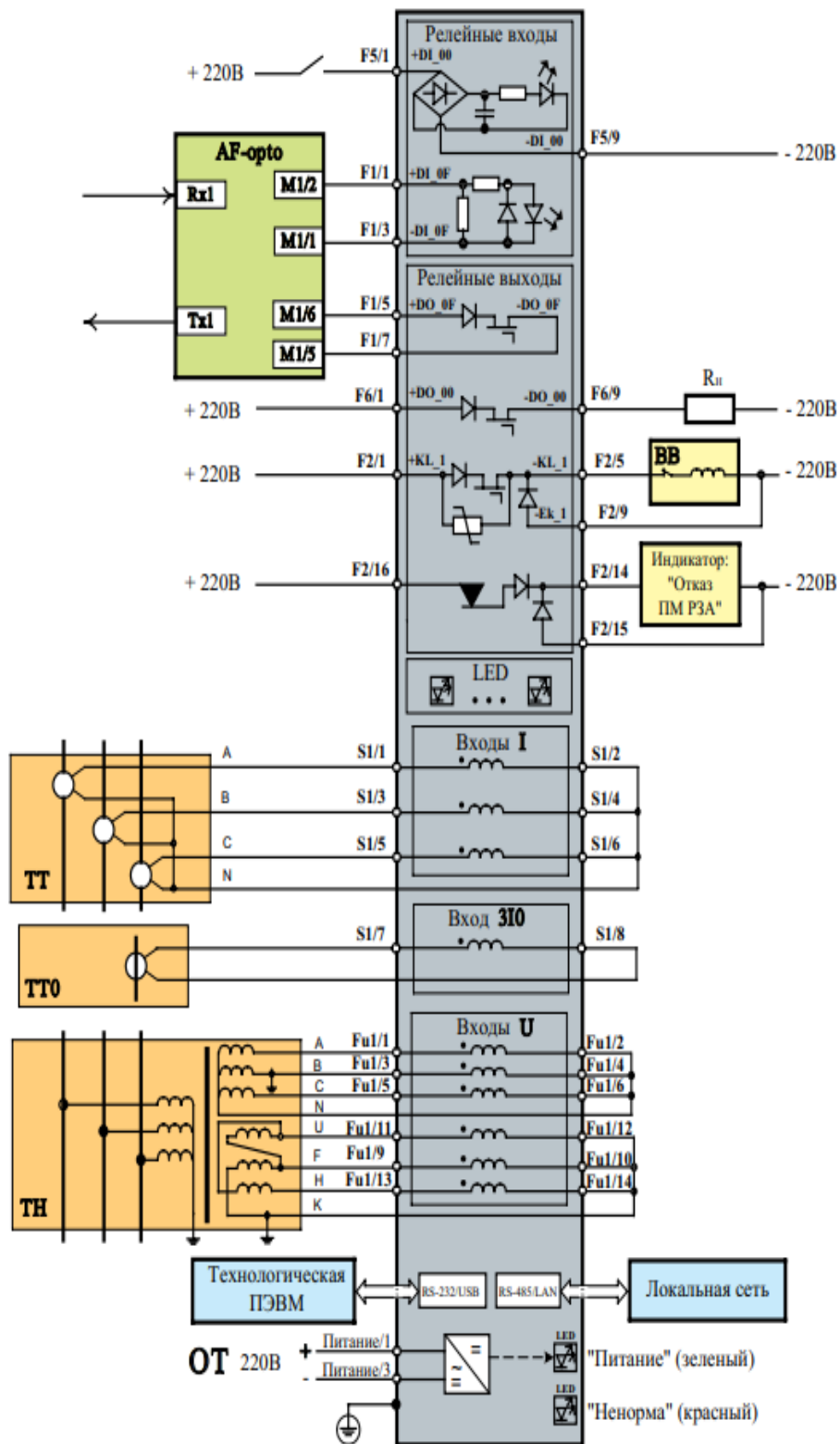


Рисунок 1.8 – Схема підключення ПМ «ДІАМАНТ»

ПМ РЗА є сучасним мікропроцесорним пристроєм захисту, управління і протиаварійної автоматики і являє собою комбіноване багатофункціональний пристрій, що поєднує різні функції захисту, автоматики, контролю, місцевого та дистанційного керування.

Алгоритми функцій захисту і автоматики, а також інтерфейси для зовнішніх з'єднань ПМ РЗА розроблені відповідно до технічних вимог до існуючих систем РЗА, що забезпечує сумісність з діючими пристроями та полегшує проектувальникам та експлуатаційного персоналу перехід на нову техніку.

Для вирішення традиційних завдань релейного захисту та автоматики за допомогою цифрового мислення та технічних засобів у даному розділі розглядаються прості прийоми переходу від операцій у вторинних ланцюгах традиційних пристроїв до логічних операцій у мережах цифрових пристроїв РЗА.

На рисунку 1.9 дано порівняння обробки сигналів за схемою паралельного з'єднання. Така логічна операція має назви: диз'юнкція, «АБО» або «логічне складання».

Тут і далі розуміється те, що є вхідні сигнали, які знаходяться ліворуч від елемента схеми, а вихідні сигнали розташовуються праворуч від елемента схеми.

Вхідні та вихідні сигнали – це логічні стани даних зв'язків. У логічних мережах є два логічні стани - "0" або "1".

Логічний стан "0" - це відсутність сигналу, а логічний стан "1" - наявність сигналу.

У схемах з релейно-контактними ланцюгами логічна «1» - наявність оперативної напруги на ділянці ланцюга (наприклад, підключеної до обмотки проміжного реле) та логічний «0» - відсутність оперативної напруги в ланцюзі. Замкнений контакт – проходження логічної одиниці «1» позначеного сигналу ланцюга оперативної напруги, а розімкнутий контакт – розрив ланцюга.

Для операції «АБО» (див. рис. 1.9) за наявності «1» у будь-якому вхідному сигналі з (А, В, С) на виході даного логічного елемента D буде сигнал «1». В іншому випадку, за відсутності вхідних сигналів А, В, і С на виході логічного елемента «АБО» відсутній сигнал.

На схемі з релейно-контактними ланцюгами вихідне проміжне реле D(KL) спрацює (сигнал D) якщо замкнеться хоча б один контакт

A, B і C. Надходження хоча б одного сигналу в логічному стані «1» на обмотку реле D(KL) елемента «АБО» — це спрацьовування вихідного реле (замикання контакту D на схемі), а за відсутності всіх сигналів на вході реле (логічний стан всіх контактів A, B і C - "0") - це неспрацьовування проміжного реле.

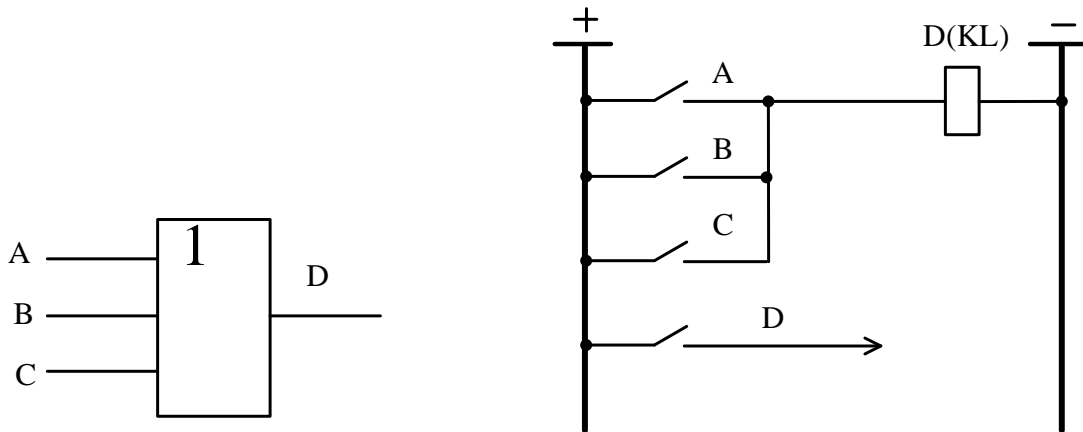


Рисунок 1.9 – Логічна операція «АБО»

На рисунку 1.10 дано порівняння обробки сигналів за схемою паралельно - послідовного з'єднання. Така логічна операція зветься «АБО – НІ».

Тут логічний елемент «НІ» показаний сигналом, який позначене колом на вході. Інше назва - «інверсія», дія яка змінює вхідний сигнал на протилежний стан.

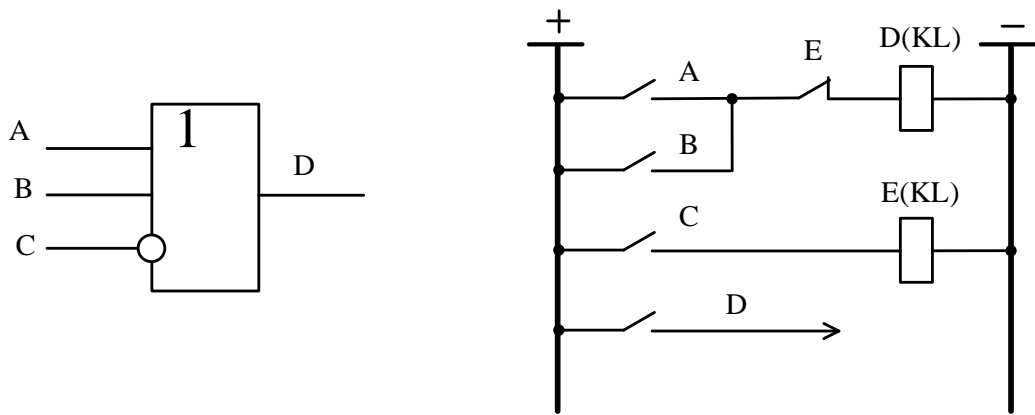


Рисунок 1.10 – Логічна операція «АБО - НІ»

Якщо на вході від будь-якого сигналу з А і В є логічна «1», то на виході буде логічний «0».

На схемі з релейно-контактними ланцюгами вихідне проміжне реле D(KL) спрацює (сигнал D) якщо замкнеться хоча б один контакт з А і В і не замкнеться контакт С (відсутність сигналу).

Надходження інверсного сигналу С «1» на обмотку проміжного реле E(KL) виконає операцію «НІ», тим самим розмикаючи контакт Е ланцюга живлення вихідного проміжного реле D(KL) і знімаючи вихідний сигнал D.

На рисунку 1.11 дано порівняння обробки сигналів за схемою заперечення. Така логічна операція зветься «НІ». Логічний елемент «НІ» або «інверсія» є елементом, який змінює вхідний сигнал на протилежний стан.

Якщо на вході є логічна «1», то на виході буде логічний «0», і навпаки, якщо на вході «0», то на виході буде «1». Тут також наведена схема реалізації обробки сигналів за допомогою проміжних реле D(KL) та E(KL).

Реле D(KL) – вихідне, а реле E(KL) – для виконання логічної операції «НІ» під час надходження інверсного сигналу А, при якому спрацьовує реле E(KL), знімаючи вихідний сигнал D.

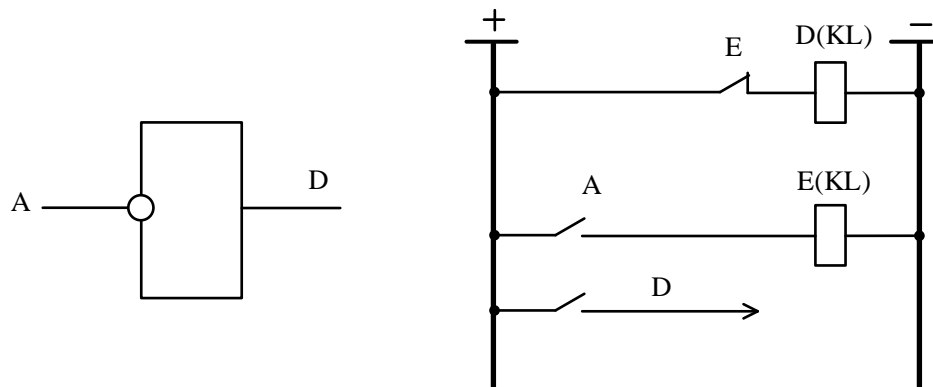


Рисунок 1.11 – Логічна операція «НІ»

На рисунку 1.12 дано порівняння обробки сигналів за схемою послідовного з'єднання. Така логічна операція має назву: кон'юнкція, «І» або «логічне множення». На виході такої операції буде сигнал «1», якщо одночасно на всіх вхідних сигналах буде логічна «1» (наприклад, сигнал А – «1» і послідовно сигнал В – «1»).

На схемі з релейно-контактними ланцюгами вихідне проміжне реле D(KL) спрацює (сигнал D), якщо одночасно замкнуться контакти з А і В. Надходження всіх сигналів у логічному стані «1» на обмотку вихідного проміжного реле D(KL) елемента «І» — це спрацьовування вихідного реле (замикання контакту D на схемі), а за відсутності хоча б одного сигналу на вході реле (логічний стан одного з контактів - "0") - це неспрацьовування вихідного проміжного реле.

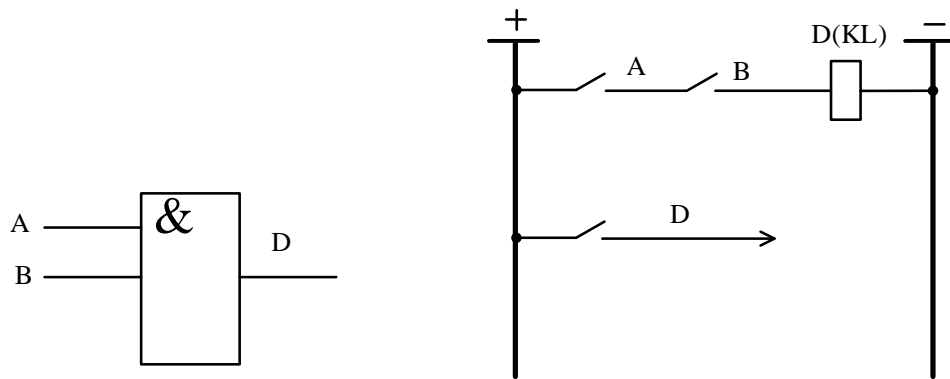


Рисунок 1.12 – Логічна операція «І»

На рисунку 1.13 дано порівняння обробки сигналів за схемою інверсії послідовного з'єднання. Така логічна операція зветься «І - НІ». Тут логічний елемент «НІ» показаний сигналом (позначений колом на вході). Це «інверсія», яка являє собою елемент, що змінює вхідний сигнал на протилежний стан.

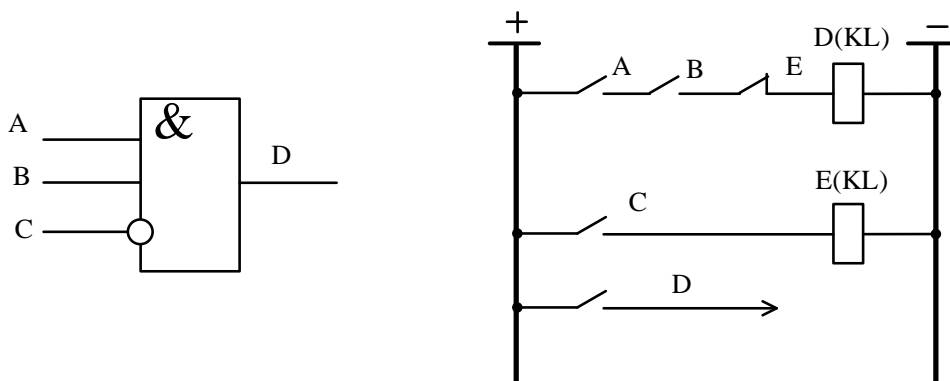


Рисунок 1.13 – Логічна операція «І - НІ»

При відсутності інверсного сигналу на вході даного елемента на його виході буде сигнал «1», якщо одночасно на вхідних сигналах А і В буде логічна «1». Але при одночасному надходженні на вхід сигналу С «1» (інверсія) на виході буде логічний «0».

На схемі з релейно-контактними ланцюгами вихідне проміжне реле D(KL) спрацює (сигнал D) якщо будуть замкнені одночасно контакти А і В і не буде оперативної напруги на обмотці проміжного реле E(KL), що виконує функцію інверсії.

Надходження інверсного сигналу «1» на обмотку проміжного реле E(KL) виконає операцію «НІ», тим самим розмикаючи контакт E ланцюга живлення вихідного проміжного реле D(KL) і знімаючи вихідний сигнал D.

На рисунку 1.14 дано порівняння для виконання операції затримки часу на спрацювання пристрою РЗА. Така логічна операція зветься затримка початку передачі сигналу.

На схемі із релейно-контактними ланцюгами функцію вихідного реле D(KL) виконує реле часу КТ.

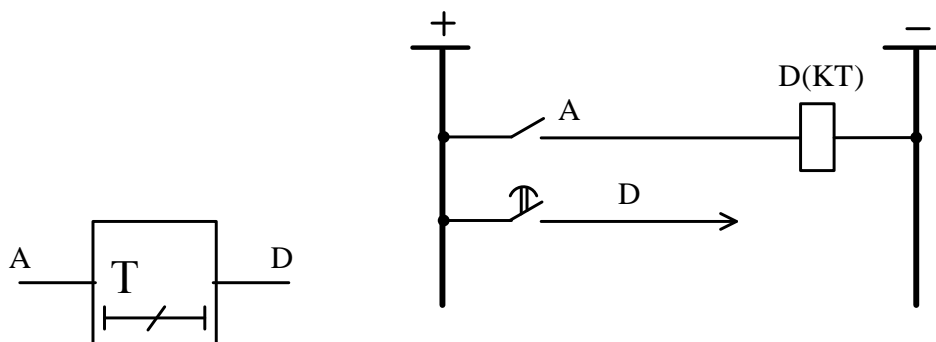


Рисунок 1.14 – Затримка часу на спрацювання

На рисунку 1.15 дано порівняння елемента пам'яті. Елемент пам'яті (тригер) запам'ятовує значення вихідного сигналу D навіть при зникненні вхідного сигналу A. Коли на вході S комірки сигнал від A – логічна «1», то і на виході E теж буде «1» якщо на вході R (скидання) немає сигналу від B (логічний нуль «0»).

При зникненні вхідного сигналу A на виході пам'яті E все одно залишається логічна «1», таким чином тригер запам'ятовує свій стан. Вхід на R логічного сигналу B, рівного «1», обнуляє (скидає) стан пам'яті.

На схемі з релейно-контактними ланцюгами ефект запам'ятовування виконує функція само підхоплення вихідного проміжного реле D(KL) своїм контактом D, що замикається. А коли надходить на схему команда «скидання», то контакт B розмикається і знімається живлення оперативною напругою вихідного проміжного реле D(KL).

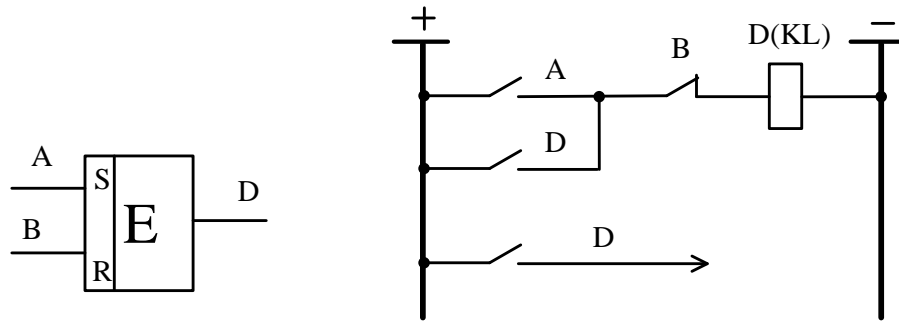


Рисунок 1.15 – Статична пам'ять, тригер

На рисунку 1.16 дано порівняння для виконання операції затримки часу на повернення пристрою РЗА. Така логічна операція має назву налаштоване збільшення тривалості передачі сигналу.

На схемі з релейно-контактними ланцюгами функцію вихідного реле D виконує проміжне реле KLT із затримкою повернення.

До виконання своєї функції реле KLT через замкнутий контакт E було під оперативною напругою. При надходженні сигнал від A (логічна «1») замикається контакт A і на проміжне реле E(KL) подається напруга.

Після цього контакти реле E(KL) змінюють своє становище. Верхній контакт знімає живлення з котушки D(KLT), а нижній контакт створює ланцюг вихідного сигналу D на час повернення контакту проміжного реле KLT.

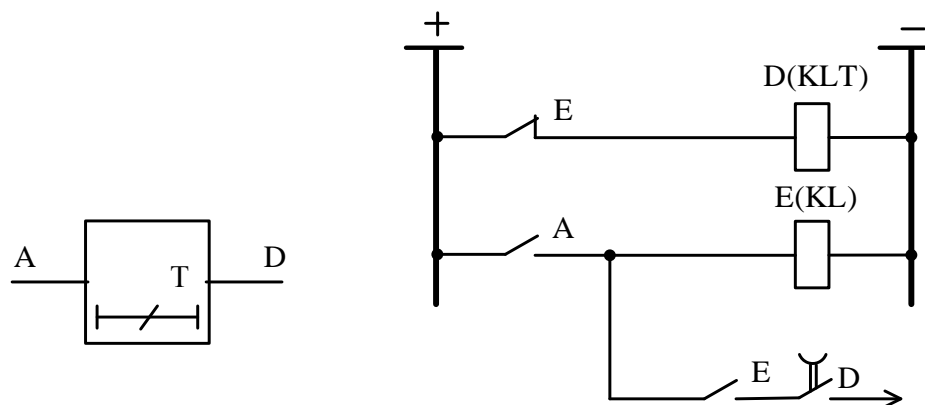


Рисунок 1.16 – Затримка часу на повернення

Підбиваючи вище сказане, для прикладу розглянемо функціональну схему простого цифрового пристрою (рис. 1.17) абстрактного АВР для електроустановки розподілу електроенергії.

Основні ознаки функціонування АВР.

Пуск АВР від:

- ✓ газового захисту трансформатора (сигнал А);
- ✓ диференційного захисту трансформатору (сигнал В);
- ✓ положення вимикача, яким включається резервне живлення (сигнал С – вимикач вимкнено).

Контроль для АВР:

- ✓ максимальної напруги на секціях резервного живлення (сигнал І);
- ✓ забезпечення заданої уставки часу АВР (час Т);
- ✓ забезпечення повернення АВР (сигнал Н).

Функціональна схема діє в такий спосіб.

Якщо спрацював будь-який із захистів (газовий або диференціальний захист трансформатора) та вимикач, яким включає резервне живлення, вимкнено, то логічний «І» дає дозвіл на дію витримки часу (елемент F), що запам'ятовується пам'яттю G.

Вихідний орган АВР (логічний «І» - елемент D) дає команду на включення резервного вимикача лише за наявності максимальної напруги на секціях резервного живлення (сигнал І). Функціональна схема простого цифрового пристрою АВР повернеться у вихідне положення після увімкнення резервного вимикача (сигнал Н).

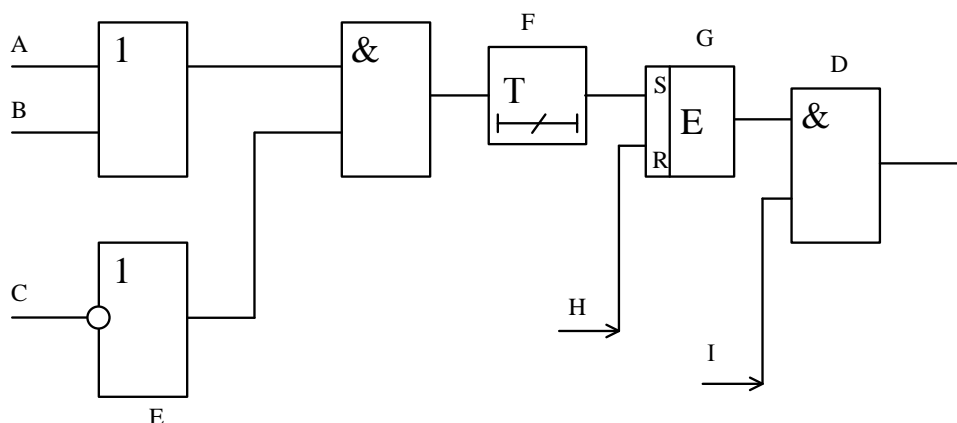


Рисунок 1.17 – Функціональна схема простого цифрового пристрою

Тепер розглянемо функції абстрактного АВР на прикладі простого релейно-контактного пристрою (рис. 1.18) для електроустановки розподілу електроенергії.

Приймаємо ті самі основні ознаки функціонування АВР. Вихідне становище контактів на схемі відповідає знеструмленому положенню котушок своїх реле.

Аналіз роботи принципової релейно-контактної схеми простого пристрою АВР починаємо з вихідного проміжного реле D(KL), яке дає команду D на автоматичне включення резервного вимикача при одночасному:

- ✓ замкнутому контакту I характеризує чим у межах норми максимальну напругу на секціях резервного живлення (сигнал I);
- ✓ замкнутому контакту проміжного реле G(KL), яке виконує функцію запам'ятовування тимчасової уставки пристрою АВР.

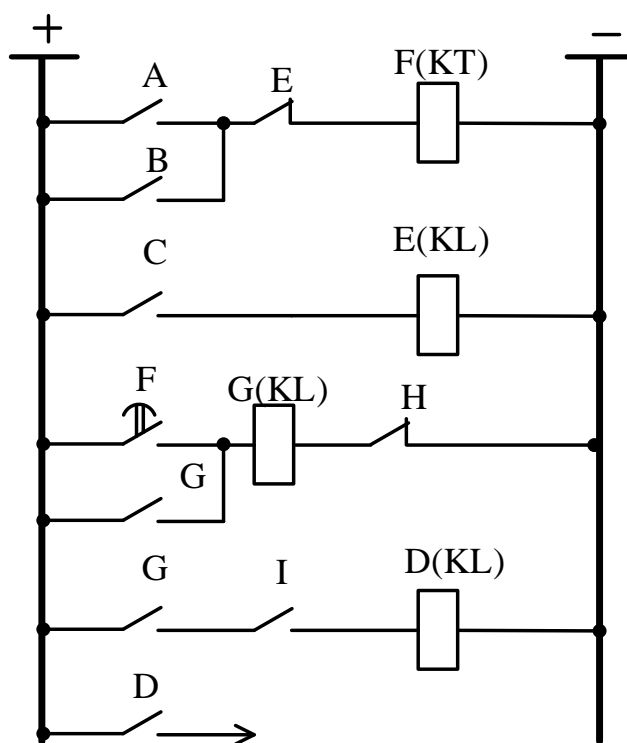


Рисунок 1.18 – Принципова релейно-контактна схема простого пристрою

Проміжне реле $G(KL)$ спрацює та само себе підхопить (замикається свій контакт G) після замикання контакту F (затримка часу на спрацювання) реле часу $F(KT)$.

Повернення схеми у вихідне положення забезпечується контактом H , що розмикається, після включення резервного вимикача.

Пуск реле часу $F(KT)$ буде тоді, коли:

- замкнеться контакт B , якій імітує спрацювання диференційного захисту трансформатора або замкнеться контакт A що імітує спрацювання газового захисту трансформатора;
- і (логіка «І») буде замкненим контакт E проміжного реле $E(KL)$, що розмикається. Реле виконує функцію положення вимикача, яким включається резервне живлення, (сигнал C – вимикач вимкнений). Якщо вимикач резервного живлення буде включений, то за сигналом C працює проміжне реле $E(KL)$, яке своїм контактом E , що розмикається, заблокує пуск АВР.

Ця сама схема, але з погляду її складання. Пуск релейно-контактної схеми простого пристрою АВР – це подача оперативної напруги на котушку реле часу $F(KT)$ за схемою «АБО - НІ» (або спрацює газовий захист трансформатора «А» або спрацює диференційний захист трансформатора, або обидва разом) і буде замкнутий контакт E проміжного реле $E(KL)$. Дане реле виконує функцію положення вимикача, яким вмикається резервне живлення (сигнал C «0» – вимикач вимкнено). Якщо вимикач резервного живлення буде включений, то за сигналом C спрацює проміжне реле $E(KL)$, яке своїм контактом E , що розмикається, заблокує пуск АВР.

Через задану витримку часу спрацює реле часу $F(KT)$ і своїм контактом F створить ланцюг живлення котушки $G(KL)$ за умови замкнутого контакту H , який забезпечує повернення схеми АВР у вихідне положення після включення резервного вимикача.

Вихідне проміжне реле $D(KL)$ своїм контактом D дасть команду на автоматичне включення резервного вимикача при одночасному дотриманні логіки «І»: замкнутий контакт G і замкнутий контакт I , який характеризує наявність максимальної напруги на секціях резервного живлення.

Як видно, порівняння та опис принципів дії попередніх схем з релейно-контактними ланцюгами (рис. 1.17) та логічними елементами у мережах цифрових пристроїв (рис. 1.18) дає перевагу останнім.

Питання для самопідготовки по розділу 1

1.1 Охарактеризуйте головні особливості режимів роботи електричних мереж.

1.2. На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть, що таке нормальний, нормальний перехідний, аварійний, після аварійний та відновлювальний режими?

1.3 Дайте характеристику основним підставам аварій в електроенергетичній системі.

1.4 Який основний показник стійкості електроенергетичної системі?

1.5 Що таке синхронні хитання в електроенергетичній системі? Відповідь поясніть прикладами.

1.6 Що таке асинхронний режим в електроенергетичній системі? Відповідь поясніть прикладами.

1.7 Що таке асинхронний хід в електроенергетичній системі? Відповідь поясніть прикладами.

1.8 Поясніть дію автоматики у разі дефіциту реактивної потужності в енергосистемі.

1.9 Поясніть дію автоматики у разі дефіциту активної потужності в енергосистемі.

1.10 Охарактеризуйте пристрої технологічної автоматики.

1.11 Охарактеризуйте пристрої системної автоматики.

1.12 Охарактеризуйте пристрої протиаварійної автоматики.

1.13 На що діють пристрої управління активною потужністю для збереження статичної та динамічної стійкості електроенергетичних об'єктів?

1.14. Які переваги релейного захисту п'ятого покоління?

1.15 Призначення і застосування пристроїв - ПМ РЗА «Діамант».

1.16 Знайдіть та поясніть (рис. 1.19)призначення логічних дій релейного захисту електродвигуна.

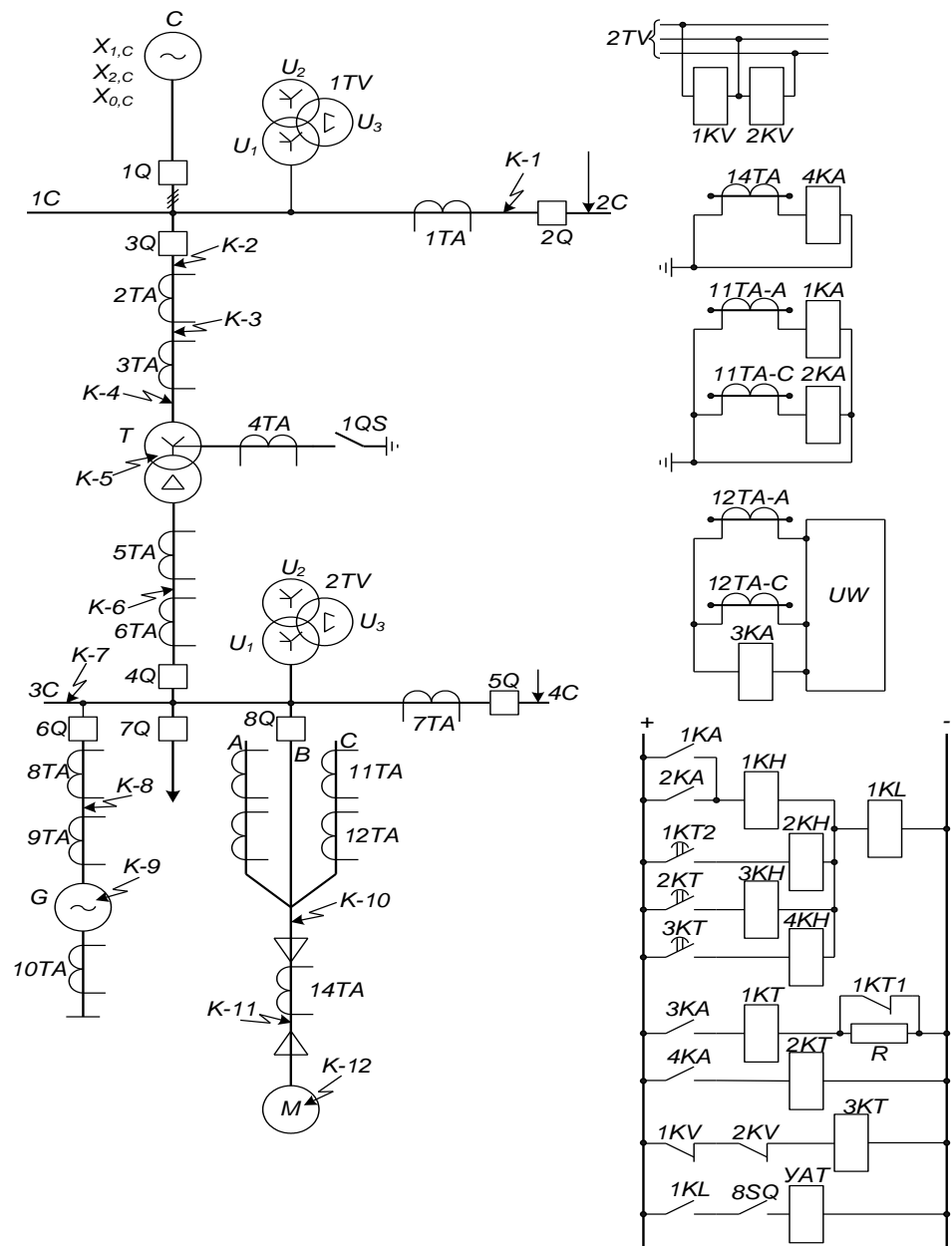


Рисунок 1.19 – Релейно-контактні ланцюги захисту елементів вузла навантаження

Розділ 2

ПРИСТРОЇ АВТОМАТИЧНОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕННЯ

2.1 Особливості використання АПВ

Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) використовують для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньо системних зв'язку шляхом автоматичного ввімкнення вимикачів, вимкнутих пристроями релейного захисту [27 – 32].

АПВ бувають успішні і неуспішні.

Нестійкі пошкодження ліній електропередачі (наприклад, при грозових перекриттях ізоляторів, падінні дерев, перекритті повітряних ізоляційних проміжків між деревом і проводом лінії електропередачі (рис. 2.1), схлестування проводів від вітру та ожеледиці, зачіпанні проводів металевими конструкціями різних механізмів, що рухаються і ін.) вимикаються релейним захистом, а потім живлення ліній електропередачі відновлюється за рахунок успішного АПВ.

При стійких пошкодження ліній електропередачі (наприклад, КЗ в кабельних лініях, падіння і поломка опорних конструкцій, обриви проводів і гірлянд ізоляторів, поломки комутаційної апаратури) після спрацювання релейного захисту автоматичне повторне включень буде неуспішним.

Передбачають АПВ:

- 1) повітряних і змішаних (кабельних-повітряних) ліній усіх класів напруги вище 1 кВ;
- 2) шин електростанцій та підстанцій;
- 3) трансформаторів;
- 4) відповідальних електродвигунів, які вимикаються для забезпечення самозапуску інших відповідальних електродвигунів.

Схеми автоматичного повторного вмикання (АПВ) повинні забезпечувати витримку часу на спрацювання, які пояснюється двома факторами:

- 1) $t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{ГД}} + \Delta t$
- 2) $t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{ГОТ. Q}} + \Delta t$,

де $t_{\text{ГД}}$ – час гасіння дуги в місці пошкодження;

$t_{\text{гот. Q}}$ – час готовності приводу вимикача до повторного включення;
 Δt – запас селективності.

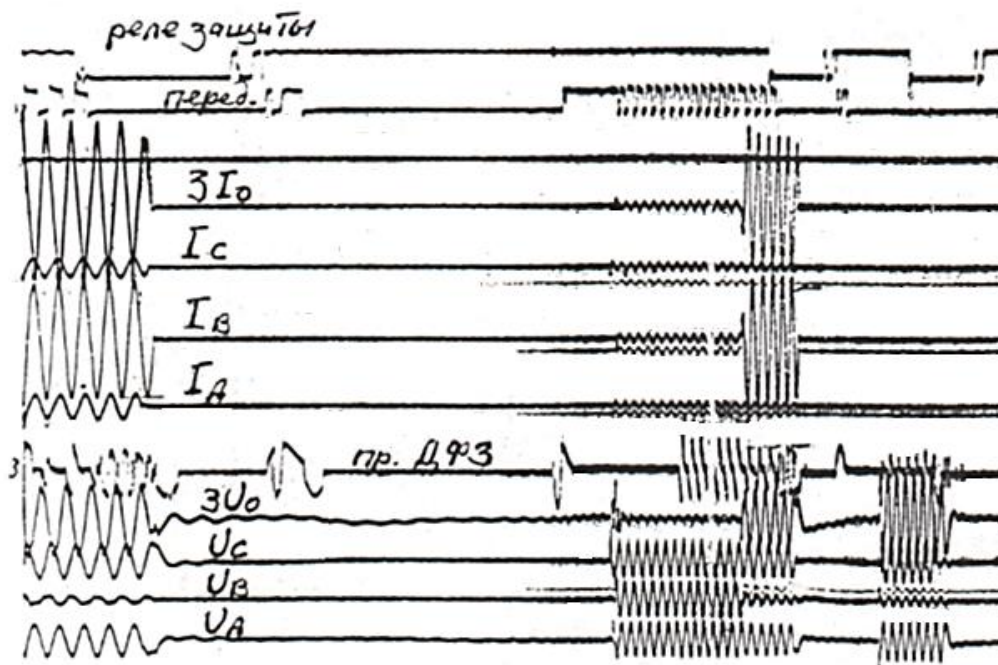


Рисунок 2.1 – Приклад дії АПВ при перекритті повітряних ізоляційних проміжків між деревом і проводом лінії електропередачі

Також схеми АПВ повинні передбачати:

- ✓ задану кратність дії;
- ✓ прискорення дії релейного захисту до АПВ або після АПВ;
- ✓ витримку часу на автоматичне повернення схеми до готового стану;
- ✓ заборону АПВ при спрацьовуванні деяких видів релейних захистів і автоматики, наприклад, диференціального і газового захисту трансформатора від внутрішніх пошкоджень трансформаторів, автотрансформаторів і обертових машин;
- ✓ блокування АПВ від багаторазових включень, попереджаючи стійке КЗ, а також при несправності в самому пристрої АПВ;
- ✓ блокування АПВ при включенні вимикача від SA персоналом дистанційно або за допомогою ТК.

Трифазні пристрої АПВ можуть в залежності від умов роботи ліній електропередачі розділятися на:

- прості, несинхронні (ТАПВ);
- несинхронні (НАПВ);
- швидкодіючі (ШАПВ);
- з перевіркою наявності напруги (АПВНН);
- з перевіркою відсутності напруги (АПВВН);
- з очікуванням синхронізму (АПВОС);
- з уловлюванням синхронізму (АПВУС);
- з контролем синхронізму (АПВКС).
- з самосинхронізацією генераторів і синхронних компенсаторів (АПВС).

АПВ ліній з двостороннім живленням мають свої особливості. Перша особливість. Пристрої АПВ встановлюються з двох сторін, вимикання пошкодження від КЗ засобами релейного захисту в лінії відбувається з двох сторін, але спрацювання пристрою АПВ на увімкнення свого вимикача повинно бути не раніше, ніж з іншого боку сталася деіонізація середовища в місці КЗ.

Якщо застосовувати прості АПВ, то час спрацювання $t_{АПВ}$ вибирається додатково з врахуванням часу відключення КЗ з протилежного кінця лінії.

Розглянемо часи дії релейного захисту і АПВ з моменту КЗ в лінії Л (рис. 2.2).

$$t_{РЗ-4} + t_{ВМ. Q-4} + t_{АПВ-4} + t_{ВМ. Q-4} = t_{РЗ-5} + t_{ВМ. Q-5} + t_{ГД} + \Delta_{ЗАП}, \quad (2.1)$$

де: $t_{РЗ-4}$ та $t_{РЗ-5}$ – час спрацювання захистів;

$t_{ВМ. Q-4}$ та $t_{ВМ. Q-5}$ – час вимкнення вимикачів на обох кінцях лінії;

$t_{АПВ-4}$ – час спрацювання АПВ вимикача Q-4;

$t_{ВМ. Q-4}$ – час увімкнення вимикача Q-4;

$t_{ГД}$ – час гасіння дуги в місці пошкодження;

$\Delta_{ЗАП}$ – час запасу.

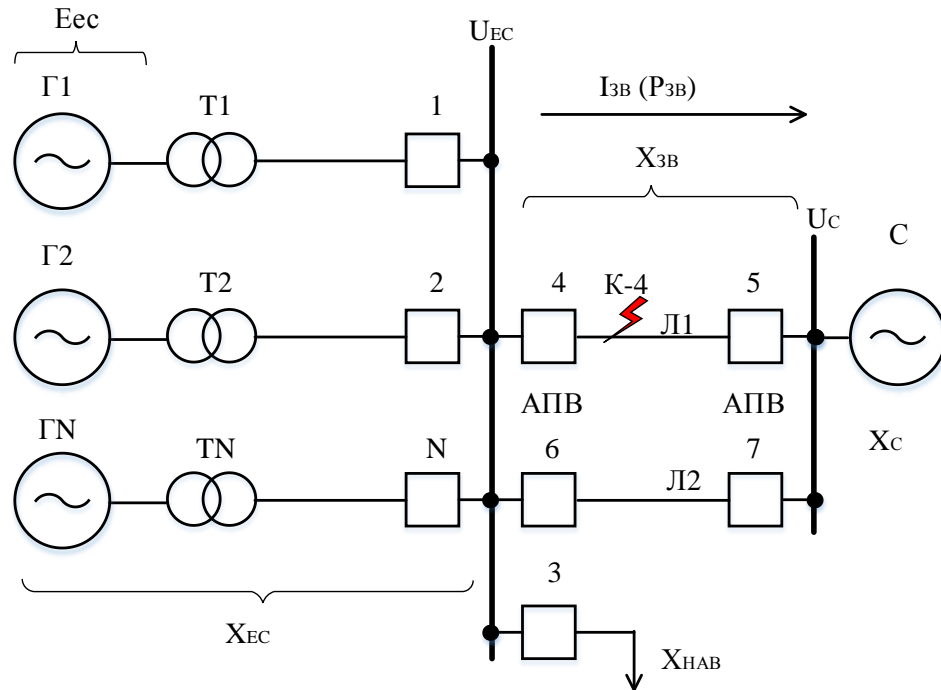


Рисунок 2.2 – Схема електричної системи

Найважчий випадок, коли на стороні вимикача Q-4 при К-4 релейний захист РЗ – 4 спрацює миттєво ($t_{PЗ-4} = 0$), а на стороні вимикача Q-4 релейний захист РЗ - 5 спрацює із затримкою резервного захисту ($t_{PЗ-5, резер}$). Беручи

$$t_{\text{вим. Q-4}} = t_{\text{вим. Q-5}};$$

$$t_{PЗ-4} = 0;$$

$$t_{PЗ-5} = t_{PЗ-5, резер};$$

$$t_{\text{вим. Q-4}} = t_{\text{гд}},$$

час спрацювання АПВ на вимикачі Q-4 повинен бути більше дії резервного захисту на протилежному боці з урахуванням запасу за часом:

$$t_{\text{АПВ-4}} > (t_{PЗ-5, резер} + \Delta_{\text{зап}}). \quad (2.2)$$

Приклад 2.1. Вибір часу спрацювання пристрою АПВ на вимикачі Q-4.

Вихідні дані. На стороні вимикача Q-4:

- час спрацювання захисту $t_{P3-4} = 0,1$ с;
- час вимкнення вимикача $t_{\text{вим. Q-4}} = 0,08$ с;
- час увімкнення вимикача $t_{\text{вкл. Q-4}} = 0,15$ с.

На стороні вимикача Q-5:

- ✓ час спрацювання захисту $t_{P3-5} = 0,8$ с;
- ✓ час вимкнення вимикача $t_{\text{вим. Q-5}} = 0,08$ с;
- ✓ час гасіння дуги в місці пошкодження $t_{\text{ГД}} = 0,09$ с;
- ✓ час запасу $\Delta_{\text{ЗАП}} = 1,1$ с.

Розв'язання. Уставка часу спрацювання пристрою АПВ ($t_{\text{АПВ-4}}$) на увімкнення вимикача має бути не раніше, ніж з іншого боку сталася деіонізація середовища в місці КЗ згідно виразу (2.1):

$$t_{\text{АПВ-4}} = t_{P3-5} + t_{\text{вим. Q-5}} + t_{\text{ГД}} + \Delta_{\text{ЗАП}} - t_{P3-4} - t_{\text{вим. Q-4}} - t_{\text{вкл. Q-4}} = \\ = 0,8 + 0,08 + 0,09 + 1,1 - 0,1 - 0,08 - 0,15 = 1,74 \text{ с.}$$

Друга особливість. За результатами дії АПВ виникають порушення синхронної роботи в передачі потужності $P_{\text{ЗВ}}$ по лініях зв'язку (рис. 2.1), а також великі зрівняльні струми в елементах енергосистеми.

На рисунках (2.1 – 2.3) позначено:

$E_{\text{ЕС}}$ – електрорушійна сила генераторів електростанції;

$U_{\text{С}}$ – напруга на шинах приймальної системи;

$I_{\text{ЗВ}}$ – струм в лінії зв'язку;

$P_{\text{ЗВ}}$ – передача потужності по лінії зв'язку;

δ кут навантаження або кут вильоту генераторів електростанції із синхронізму;

φ – кут між напругою $U_{\text{С}}$ і струмом лінії $I_{\text{Л}}$;

ΔU – втрата напруги при передачі потужності;

$X_{\text{ЕС}}$ – опір електростанції;

$X_{\text{ЗВ}}$ – опір лінії зв'язку;

$X_{\text{С}}$ – опір приймальної системи;

$X_{\Sigma} = (X_{\text{ЕС}} + X_{\text{ЗВ}} + X_{\text{С}})$ – сумарний опір для передачі потужності;

ω_{EC} – кутова швидкість обертання вектору ЕДС електричної станції;

ω_C – кутова швидкість обертання вектору ЕРС електросистеми.

Передача активної потужності $P_{ЗВ}$ по лініях зв'язку при синхронній роботі елементів електросистеми залежить від значень напруги приймальної системи, струму в лініях зв'язку $I_{ЗВ}$ і коефіцієнта потужності $\cos \varphi$:

$$P_{ЗВ} = U_C * I_{ЗВ} * \cos \varphi \quad (2.3)$$

За векторній діаграмі струмів і напруги для передачі по лініях зв'язку (рис. 2.3) відрізок bc дорівнює:

$$bc = I_{ЗВ} * X_{\Sigma} * \cos \varphi \quad (2.4)$$

$$bc = E_{EC} * \sin \delta \quad (2.5)$$

З (2.4) и (2.5) отримуємо вираз для передачі активної потужності по лініях зв'язку:

$$P_{ЗВ} = E_{EC} * U_C * \sin \delta / X_{\Sigma} \quad (2.6)$$

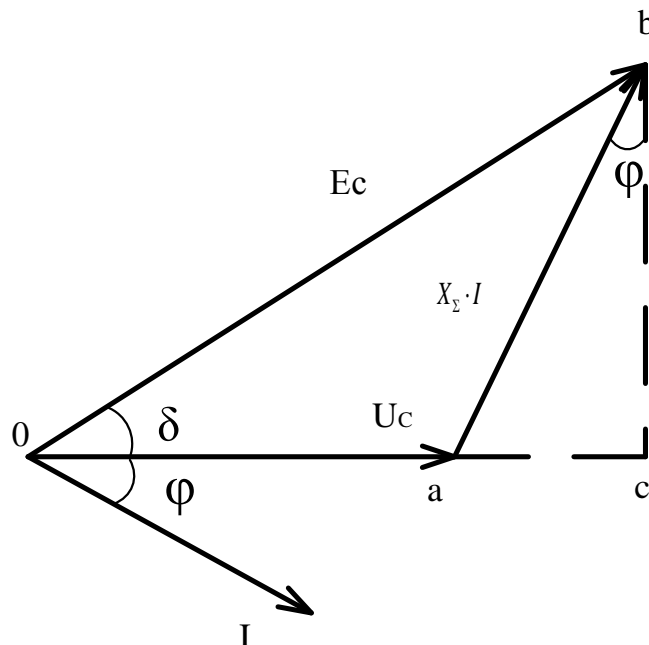


Рисунок 2.3 – Векторна діаграма струмів та напруги для передачі потужності по лініях зв'язку

При заданих значеннях E_{EC} електростанції і напруги приймальної системи U_C є певний максимум, який називається ідеальним межею потужності P_{max} .

Така межа потужності настає при вуглі навантаження більш 90^0 ($\delta = 90^0$):

$$P_{max} = P_{ЗВ} = E_{EC} * U_C / X_{\Sigma} \quad (2.7)$$

Для забезпечення стійкої синхронної роботи даної електричної системи необхідний певний запас статичної стійкості, який повинен становити більше 20%.

Приклад 2.2. Визначити запас статичної стійкості за результатами дії АПВ.

Вихідні дані. Генератор Г2 працює спільно з енергосистемою С (див. рис. 2.2).

Параметри генератора: $P_G = 300$ МВт; $U_G = 20$ кВ; $\cos \varphi = 0,85$; $X_d^1 = 0,125$; $X_d = 1,1$.

Параметри трансформатора Т 2: $S_T = 400$ МВА; $U_K = 12,2$ %; $U_T = 220$ кВ. Лінія: $L = 200$ км; $X_{\Pi} = 0,4$ Ом/км.

Система: $X_C = 0$.

Розв'язання. Розраховуємо параметри елементів електричної системи приведені до базисної потужності. Приймаємо базисну потужність, яка дорівнює потужності генератора:

$$S_6 = S_G = P_G / \cos \varphi = 300 / 0,85 = 353 \text{ МВА.}$$

Опір генератора рівне синхронного опору усталеного режиму:

$$X_G = X_d = 1,1.$$

Опір трансформатора:

$$X_T = U_K * S_6 / (100 * S_T) = 0,122 * 353 / 400 = 0,108.$$

Опір лінії зв'язку:

$$X_L = X_{\Pi} * L * S_6 / U_L^2 = 0,4 * 200 * 353 / 220^2 = 0,585.$$

Сумарний опір зв'язку при успішному АПВ після відключення К-4:

$$X_{\Sigma\text{АПВ}} = X_{\Gamma} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}} / 2 = 1,1 + 0,108 + 0,585 / 2 = 1,5.$$

Сумарний опір зв'язку після неуспішного АПВ при стійкому К-4:

$$X_{\Sigma} = X_{\Gamma} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}} = 1,1 + 0,108 + 0,585 = 1,8.$$

Для визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості заданої електричної системи за ідеальним межі потужності приймаємо електрорушійну силу холостого ходу генератора рівною:

$$E_{\Gamma} = E_{\text{q}} = 2,15.$$

Тоді ідеальний межа переданої потужності при успішному АПВ:

$$P_{\text{max,АПВ}} = E_{\text{q}} * U_{\text{C}} / X_{\Sigma\text{АПВ}} = 2,15 * 1 / 1,5 = 1,43.$$

Коефіцієнт запасу статичної стійкості за результатами успішної дії АПВ становить:

$$K_{\text{з, АПВ}} = 43 \%.$$

Ідеальний межа переданої потужності після неуспішного АПВ в лінії зв'язку при стійкому К-4:

$$P_{\text{max,}} = E_{\text{q}} * U_{\text{C}} / X_{\text{АПВ}} = 2,15 * 1 / 1,8 = 1,2.$$

Коефіцієнт запасу статичної стійкості після неуспішного АПВ в лінії зв'язку становить:

$$K_{\text{з}} = 20 \%.$$

Таким чином, застосування АПВ для ліній з двостороннім живленням збільшує коефіцієнт запасу статичної стійкості синхронної роботи електричної системи в два рази.

Великі зрівняльні струми в елементах енергосистеми виникають під час несинхронного НАПВ.

Зрівняльні струми визначаються за співвідношеннями потенціалів генеруючих і прийомних енергосистем (рис. 2.4) при допущенні, що:

$$E_{\text{ЕС}} = U_{\text{C}}.$$

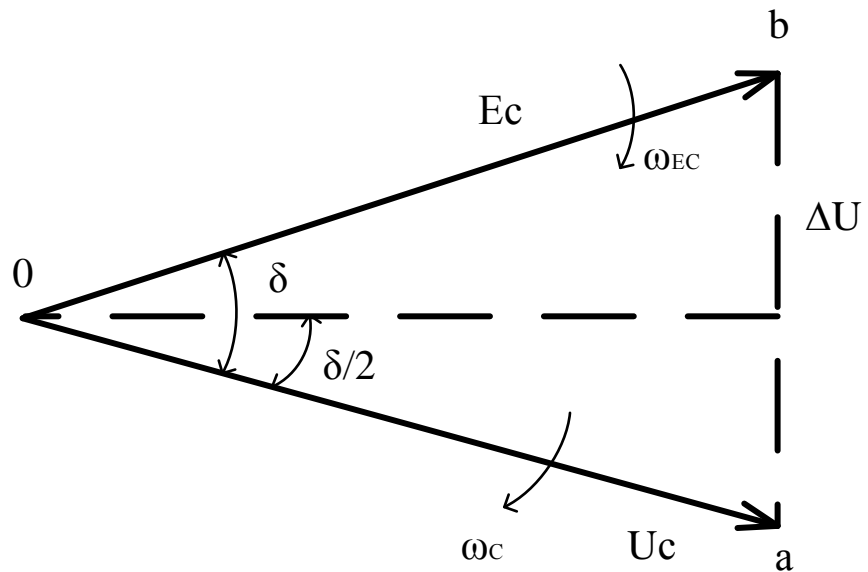


Рисунок 2.4 – Векторна діаграма для співвідношень потенціалів генеруючих і прийомних енергосистем

Значення зрівняльного струму:

$$I_{ЗВ} = \Delta U / X_{\Sigma},$$

$$\Delta U / 2 = U_C * \sin \delta / 2,$$

$$I_{ЗВ} = 2 * U_C * \sin (\delta / 2) / X_{\Sigma}. \quad (2.7)$$

Максимальне значення струму несинхронного включення при АПВ визначається кутом $\delta = 180^{\circ}$:

$$I_{НС} = (E_{ЕС} + U_C) / X_{\Sigma}. \quad (2.8)$$

$$I_{НС} = 2,1 * U_C / X_{\Sigma}. \quad (2.9)$$

Несинхронне АПВ застосовується, якщо максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів і компенсаторів, які виникають за несинхронного увімкнення, є меншими (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, який виникає за трифазного КЗ на виводах цих машин [ПУЕ].

Чим більше допустимий кут включення $\delta_{\text{доп}}$ для генераторів при НАПВ, тим менше можуть бути значення струмів несинхронного включення (рис.2.5).

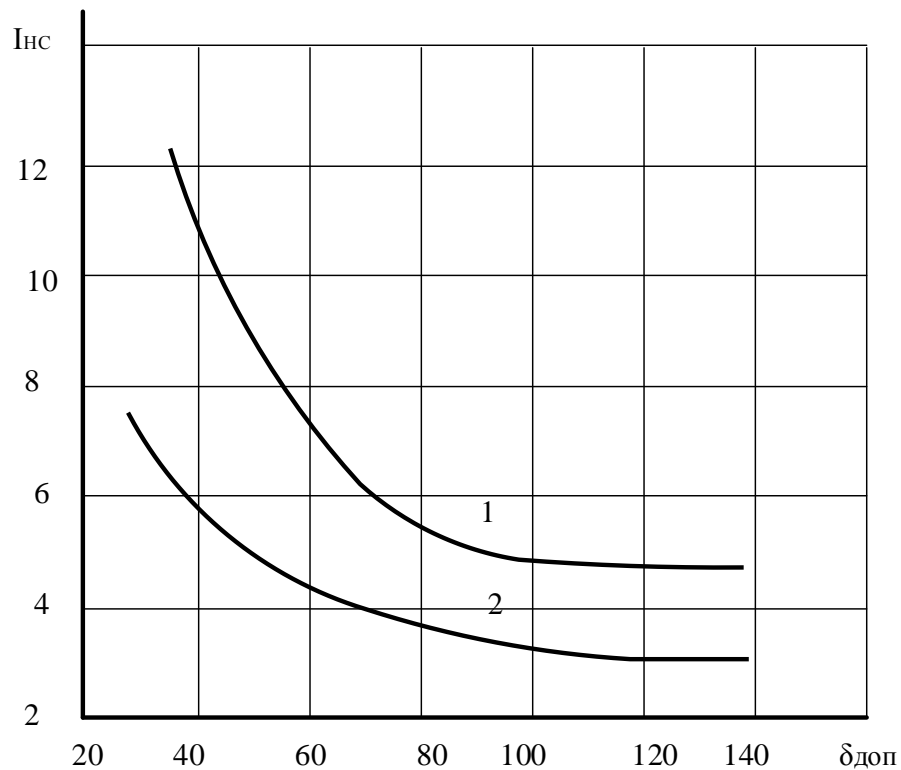


Рисунок 2.5 – Залежність струмів несинхронного вмикання від допустимого кута вмикання

Приклад 2.3. Визначити допустимий кут вмикання для турбогенератора по результатам дії несинхронного АПВ.

Вихідні дані. Генератор Г 2 працює спільно з енергосистемою С (рис. 2.2).

Параметри генератора: $P_G = 300$ МВт; $U_G = 20$ кВ; $\cos \varphi = 0,85$; $X_d^{11} = 0,125$; $X_d = 1,1$.

Параметри трансформатора Т 2: $S_T = 400$ МВА; $U_K = 12,2$ %; $U_T = 220$ кВ.

Одна лінія зв'язку: $L = 40$ км; $X_{\Pi} = 0,4$ Ом/км.

Система: $X_C = 0$.

Розв'язання. Розраховуємо параметри елементів електричної системи приведені до базисної потужності.

Приймаємо базисну потужність, яка дорівнює потужності генератора:

$$S_6 = S_G = P_G / \cos \varphi = 300 / 0,85 = 353 \text{ МВА.}$$

Опір генератора дорівнює опору понад перехідному режиму:

$$X_G = X_d^{11} = 0,125.$$

Опір трансформатора:

$$X_T = U_K * S_6 / (100 * S_T) = 0,122 * 353 / 400 = 0,108.$$

Опір лінії зв'язку:

$$X_L = X_{\Pi} * L * S_6 / U_L^2 = 0,4 * 40 * 353 / 220^2 = 0,117.$$

Сумарний опір зв'язку при НАПВ:

$$X_{\Sigma \text{АПВ}} = X_G + X_T + X_L / 2 = 0,125 + 0,108 + 0,117 = 0,35.$$

Максимальне значення струму несинхронного включення при АПВ (2.9):

$$I_{НС} = 2,1 * U_C / X_{\Sigma} = 2,1 * 1 / 0,35 = 6,0.$$

По кривій 1 для турбогенераторів (рис.2.4) находим допустимий кут вмикання $\delta_{\text{доп}} = 70^{\circ}$.

Приклад 2.4. Визначити максимальний допустимий струм несинхронного включення при АПВ для гідрогенератора, коли кут вмикання $\delta_{\text{доп}} = 70^{\circ}$.

Розв'язання. Варіант 1. По кривій 2 для гідрогенераторів (рис.2.4) знаходимо, що куту вмикання $\delta_{\text{доп}} = 70^{\circ}$ відповідає максимальне значення струму несинхронного включення:

$$I_{НС} = 3,8.$$

Варіант 2. За формулою (2.7):

$$\begin{aligned} I_{НС} &= 2,1 * U_C * \sin(\delta/2) / X_{\Sigma \text{АПВ}} = \\ &= 2,1 * \sin(70/2) / 0,35 = 3,6. \end{aligned}$$

Практичні критерії оцінювання допустимості НАПВ враховують початкові значення періодичних складових струмів статора за кута ввімкнення 180° при різних швидкостях обертання E_{EC} и E_C .

На рис. 2.6 показано, що при однакових кутових швидкостях обертання вектору E_{PC} електричної станції і вектору E_{PC} електричної системи ($\omega_{EC} = \omega_C$) відбувається синхронна робота з кутом навантаження нормального режиму $\delta_{НР}$.

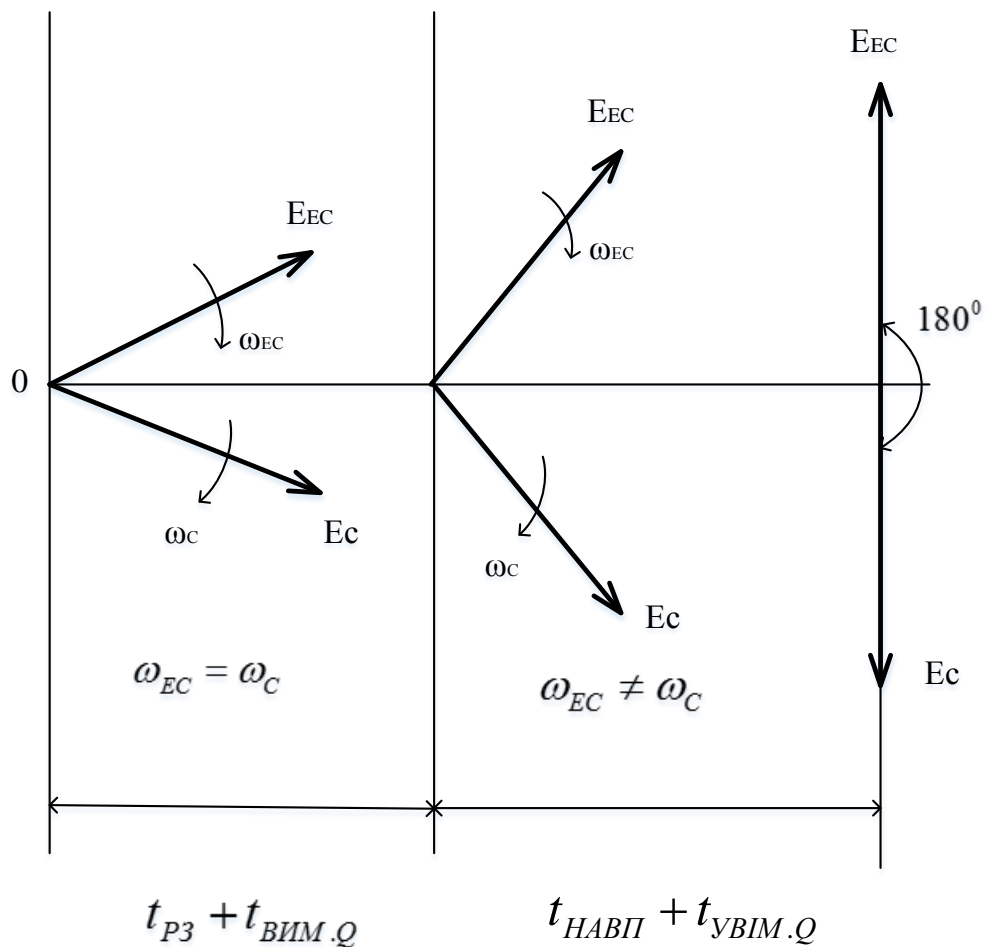


Рисунок 2.6 – ЕРС при несинхронному АПВ

При КЗ в лінії Л 1 і відключеною лінії Л 2 порушується баланс потужності в електричних системах ($\omega_{EC} \neq \omega_C$).

Після часу:

$$t_{PЗ-4} + t_{ВИМ. Q-4} + t_{АПВ-4} + t_{УВИМ. Q-4}$$

може бути автоматичне повторне включення лінії в протифазній електрорухомих сил.

Граничні кратності струму несинхронного вмикання при несинхронному включенні мають місце при КЗ, коли кут між Е.Р.С. генератора і напругою енергосистеми дорівнює $\delta_{НС} = 180^\circ$ [2].

- Для гідрогенераторів і синхронних компенсаторів:

$$I_{НС} < (0,84 / X_d^1).$$

- Для турбогенераторів:

$$I_{НС} < (0,625 / X_d^{11}).$$

Для гідрогенераторів без заспокійливих обмоток:

$$I_{НС} < 3.$$

Для трансформаторів і автотрансформаторів:

$$I_{НС} < 100 / U_K \% .$$

Приклад 2.5. Визначити можливість установки НАПВ

Вихідні дані. Електростанція (рис.2.2) в составе двох енергоблоків однакової потужності ($P_G = 25$ МВт; $U_G = 10,5$ кВ; $\cos \varphi = 0,8$; $X_d^{11} = 0,125$;

$S_T = 31,5$ МВА; $U_K = 10,5$ %; $U_T = 110$ кВ) працює с системою великої потужності ($X_C = 0$) через одну лінію зв'язку Л1 ($L = 80$ км; $X_{\Pi} = 0,4$ Ом/км). Параметри місцевого навантаження: $E_{НАВ} = 0,9$; $P_{НАВ} = 75$ МВт; $\cos \varphi = 0,85$; $X_{НАВ} = 0,35$. Потужність навантаження значно перевищує потужність енергоблоків електростанції.

Розв'язання. Розраховуємо параметри елементів електричної системи, які приведені до базисної потужності.

Приймаємо базисну потужність:

$$S_6 = 100 \text{ МВА.}$$

Потужність генератора:

$$S_G = P_G / \cos \varphi = 25 / 0,8 = 31,2 \text{ МВА.}$$

Опір генератора:

$$X_G = X_d^{11} * S_6 / S_G = 0,125 * 100 / 31,2 = 0,4.$$

Опір трансформатора:

$$X_T = U_K * S_6 / (100 * S_T) = 0,105 * 100 / 31,5 = 0,33.$$

Опір лінії зв'язку:

$$X_L = X_{\Pi} * L * S_6 / U_L^2 = 0,4 * 80 * 100 / 110^2 = 0,26.$$

Сумарний опір енергоблоків:

$$X_{ЕБЛ} = (X_G + X_T) / 2 = (0,4 + 0,33) / 2 = 0,36.$$

Сумарний опір зв'язку без місцевої навантаження:

$$X_{\Sigma} = X_{ЕБЛ} + X_L = 0,36 + 0,26 = 0,62.$$

Максимальне значення струму несинхронного включення при АПВ

$$I_{НС} = 2,1 * U_C / X_{\Sigma} = 2,1 * 1 / 0,62 = 3,4.$$

Струм несинхронного АПВ в кожному з двох генераторів розподіляється порівну:

$$I_{НС,Г} = 0,5 * I_{НС} * S_6 / S_Г = 0,5 * 3,4 * 100 / 31,2 = 5,3.$$

Межа для турбогенераторів і гідрогенераторів із заспокійливими контурами:

$$I_{НС,М} = 0,625 * I_Г / X_d^{11} = 0,625 * I_Г / 0,125 = 5 I_Г.$$

Таким чином, при відсутності великої місцевої навантаження електростанції під час НАПВ в лінії зв'язку в кожному генераторі буде протікати струм більше за допустиму межу $I_{НС,М}$:

$$(I_{НС,Г} = 5,3 I_Г) > (I_{НС,М} = 5,0 I_Г).$$

Це говорить про те, що в даному випадку не рекомендується застосування несинхронного АПВ.

Розрахунок з урахуванням місцевої навантаження.

Потужність навантаження:

$$S_{НАВ} = P_{НАВ} / \cos \varphi = 75 / 0,85 = 88 \text{ МВА.}$$

Опір навантаження:

$$X_{НАВ,Б} = X_{НАВ} * S_6 / S_{НАВ} = 0,35 * 100 / 88 = 0,4.$$

Еквівалентна ЕРС енергоблоків і навантаження:

$$\begin{aligned} E_{ЕКВ} &= (E_{ЕБЛ} * X_{НАВ,Б} + E_{НАВ} * X_{ЕБЛ}) / (X_{НАВ,Б} + X_{ЕБЛ}) = \\ &= (1,05 * 0,4 + 0,9 * 0,36) / (0,4 + 0,36) = 0,98. \end{aligned}$$

Еквівалентний опір енергоблоків і навантаження:

$$\begin{aligned} X_{ЕКВ} &= (X_{ЕБЛ} * X_{НАВ,Б}) / (X_{ЕБЛ} + X_{НАВ,Б}) = \\ &= (0,36 * 0,4) / (0,36 + 0,4) = 0,19. \end{aligned}$$

Максимальне значення струму несинхронного включення з урахуванням навантаження:

$$\begin{aligned} I_{НС,НАВ} &= (E_C + E_{ЕКВ}) / (X_{ЕКВ} + X_{Л}) = (1,05 + 0,98) / \\ &= (0,19 + 0,26) = 4,5. \end{aligned}$$

Струм в генераторі:

$$\begin{aligned} I_{НС,Г} &= 0,5 * I_{НС,НАВ} * X_{НАВ,Б} * S_6 / S_Г (X_{ЕБЛ} + X_{НАВ,Б}) = \\ &= 0,5 * 4,5 * 0,4 * 100 / 31,2 (0,36 + 0,4) = 3,8. \end{aligned}$$

Висновок. При наявності великої місцевої навантаження електростанції під час НАПВ в лінії зв'язку в кожному генераторі буде протікати струм менше допустимої межі $I_{НС,М}$:

$$(I_{НС,Г} = 3,8 I_Г) < (I_{НС,М} = 5,0 I_Г).$$

Приклад 2.6. Визначити струм несинхронного включення лінії між системного зв'язку.

Вихідні дані. Дані завдання наведені на рис. 2.7. [43, приклад 3.1].
Розв'язання. Приймаємо системи С1, С2 і С3 необмеженої потужності:

$$Z_{C1} = Z_{C2} = Z_{C3} = 0.$$

Номинальна потужність, яка передається по лінії Л1:

$$S_{н. Л1} = 1,73 * U_{Л1} * I_{р, МАКС} = 1,73 * 330 * 10^3 * 2300 = 1300 \text{ МВА.}$$

Опір лінії Л1:

$$Z_{Л1} = (R_{Л1}^2 + X_{Л1}^2)^{1/2} = (9,84^2 + 58,94^2)^{1/2} = 59,7 \text{ Ом.}$$

Опір автотрансформаторів:

$$Z_{АТ} = Z_{АТ1} * Z_{А2} / (Z_{АТ1} + Z_{А2}) = 82 * 82 / (82 + 82) = 41 \text{ Ом.}$$

Опір лінії Л2 :

$$Z_{Л2} = 48,83 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний опір автотрансформаторів і лінії Л2:

$$Z_{Л2, АТ} = Z_{АТ} * Z_{Л2} / (Z_{АТ} + Z_{Л2}) = 48,63 * 41 / (48,83 + 41) = 22,3 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір між системного зв'язку:

$$X_{\Sigma} = X_{Л1} + Z_{Л2, АТ} = 59,7 + 22,3 = 82 \text{ Ом.}$$

Максимальний струм несинхронного включення лінії між системного зв'язку:

$$I_{НС} = 2,1 * U_C / X_{\Sigma} = 2,1 * 330 * 10^3 / (1,73 * 82) = 4885 \text{ А.}$$

Кратність струму несинхронного включення лінії між системного зв'язку:

$$I_{НС}^* = I_{НС} / I_{р, МАКС} = 4885 / 2300 = 2,1.$$

Як видно з прикладів (2.2 – 2.6), для таких ліній треба застосовувати особливі види АПВ згідно Правилам улаштування електроустановок [ПУЕ].

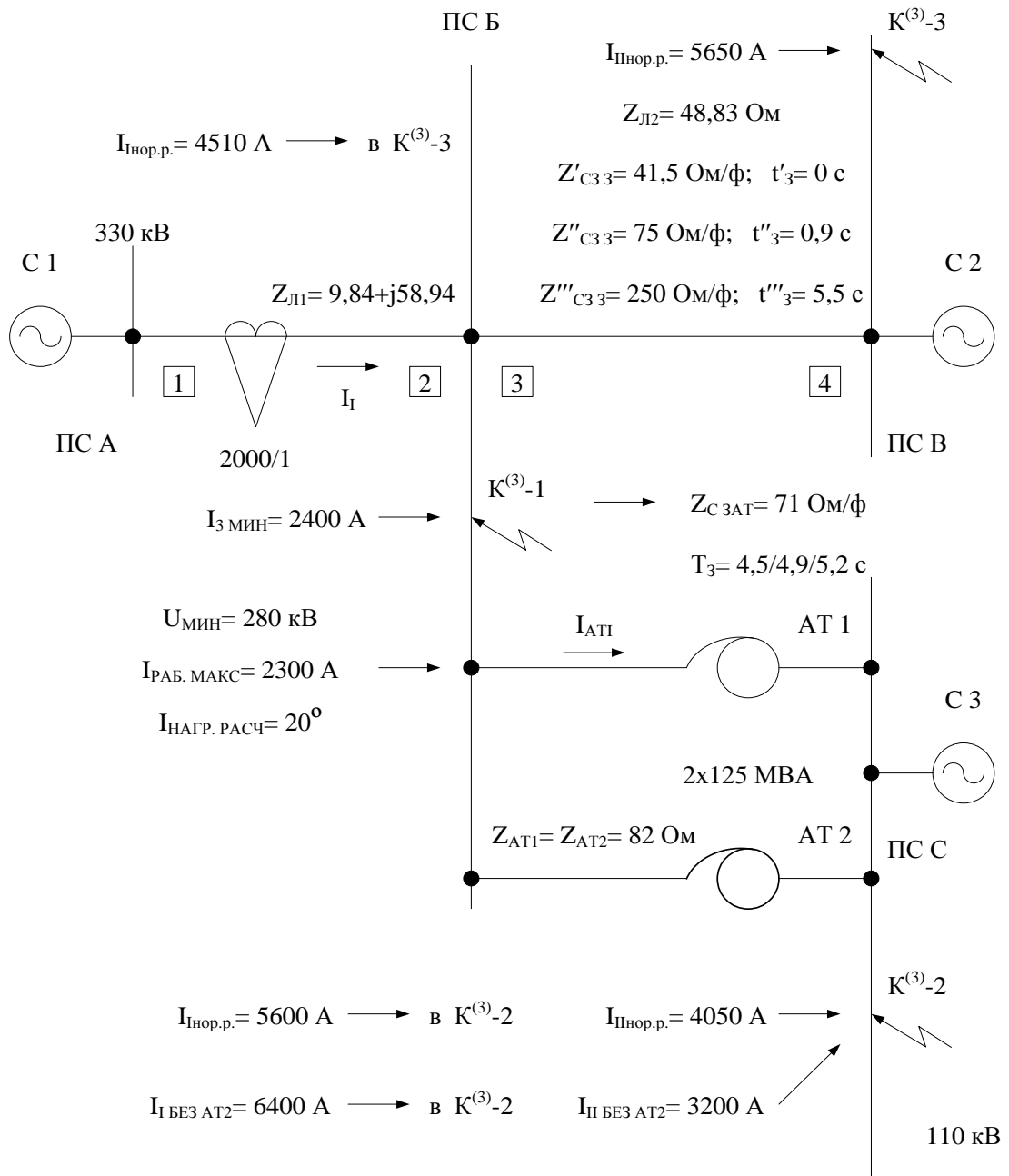


Рисунок 2.7 – Фрагмент електроенергетичної системи

2.2 Алгоритм дії електромеханічного реле АПВ

Для того, щоб розуміти роботу сучасних пристроїв АПВ треба вивчити традиційні пристрої автоматики [29].

Розглянемо АПВ на прикладі реле РПВ-358 (рис. 2.8).

Це АПВ одноразової дії, яке включається в ланцюг оперативного струму $+ EC$ і $-EC$, де CG - блок живлення по напруге, використовується одночасно в якості зарядного пристрою конденсаторної батареї $1C$.

Крім того, в схему пристрою АПВ входять вказівні реле KH , реле KQ , що спрацьовує при відключенні вимикача, реле блокування від багаторазового включення вимикача $KB S$ і проміжне реле $KL2$, контакт якого замикає ланцюг розряду конденсаторної батареї $1C$ на котушку відключення вимикача UAT при відключенні вимикача від ключа управління SA .

Ключ управління вимикача має шість положень: «Попередньо увімкнуть», «Увімкнути», «Увімкнуто»; «Попередньо вимкнуть», «Вимкнути», «Вимкнуто».

До схеми РПВ входять реле часу KT , на якому встановлюється час на спрацювання, проміжне реле KL з обмотками $KL1.V$ і $KL2.A$, конденсатор C , енергія заряду якого забезпечує спрацювання реле KL , резистори заряду $R2$ і розряду $R3$ конденсатора.

При включенні вимикача від SA конденсатор C заряджається з постійною часу і залишається зарядженим на протязі всього часу нормальної роботи електроустановки.

При виникненні КЗ спрацьовує релейний захист (замикається контакт $P3$), в результаті чого котушка відключення UAT вимикача отримує живлення і вимикач відключається.

При цьому спрацьовує реле KQ , тому що на його обмотка підключена до джерела живлення через контакт $Q1$.

При виникненні КЗ спрацьовує релейний захист (замикається контакт $P3$), в результаті чого котушка відключення UAT вимикача отримує живлення і вимикач відключається.

При цьому спрацьовує реле KQ , тому що на його обмотка підключена до джерела живлення через замкнутий контакт $Q1$.

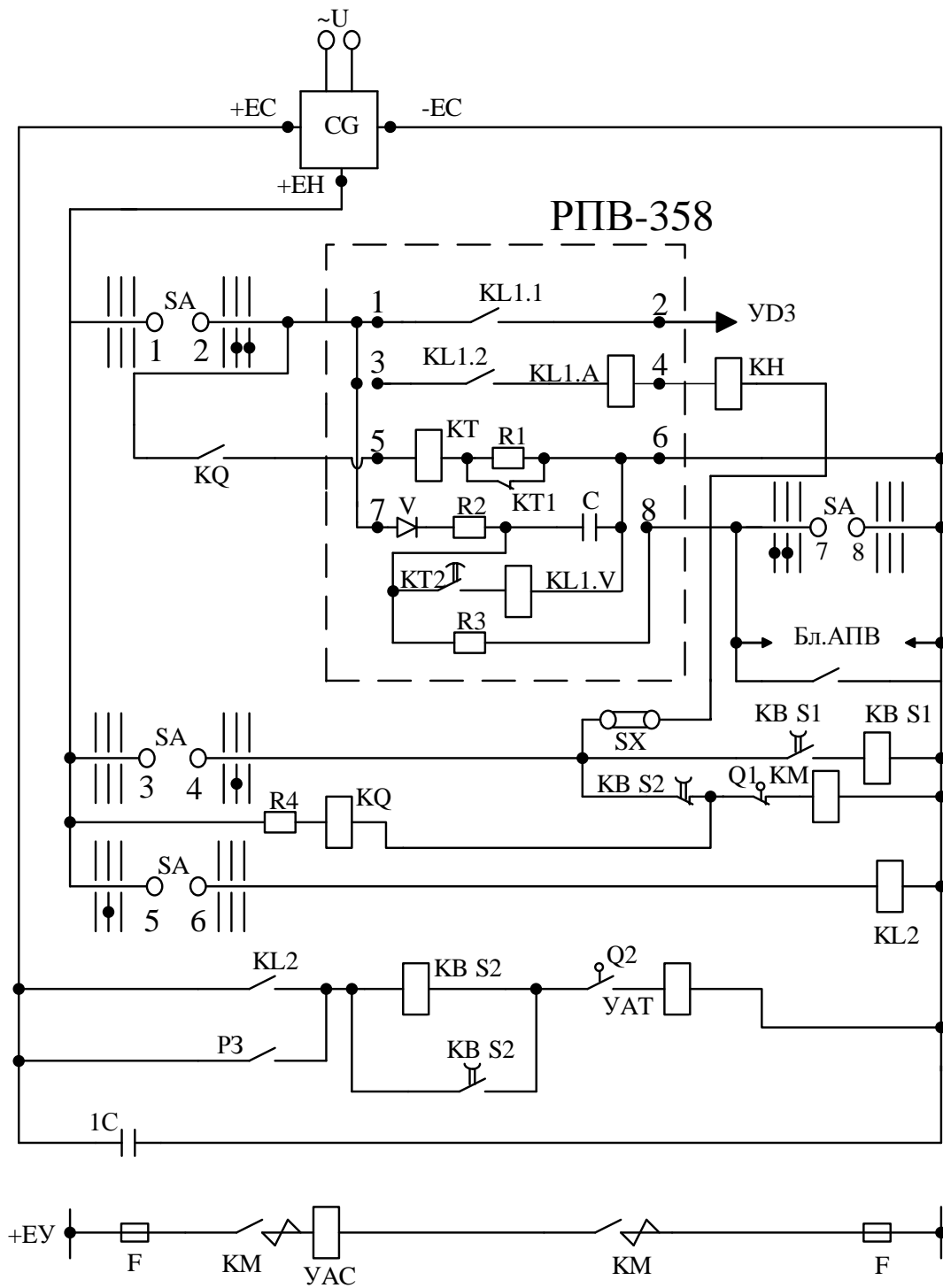


Рисунок 2.8 – Схема автоматичного повторного вмикання

Контакт *KQ* замикається і підключає до джерела живлення обмотку реле часу *KT* в реле РПВ-358.

Таким чином пуск схеми АПВ здійснюється за невідповідністю положень *SA* і вимикача.

Через час, заданий витримкою для дії повторного включення, контакти *KT2* замикаються, створюється ланцюг розряду конденсатора на обмотку *KL1.V*. Реле *KL* спрацьовує і контактор пуску *KM*, через контакти *KL1.2* і обмотку утримання *KL1.A*, підключено до джерела живлення.

Контактор спрацьовує, підключає котушку включення *UAC* до силових шин ЕУ, вимикач включається.

Якщо *K3* стійке, то знову спрацьовує релейний захист. Конденсаторна батарея *1C* до часу дії захисту повинна запасти енергію для відключення вимикача. При повторному відключенні вимикача від *R3* ланцюг невідповідності положень *SA* і вимикача виявляється замкнутим, однак нового АПВ не відбудеться, тому що конденсатор *C* не встигає запасти енергію, достатню для спрацьовування *KL* (це однократність АПВ).

При відключених положеннях *SA* конденсатор *C* розряджений, тому що до нього підключений резистор *R3*.

Тому діє блокування АПВ при включенні вимикача від *SA* на *K3*.

Не дія пристрою АПВ при відключенні вимикача ключом управління забезпечується розривом ланцюга невідповідності контактом 1 – 2 *SA* і розрядом конденсатора через *R3*.

З метою запобігання розряду конденсатора *C* на джерело живлення в його ланцюгу заряджання встановлений напівпровідниковий діод *V*.

Реле *KBS* виключає можливість багаторазового включення вимикача при стійкому *K3*.

Контакти *KL1.1* використовуються для живлення реле прискорення дії захисту (УДЗ).

Заборона АПВ для електроустановки при спрацьовуванні пристроїв захисту і автоматики здійснюється підключенням до конденсатора *C* резистора *R3*, опір якого значно менше опору *R2* в ланцюзі заряду конденсатора. Конденсатор швидко розряджається.

Розглянуту типову схему АПВ з пуском при невідповідності між раніше поданої оперативної командою і відключеним положенням вимикача можна застосувати для нетипових рішень АВР.

Тут формування сигналу невідповідності (пуску АВР) здійснюється послідовним ланцюгом із замикаючих контактів реле фіксації включення *KQQ* вимикача і реле положення «Відключено» *KQT* автоматики управління вимикача (АУВ) введення робочого живлення.

АПВ введення робочого живлення блокується по режиму, а сигналом невідповідності АУВ здійснюється пуск АПВ (в функції АВР) лінії (введення) резервного живлення.

Сигнал пуску АВР блокується ключом управління вимикача шляхом переведення його в положення "Відключити".

2.3 Умови пуску та заборони дії цифрових АПВ

Рекомендуються на вибір наступні умови пуску [32 – 35].

- ✓ Стан вимикача «Вимкнено».
- ✓ Спрацювання релейного захисту по вибору (наприклад, спрацювання максимального струмового захисту).
- ✓ Контроль напруги по вибору (наприклад):
 - а) контроль відсутності напруги КВН на лінії;
 - б) контроль відсутності напруги КВН на шинах;
 - в) контроль наявності напруги КНН на лінії;
 - г) контроль наявності напруги КНН на шинах.
- ✓ Контроль синхронізму.
- ✓ Дозвіл від зовнішнього вимкнення.
- ✓ Самовільне вимкнення вимикача.

Умови заборони АПВ.

- Спрацювання наступних пристроїв:
 - а) логічний захист;
 - б) дуговий захист;
 - в) пристрій резервування відмов вимикача;
 - г) основні захисти.
- Ручне вимкнення вимикача від от ключа управління (КУ).
- Дискретний сигнал «Заборона АПВ».
- Ручне вимкнення вимикача на фіксований час.

- • Несправність вимикача.

На рис. 2.9 зображенні вимикачі на які діють наступні захисти.

Максимальний струмовий захист (МСЗ): Q1, Q2, Q3, Q4, Q5.

Логічний захист (ЛЗ): Q1.

Дуговий захист (ДГЗ): Q1, Q4.

Пристрій резервування відмов вимикача (ПРВВ): Q1, Q2, Q3, Q4,

Q5.

Основні захисти.

Струмова відсічка (СтВ): Q2, Q3.

Диференційний захист (ДфЗ): Q1, Q2, Q3, Q4, Q5.

Високочастотний захист (ВЧЗ): Q2.

Перші ступені дистанційних захистів (ДЗ): Q2, Q3.

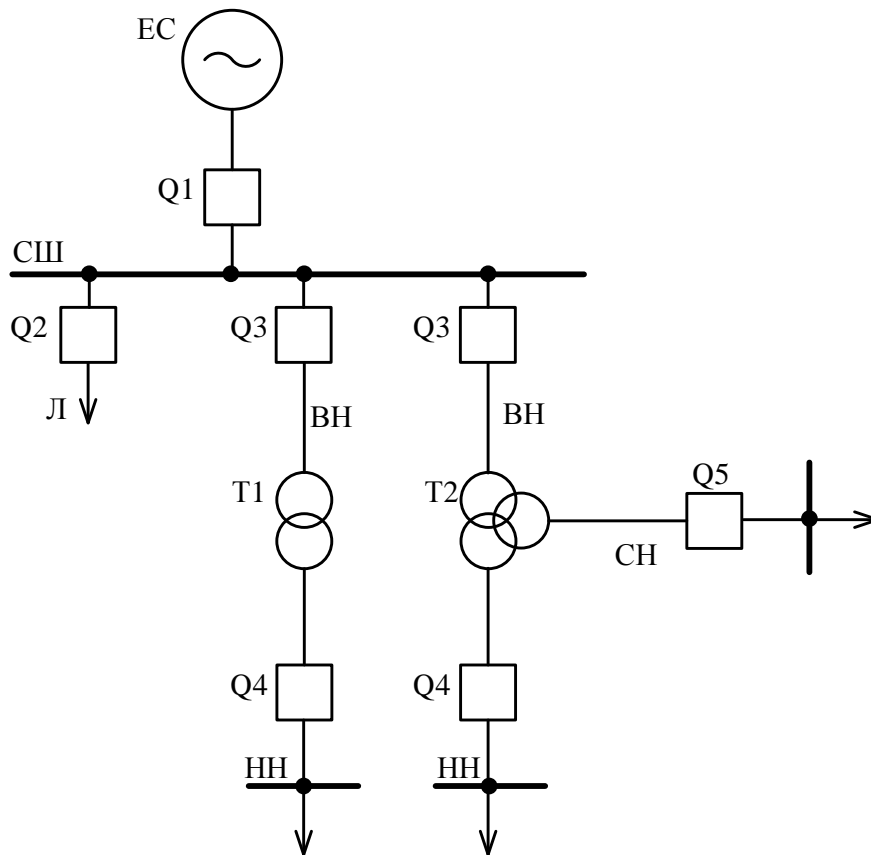


Рисунок 2.9 - Вимикачі для яких використовується АПВ

2.4 Види цифрових АПВ для ліній

На одиночних лініях з двостороннім живленням має передбачатися один з наступних видів АПВ (або їх комбінацій) [27]:

- НАПВ - несинхронне автоматичне повторне включення;
- ШАПВ - швидкодіюче автоматичне повторне включення;
- АПВКС - автоматичне повторне включення з контролем синхронізму.

Несинхронне АПВ можна застосовувати на лініях 110-220 кВ, якщо:

а) максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів і компенсаторів, які виникають за несинхронного увімкнення, є меншими (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, який виникає за трифазного КЗ на виводах цих машин. При цьому, як практичні критерії оцінювання допустимості НАПВ необхідно приймати розрахункові початкові значення періодичних складових струмів статора за кута увімкнення 180° ;

б) максимальний струм через трансформатор (автотрансформатор) за кута увімкнення 180° є меншим від струму КЗ на його виводах з розрахунку живлення від шин нескінченної потужності;

в) після НАПВ досить швидко відновлюється синхронна робота. Якщо внаслідок НАПВ можливе виникнення тривалого асинхронного ходу, то треба вживати спеціальних заходів для його запобігання або припинення.

На рисунку 2.10 показано варіанти застосування несинхронного автоматичного повторного включення на лініях з двостороннім живленням:

- на вимикачу Q1 з контроль відсутності напруги КВН у лінії, яка вимірюється Вм.Н;
- на вимикачу Q2 з контролем наявності напруги КНН у лінії, яка вимірюється Вм.Н.

-

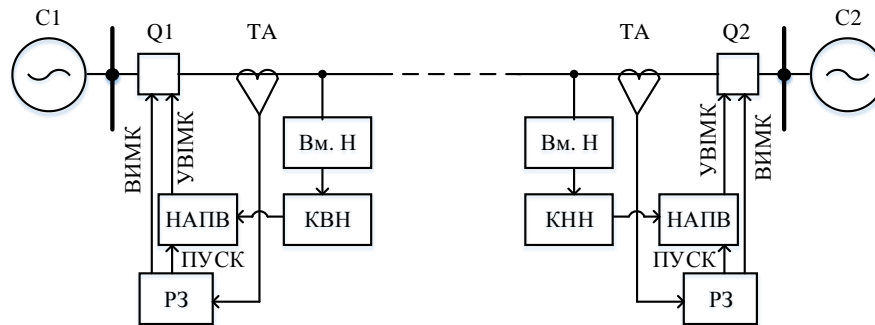


Рисунок 2. 10 – Структура несинхронного АПВ

ШАПВ (рис. 2.11) – це одночасне ввімкнення вимикачів з мінімальною витримкою часу з обох кінців лінії. Можна застосовувати за невеликої розбіжності кута між векторами ЕРС з'єднаних систем, який виникає за час паузи ШАПВ, та за допустимих струмів несинхронного вмикання генераторів. Щоб максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів і компенсаторів, які виникають за несинхронного увімкнення, є меншими від електромагнітного моменту, який виникає за трифазного КЗ на виводах цих машин.

При цьому як практичні критерії оцінювання допустимості ШАПВ необхідно приймати розрахункові початкові значення періодичних складових струмів статора за кута ввімкнення 180° . ШАПВ можна застосовувати за наявності вимикачів, які допускають ШАПВ, якщо після вмикання забезпечується збереження синхронної паралельної роботи систем. ШАПВ повинно вмикатися від швидкодіючих захистів ШРЗ та блокуватися в разі спрацьовування резервних захистів або під час роботи пристрою резервування відмови вимикача ПРВВ.

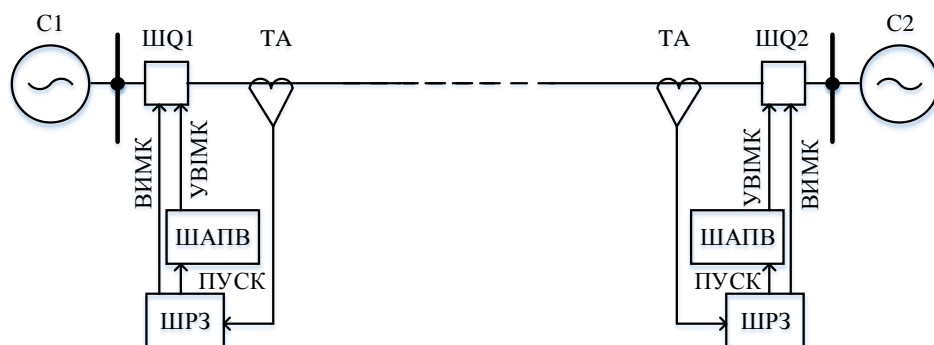


Рисунок 2 11 – Структура швидкодіючого АПВ

АПВКС (рис. 2.12) застосовується для вмикання лінії за значних ковзань частоти (приблизно до 4 %) з контролем допустимого кута розбіжності між векторами ЕРС з'єднаних систем (кута випередження). На кінці лінії, який треба вмикати першим, установлюють прискорене АПВ з пуском від швидкодіючого захисту, зона дії якого охоплює всю лінію без контролю напруги на лінії або АПВ з контролем відсутності напруги на лінії АПВКВН (на рис. 2.10 для Q2), а на другому її кінці - АПВ з контролем синхронізму АПВКС.

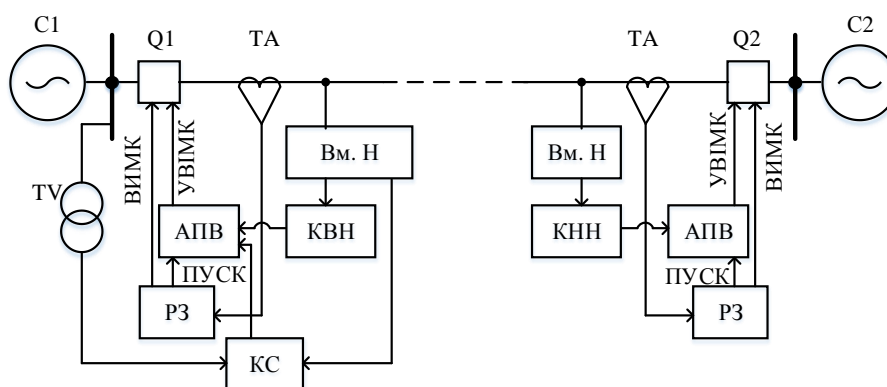


Рисунок 2.12 – Структура АПВ з контролем синхронізму

Останнє проводять за умови, що увімкнення першого кінця лінії було успішним (це може бути визначено, наприклад, за допомогою контролю наявності напруги АПВКНН на лінії). Для контролю синхронізму можна застосовувати пристрої, побудовані за принципом синхронізатора з постійним кутом випередження. Пристрої АПВ треба виконувати таким чином, щоб була можливість змінювати черговість вмикання вимикачів на кінцях лінії. Під час виконання пристрою АПВКС необхідно прагнути до забезпечення його дії за можливо більшої різниці частот. Максимальний допустимий кут увімкнення в разі застосування АПВКС треба приймати з урахуванням, щоб максимальні електромагнітні моменти синхронних генераторів і компенсаторів, які виникають за вмикання, є меншими (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, який виникає за трифазного КЗ на виводах генераторів.

Схеми пристрою АПВКС лінії треба виконувати однаково на обох кінцях з урахуванням можливості зміни черговості увімкнення вимикачів лінії в разі АПВ.

2.5 АПВ системи шин 6 кВ

Автоматичне повторне включення системи 6 кВ (див. рис. 2.9) запускається за фактом відключення ВВ 6 кВ системи шин максимальним струмовим захистом. Функція АПВ реалізована з одним циклом роботи.

Заборона АПВ здійснюється при:

- спрацьовуванні функції ПРВВ 6 кВ I (II) системи шин;
- ручному відключенні від ключа управління вимикачем;
- ручному включенні на фіксований час;
- несправності вимикача.

Функціональні схеми АПВ шин 6 кВ наведені на рисунках 2.13 - 2.14.

Вихідна позиція для функціональної схеми АПВ системи шин 6 кВ (рис. 2.13), коли вимикач Q4 включений «Стан вимикач «Увімкнена», що фіксується першої статичність пам'яттю (SRE).

Для контролю кіл управління високовольтним вимикачем використані два зовнішніх проміжні реле:

- реле стану вимикача «Увімкнена» KQC, що контролює кола вимикання вимикача;
- реле положення «Вимкнена» KQT, що контролює кола вмикання вимикача.

Виходячи з цього, якщо вимикач включений, то його положення «Стан вимикача «Увімкнена» дискретним сигналом надходить через логічний елемент « I » на першу статичну пам'ять SRE і далі на перший вхід вихідного логічного елемента « I ».

Якщо вимикач відключений, то його положення «Стан вимикач «Вимкнена» дискретним сигналом надходить на інверсній вхід логічного елемента « I » для заборони попередньої операції і, отже, заборони АПВ.

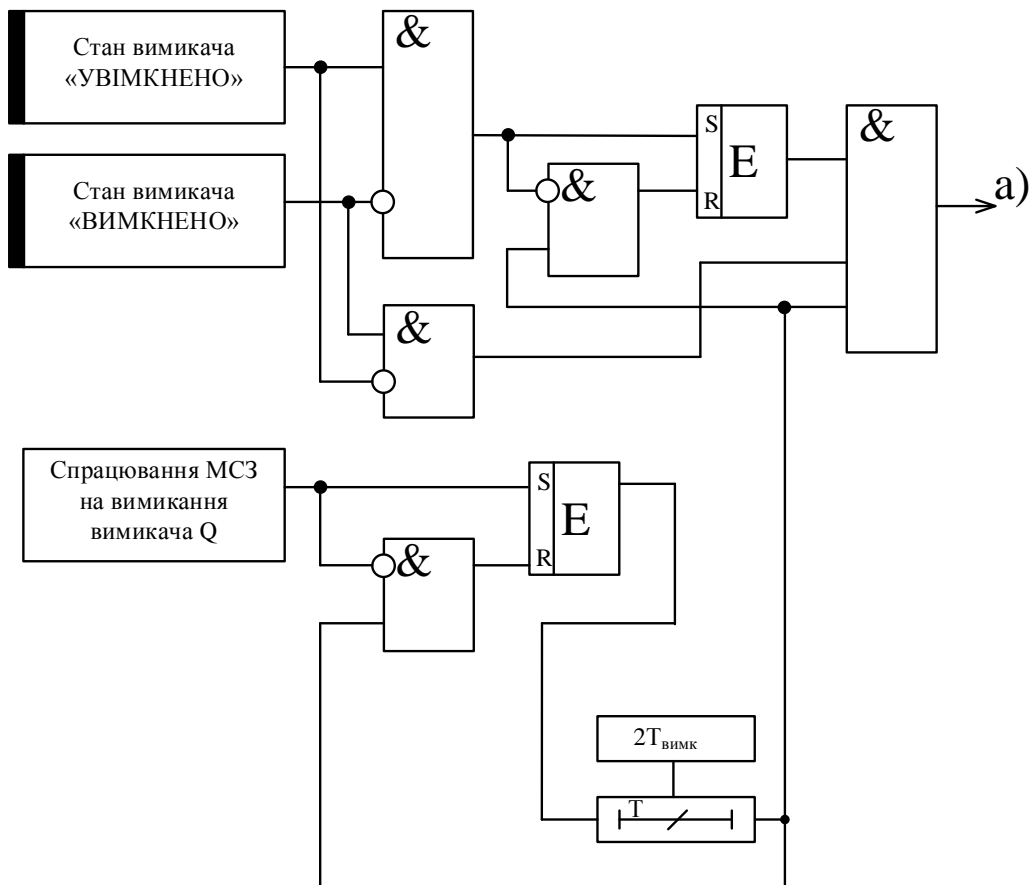


Рисунок 2.13 – Функціональна схема пуску АПВ системи шин 6 кВ

Пуск пристрою АПВ відбувається після спрацювання максимального струмового захисту на вимкнення вимикача Q4, що фіксується другою статичною пам'яттю.

Максимальний струмовий захист на вимикачі Q4 резервує зовнішні пошкодження на приєднання системи шин 6 кВ (наприклад, шини власних потреб 6 кВ електростанцій), таким чином, що якщо пошкодження на приєднання не відключаються своїми захистами, то тоді МСЗ на Q4 спрацьовує на вимогу селективності із заданою витримкою часу.

За фактом спрацювання МСЗ через пам'ять SRE подається команда на відключення вимикача Q4 із заданою тривалістю передачі сигналу « $2 T_{\text{ВІМК}}$ »- подвоєний паспортний час відключення вимикача.

Одночасно цей сигнал подається на:

- другу статичну пам'ять SRE для її скидання після повернення максимального струмового захисту на Q4;
- другий вхід вихідного логічного елемента «I» через логічний елемент «I», який підтверджує, що Q4 відключений МСЗ «Стан вимикач» Вимкнено »;
- третій вхід вихідного логічного елемента «I».

При одночасності всіх трьох сигналів на входах вихідного логічного елемента «I» дається сигнал а) для подальших дій увімкнення.

Функціональна схема АПВ системи шин 6 кВ (рис. 2.14).

Умови блокування АПВ системи шин 6 кВ.

- ✓ Зовнішнім дискретним сигналом від схеми керування вимикачем «Команда КУ» Увімкнуті »вимикач Q». Даний сигнал зі статичним пам'яті SRE через елемент формування вихідного сигналу з фіксованою тривалістю по передньому фронту вхідного сигналу «Час Блокування АПВ при увімкненні вимикача» надходить на перший вхід вихідного логічного елемента «I». Скидання статичної пам'яті SRE відбувається після часу блокування АПВ при увімкненні вимикача.
- ✓ Зовнішнім дискретним сигналом від схеми керування вимикачем «Команда КУ» Вимкнути »вимикач Q». Даний сигнал забороняє дію АПВ у час ручного включення вимикача оператором за допомогою ключа управління вимикачем.
- ✓ Внутрішнім вхідним логічним сигналом пристрою релейного захисту та автоматики «Спрацювання основних захистів». Основними захистами системи шин можуть бути логічний захист, диференційний захист і струмове відсічення.

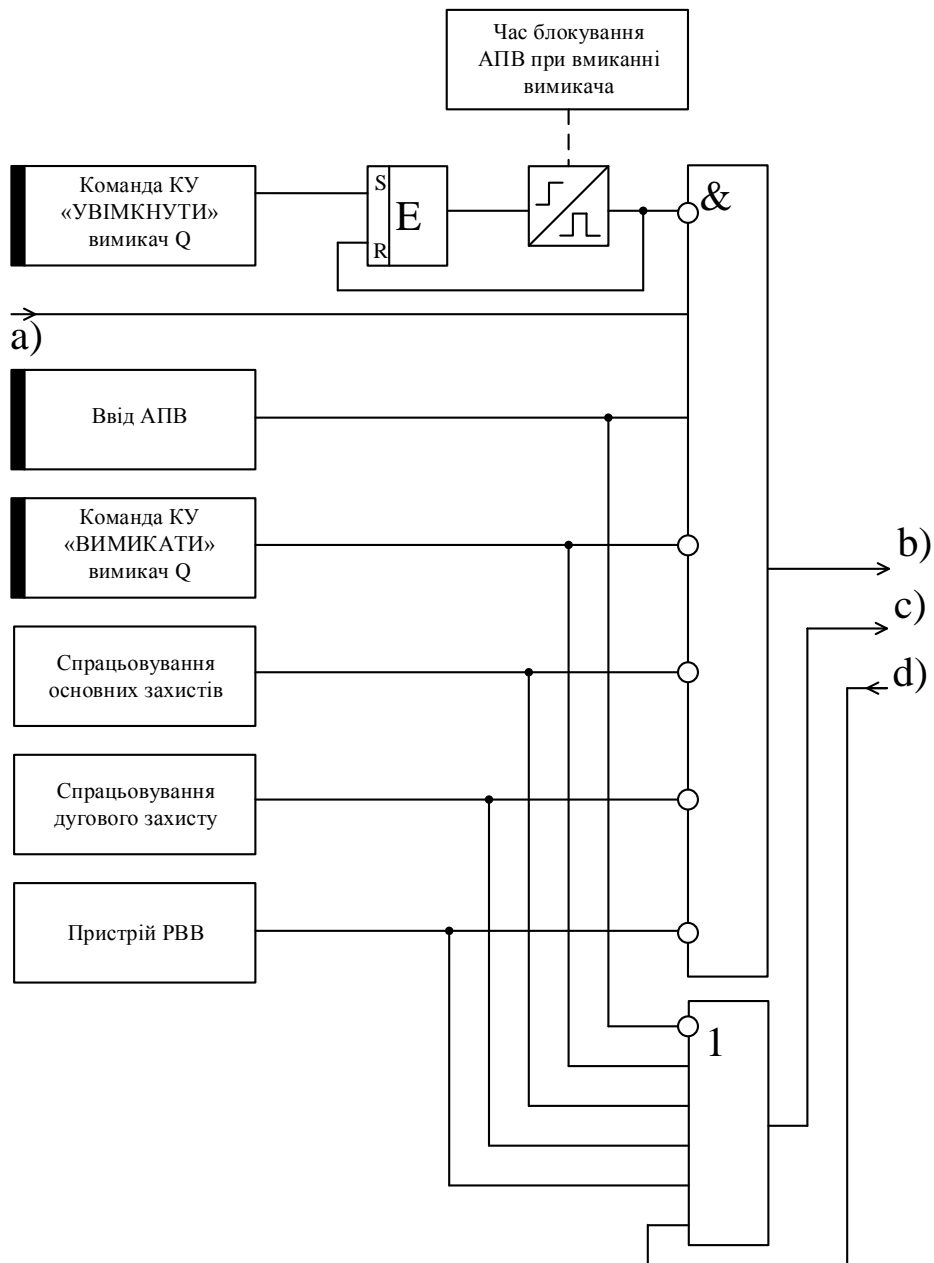


Рисунок 2.14 – Умови блокування АПВ системи шин 6 кВ

- ✓ Внутрішнім вхідним логічним сигналом пристрою релейного захисту «Спрацьовування дугового захисту». Дуговий захист застосовується в осередках вимикачів усіх приєднань системи шин і діє на прискорення спрацьовування захисту максимального струму на вимикачі Q4.

- ✓ Внутрішнім вхідним логічним сигналом пристрою релейного захисту та автоматики «Пристрій РВВ». Пристрій резервування відмови вимикача ПРВВ є резервним захистом при відмовах з вимикання на приєднаннях системи шин. В даному випадку не доцільна дія АПВ.

Вихідні сигнали схеми на рис.2.13 пов'язані зі схемою на рис. 2.15 ланцюгами b), c) і d). Формування сигналу на автоматичне увімкнення вимикача (рис. 2.15) здійснюється вихідним логічним елементом «І».

Розглянемо дії функціональної схеми АПВ на рис. 2.15.

Зовнішній дискретний сигнал від схеми керування вимикачем «Стан вимикача «Увімкнена » блокує дію автоматики при включеному вимикачі.

Зовнішній дискретний сигнал від схеми керування вимикачем «Стан вимикач« Вимкнено » дозволяє дію автоматики при включеному вимикачі.

Сигнал b) через статичну пам'ять SRE і включеної накладки «УВІМК. АПВ» подається на елемент налаштування збільшення тривалості передачі сигналу з ім'ям« Час дії АПВ» і далі на третій вхід вихідного логічного елементів« І » схеми.

Тривалість команди на автоматичне включення вимикача Q4 «Робота АПВ вимикач Q» та сигналізацію «Сигналізація «Робота АПВ » забезпечується короткочасним сигналом за рахунок елемента формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу« $2T_{\text{УВІМК, Q}}$ » - подвоєне паспортне значення часу включення вимикача Q4.

Сигналом c) скидається статичну пам'ять SRE для припинення дії АПВ.

Сигналом d) виконується повернення схеми після дії елемента «Час дії АПВ» на скидання статичної пам'яті SRE.

Також скидання статичної пам'яті SRE (сигнал c) виконується сигналами на вхід логічного елемента «АБО» будь-якими сигналами:

- «Команда КУ «Увімкнути » вимикач Q»;
- «Спрацювання основних захистів»;
- «Спрацювання дугового захисту»;

➤ «Пристрій РВВ».

Функція сигналу с) припиниться під час надходження на інверсний вхід логічного елемента «АБО» сигналу від зовнішнього дискретного пристрою «Ввід АПВ».

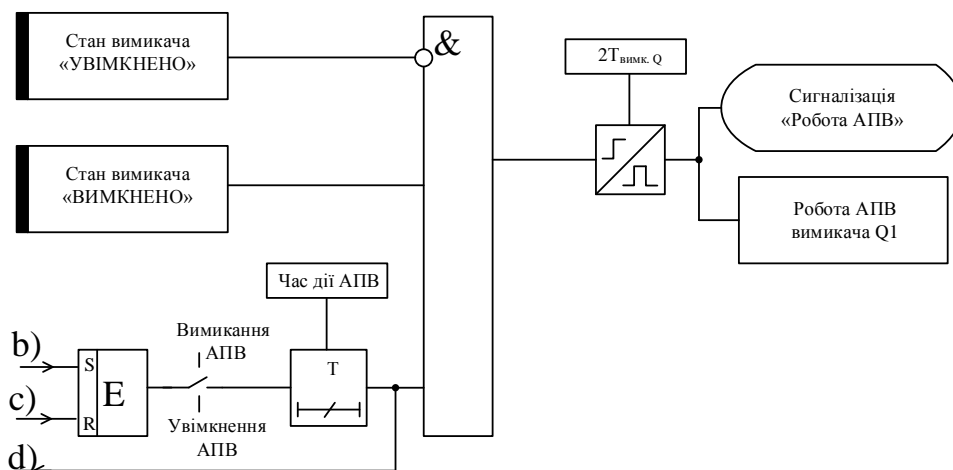


Рисунок 2.15 – Формування сигналу на автоматичне увімкнення вимикача

2.6 АПВ після спрацювання захисту від однофазного замикання на землю

Розглядається АПВ [33], що діє на автоматичне увімкнення електроустановки електричної мережі, яке попередньо було вимкнено захистом за однофазного замикання на землю (рис. 2.16)

Якщо за час дій захисту від однофазного замикання на землю (ОЗЗ) і відключення вимикача електроустановки електричної мережі пошкодження самоусунеться, то автоматичне включення вимикача буде успішним. Таке АПВ підвищує безперебійність живлення відповідальних споживачів електричної енергії.

Дане АПВ запускається за фактом відключення високовольтного вимикача захистом від однофазного замикання на землю (рис. 2.17).

Функція АПВ реалізована з одним циклом роботи (одноразове дія). Послідовність дії АПВ наступна.

На першому логічному елементу «І» с інверсним вхідним сигналом виконується кон'юнкція (лат. conjungere — об'єднувати) (операція AND) — двомісна логічна операція, що має значення «істина», якщо всі операнди мають значення «істина»:

- ✓ пуск від захисту ОЗЗ;

✓ зовнішній дозвіл АПВ на спрацювання.

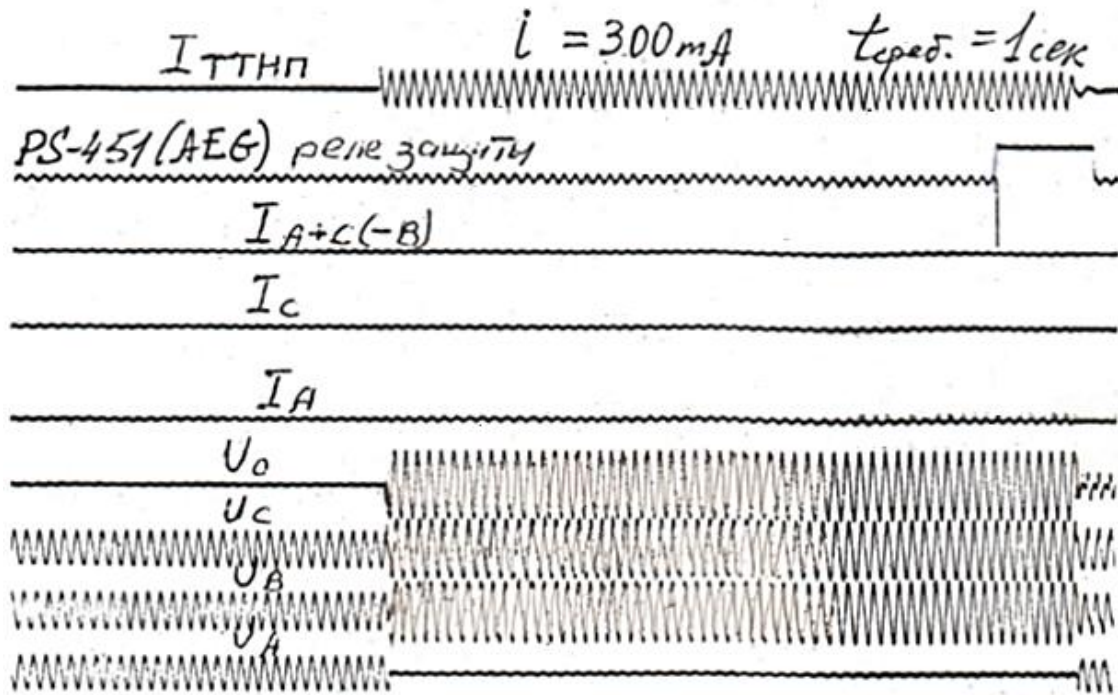


Рисунок 2.16 – Приклад дії захисту за однофазного замикання на землю

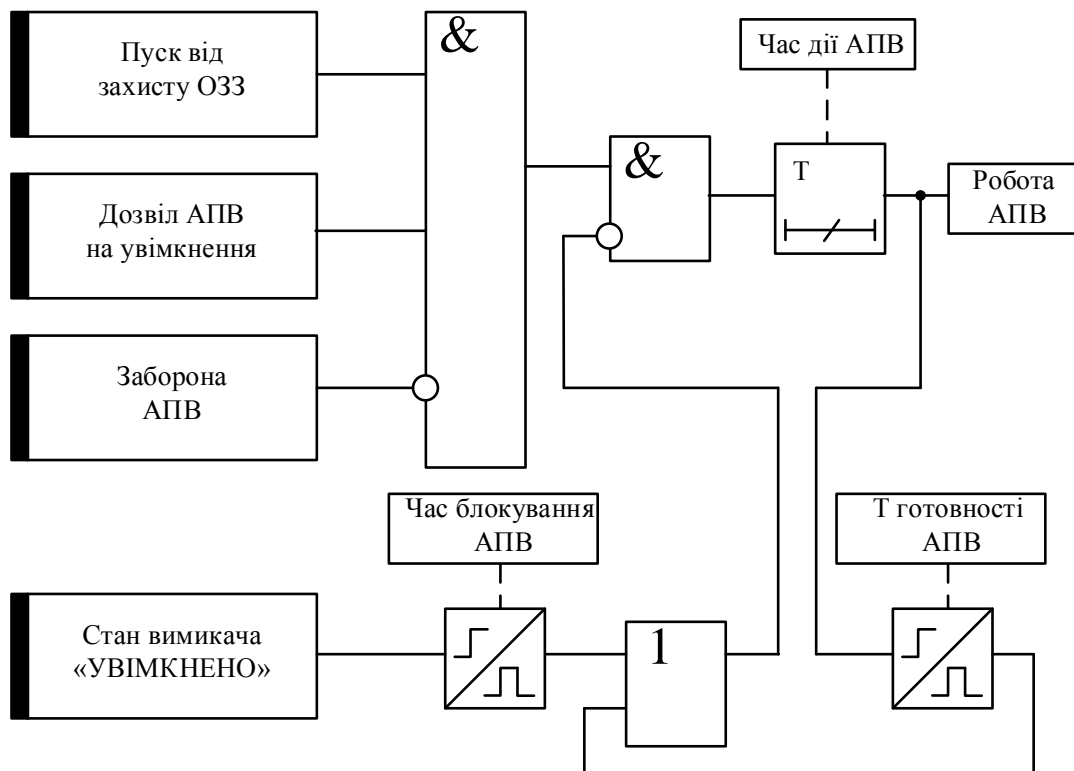


Рисунок 2.17 – Функціональна схема АПВ за однофазного замикання на землю

Якщо немає на інверсному входу заборони АПВ від інших зовнішніх пристроїв релейного захисту та автоматики електроустановки, то на виході логічного елемента «І» з'являється сигнал на другий логічний елемент «І».

Останній спрацює, якщо на його інверсному входу немає сигналу блокування АПВ.

Умови блокування АПВ, які формуються логічним елементом «АБО» - диз'юнкція ([лат. disjunctio](#) - розділення) (операція OR) - [двомісна логічна операція](#), що має значення «істина», якщо хоча б один з [операндів](#) має значення «істина»:

- стан вимикача «Увімкнена» (як би реле положення вимикача РПВ «Включено»), щоб не було можливості увімкнення вимикача на між фазне КЗ (закоротку);
- після увімкнення вимикача від АПВ – для забезпечення однократності дії АПВ за рахунок «Т готовності АПВ»: формування вихідного сигналу тривалості Т по передньому фронту вхідного сигналу яке має бути більше часу

спрацьовування захисту ОЗЗ плюс час відключення високовольтного вимикача.

Після спрацювання другого логічного елемента «І», якщо немає на інверсному вході блокування АПВ, налаштовується затримка початку передачі сигналу «Час дії АПВ» для дії «Робота АПВ»: сигнал в колах електромагніту увімкнення високовольтного вимикача (ЕВМ).

2.7 АПВ трансформатора

Розглядається автоматичне включення з боку ВН трансформатора Т2 на вимикачі Q3 (див. рис. 2.9).

Автоматичне повторне включення трансформатора запускається за фактом відключення вимикача Q3 по спрацюванню захисту максимального струму МСЗ на стороні вищої напруги, а також від самовільного відключення вимикача Q3.

Функція АПВ реалізована з одним циклом роботи і без контролів ("сліпе" АПВ).

Заборона АПВ здійснюється при:

- спрацюванні функції ПРВВ;
- ручному відключенні від ключа управління вимикачем;
- ручному включенні на фіксований час;
- наявності дискретного сигналу "Заборона АПВ вимикача Q3";
- несправності вимикача.

Вихідна стан для функціональної схеми АПВ трансформатора (рис. 2.18), коли вимикач Q3 включений «Стан вимикачу «Увімкнена», що фіксується першою статичністю пам'яттю (SRE).

Для контролю кіл управління високовольтним вимикачем використані два зовнішніх проміжні реле:

- реле стану вимикача «Увімкнена» KQC, що контролює кола вимикання вимикача;
- реле положення «Вимкнена» KQT, що контролює кола вмикання вимикача.

Виходячи з цього, якщо вимикач включений, то його положення «Стан вимикач «Увімкнена» дискретним сигналом надходить через логічний елемент « I » на першу статичну пам'ять SRE і далі на перший вхід вихідного логічного елемента « I ».

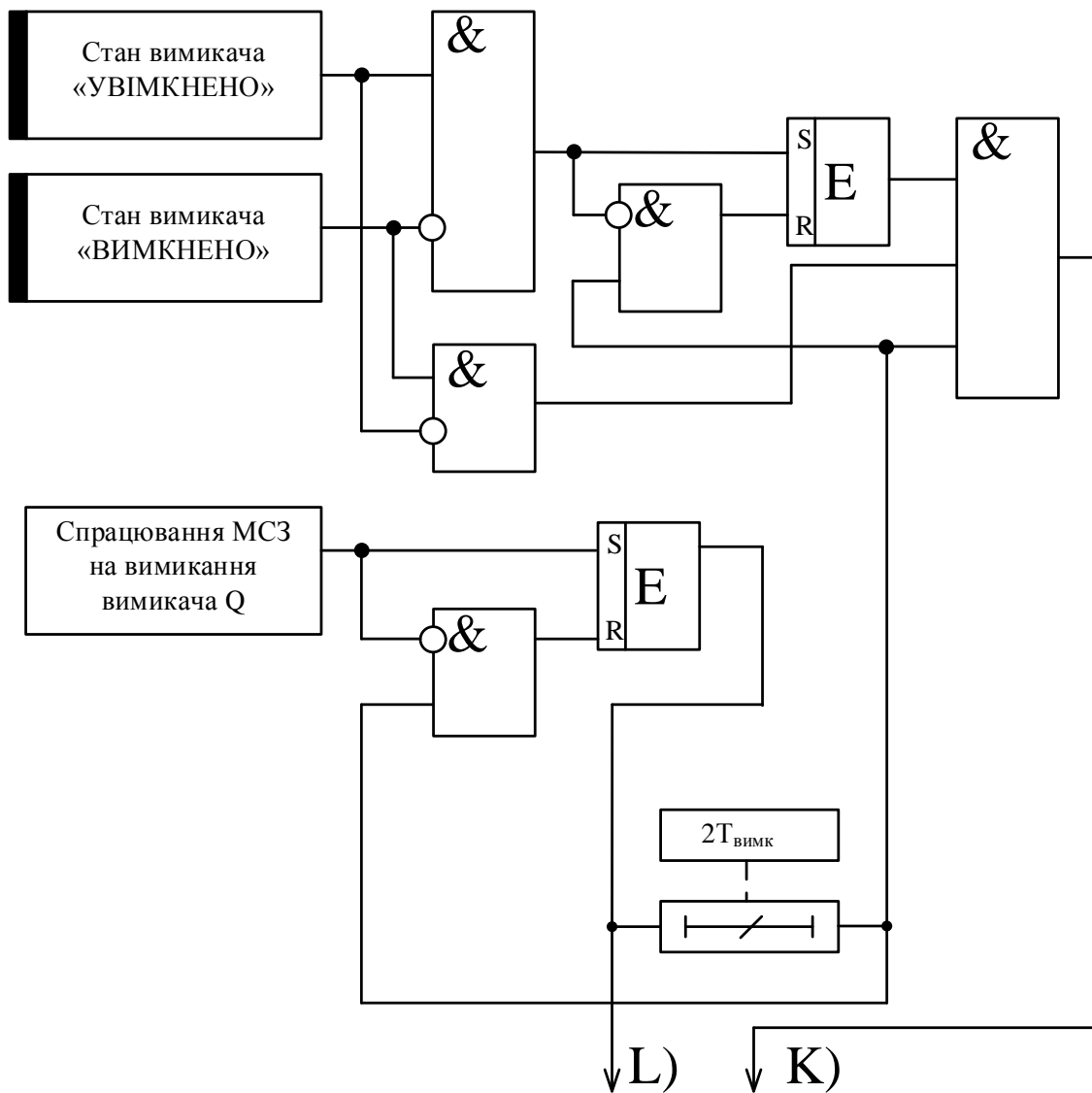


Рисунок 2.18 –Пуск АПВ трансформатора по факту спрацювання захисту

Якщо вимикач відключений то, то його положення «Стан вимикача «Вимкнена» дискретним сигналом надходить на інверсній вхід логічного елемента « I » для заборони попередньої операції і, отже, заборони АПВ.

Пуск пристрою АПВ здійснюється після спрацювання максимального струмового захисту на вимкнення вимикача Q3, що фіксується другою статичною пам'яттю (рис. 2.18).

Максимальний струмовий захист на вимикачу Q3 резервує зовнішні пошкодження на приєднання нижчої сторони трансформатора (наприклад, приєднання нижчої напруги трансформатора), таким чином, що якщо пошкодження на приєднанні не відключаються своїми захистами, то тоді МСЗ на Q3 спрацьовує на вимогу селективності із заданою витримкою часу.

По факту спрацювання максимального струмового захисту МСЗ через пам'ять SRE подається команда на відключення вимикача Q3 із заданою тривалістю передачі сигналу « $2 T_{\text{ВІМК.}}$ » - подвоєне паспортне значення часу відключення вимикача.

Одночасно цей сигнал подається на:

- другу статичну пам'ять SRE для її скидання після повернення максимального струмового захисту на Q3;
- другий вхід вихідного логічного елемента «I» через логічний елемент «I», який підтверджує, що Q3 відключений МСЗ «Стан вимикача «Вимкнено »»;
- третій вхід вихідного логічного елемента «I».

При одночасності всіх трьох сигналів на входах вихідного логічного елемента «I» даються сигнали K) і L) для подальших дій функціональної схеми АПВ трансформатора (рис. 2.19 - 2.20).

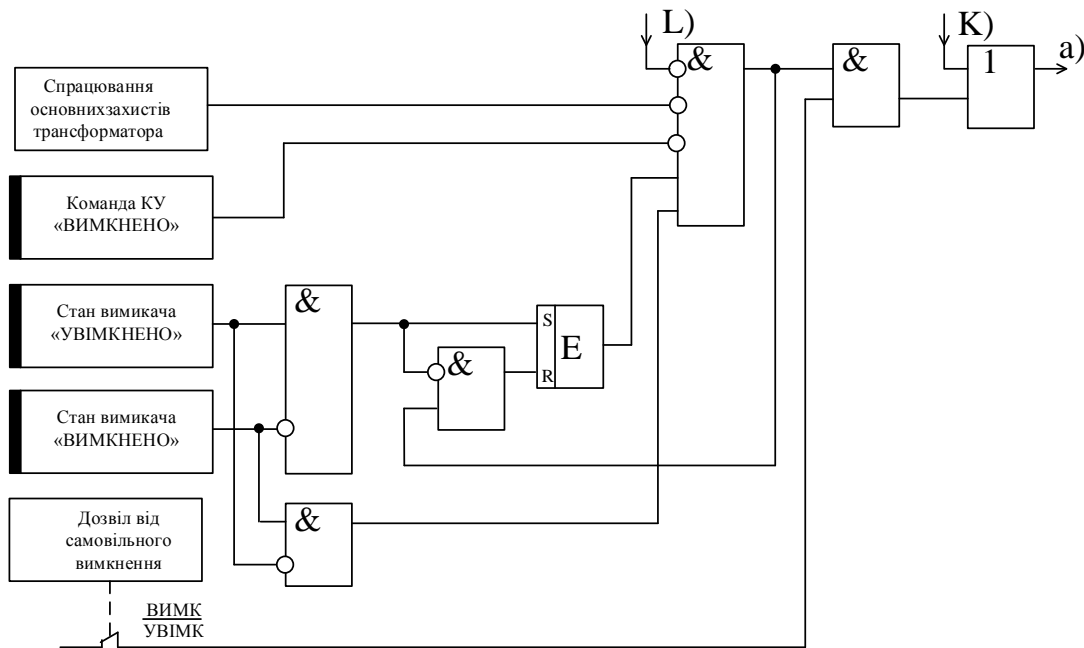


Рисунок 2.19 –Дозвіл АПВ трансформатора від самовільного вимкнення вимикача

Пуск АПВ трансформатора від самовільного вимкнення вимикача Q3 забезпечується наступними умовами.

- Є контакт от внутрішнього пристрою «Дозвіл від самовільного вимкнення».
- Сигнал від пристрою управління вимикачем «Стан вимикача «Увімкнена» зберігається у статичної пам'яті SRE.
- Відсутній сигнал «Спрацювання основних захистів трансформатора».
- Відсутній сигнал «Команда КУ «Вимкнути »».
- Відсутній сигнал «Спрацювання МСЗ на вимкнення вимикача».

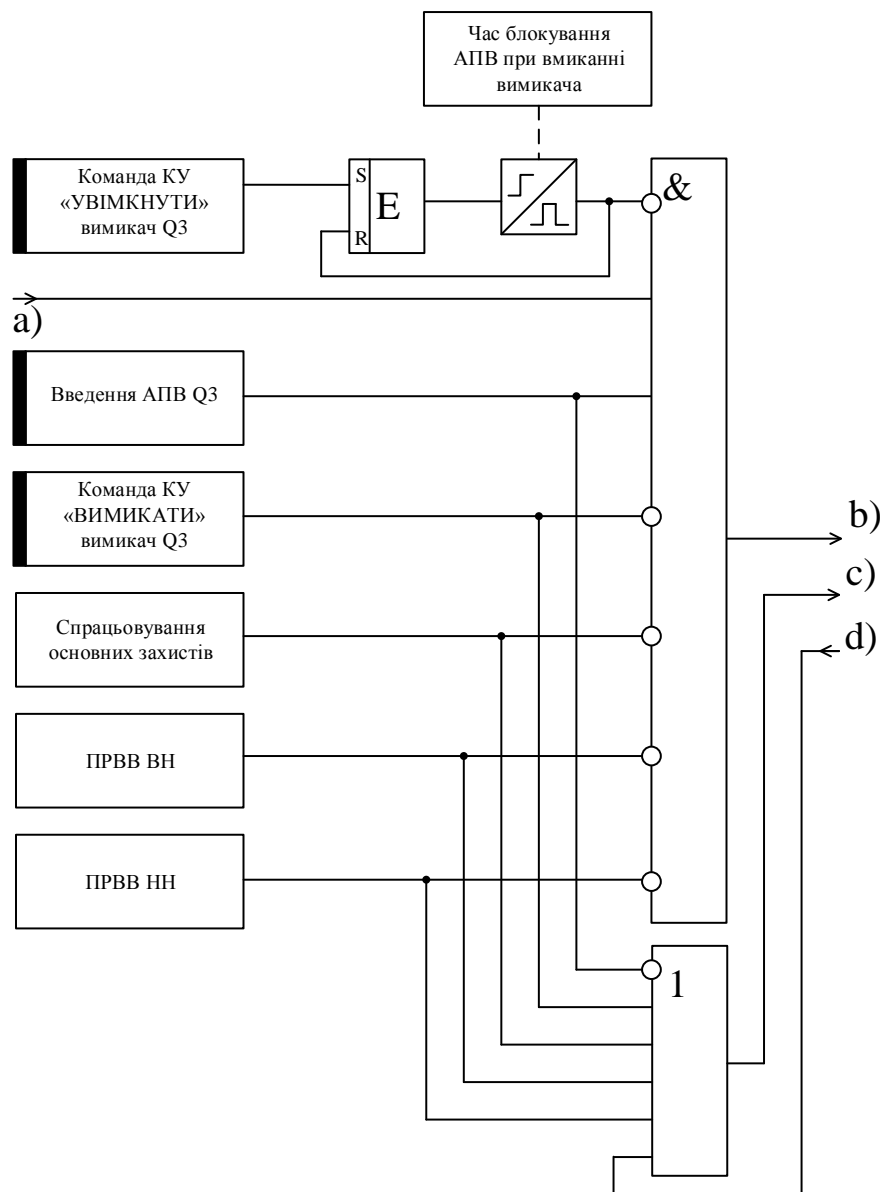


Рисунок 2.20 – Умови блокування АПВ трансформатора

Умови блокування АПВ трансформатора.

- ✓ Зовнішнім дискретним сигналом от схеми управління вимикачем «Команда КУ «Увімкнути» вимикач Q3» (рис. 2.18). Цей сигнал з статичною пам'яттю SRE через елемент формування вихідного сигналу з фіксованою тривалістю по передньому фронту вхідного сигналу «Час блокування АПВ при увімкненні вимикача» надходить на перший вхід вихідного логічного елемента «І». Скидання статичної

пам'яті SRE відбувається після часу блокування АПВ при увімкненні вимикача.

- ✓ Зовнішнім дискретним сигналом от схеми управління вимикачем «Команда КУ «Вимкнути» вимикач Q3» (рис. 2.18). Цей сигнал забороняє дію АПВ під час ручного включення вимикача оператором за допомогою ключа управління вимикачем.
- ✓ Внутрішнім вхідним логічним сигналом пристрою релейного захисту та автоматики «Спрацювання основних захистів». Основними захистами трансформатора можуть бути газовий захист, диференційний захист і струмове відсічення.
- ✓ Внутрішнім вхідним логічним сигналом пристрою релейного захисту та автоматики «ПРВВ ВН». Пристрій резервування відмови вимикача ПРВВ ВН є резервним захистом при відмовах з вимикання вимикача на введені системи шин. В даному випадку не доцільно дію АПВ.
- ✓ Внутрішнім вхідним логічним сигналом пристрою релейного захисту та автоматики «ПРВВ НН». Пристрій резервування відмови вимикача ПРВВ НН є резервним захистом при відмовах з вимикання вимикача на приєднаннях системи шин. В даному випадку не доцільно дію АПВ.

Вихідні сигнали схеми на рис.2.20 пов'язані зі схемою на рис. 2.21 колами b), c) и d). Формування сигналу на автоматичне вимикання вимикача (рис. 2.21) здійснюється вихідним логічним елементом «І».

Розглянемо дію функціональної схеми АПВ трансформатора на рис. 2.21.

Зовнішній дискретний сигнал від схеми керування вимикачем «Стан вимикач« Увімкнена» блокує дію автоматики при включеному вимикачі.

Зовнішній дискретний сигнал від схеми керування вимикачем «Стан вимикача «Вимкнено » дозволяє дію автоматики при включеному вимикачі.

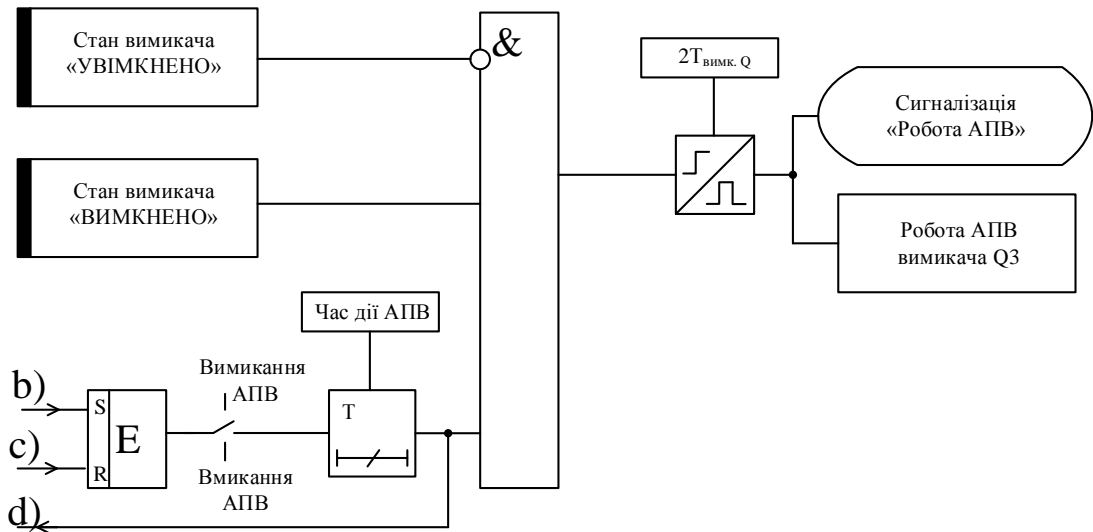


Рисунок 2.21 – Формування сигналу на автоматичне вмикання вимикача трансформатора

Сигнал b) через статичну пам'ять SRE і увімкненою накладку «УВІМК. АПВ» подається на елемент налаштування збільшення тривалості передачі сигналу з ім'ям «Час дії АПВ» і далі на третій вхід вихідного логічного елемента «І» схеми.

Тривалість команди на автоматичне включення вимикача Q3 «Робота АПВ вимикача Q3» та сигналізацію «Сигналізація «Робота АПВ» забезпечується короткочасним сигналом за рахунок елемента формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу « $2T_{\text{вимк. Q}}$ » - подвоєне паспортне значення часу увімкнення вимикача Q3.

Сигналом c) скидається статична пам'ять SRE для припинення дії АПВ.

Сигналом d) виконується повернення схеми після дії елемента «Час дії АПВ» на скидання статичної пам'яті SRE.

Також скидання статичної пам'яті SRE (сигнал c) виконується сигналами на вхід логічного елемента «АБО»любими сигналами:

- «Команда КУ «Вимкнути» вимикач Q3»;

- «Спрацювання основних захистів»;
- «Спрацювання дугового захисту»;
- «ПРВВ ВН»;
- «ПРВВ НН».

Функція сигналу с) припиниться під час надходження на інверсний вхід логічного елемента «АБО» сигналу від зовнішнього дискретного пристрою «Ввід АПВ Q3».

2.8 АПВ лінії високої напруги

Розглядається АПВ, що діє на автоматичне включення вимикача високовольтної лінії попередньо вимкненої захистами 1-7 груп, наприклад, високочастотними, спрямованими, дистанційними та іншими основними захистами. Враховано можливість вибору основних захистів, по спрацюванню яких пускається АПВ. Автоматичне повторне включення лінії запускається також від самовільного відключення вимикача лінії.

- Функція АПВ реалізована з одним циклом роботи і наступними типами контролю (за вибором):
- с контролем відсутності напруги на лінії (КВН_л);
- с контролем відсутності напруги на шинах (КВН_ш);
- с контролем наявності напруги на шинах (КНН_ш);
- с контролем наявності напруги на лінії і шинах (КНН_{л,ш});
- с контролем синхронізму (КС);
- без контролю («Сліпе» ТАПВ).

Передбачена можливість одночасного використання наступних типів контролю:

- КВН на лінії і КС;
- КВН на лінії і КНН;
- КВН на шинах і КС;
- КВН на шинах і КНН;
- КВН на лінії, КВН на шинах і КС;
- КВН на лінії, КВН на шинах і КНН.

Заборона АПВ здійснюється при:

- спрацюванні функції ПРВВ;

- ручному відключенні від ключа управління вимикачем;
- наявності дискретного сигналу "Заборона АПВ";
- ручному включенні на фіксований час;
- несправності вимикача.

Функціональні схеми АПВ лінії наведені на рисунках 2.22 - 2.24.
Розглянемо умови пуску АПВ лінії на рис. 2.22.

На входи перших чотирьох логічних елементів «І» подаються по парі сигналів. На виходах цих логічних елементів «І» буде дозвіл на пуски АПВ лінії через логічний елемент «АБО» при одночасності сигналів наступних пар:

- ✓ пуск від обраної захисту (захистів) і спрацьовування цієї (цих) захистів на вимкнення;
- ✓ пуск від самовільного вимкнення вимикача и наявності самовільного вимкнення;
- ✓ Дозвіл від зовнішнього вимкнення и сигнал від зовнішнього пристрою на вимкнення вимикача (наприклад, сигнал по високочастотному каналу від протилежного кінця лінії).

Спрацьовування вихідного логічного елемента «І» (рис. 2.22) при одночасності наступних вхідних сигналів:

- сигнал от логічного елемента «АБО»;
- сигнал от логічного елемента «І» о том, що «Стан вимикачу «Вимкнено»;
- сигнал о том, що минув час блокування АПВ після ручного включення вимикача;
- зовнішній дискретний сигнал від суміжного пристрою «Ввід АПВ».

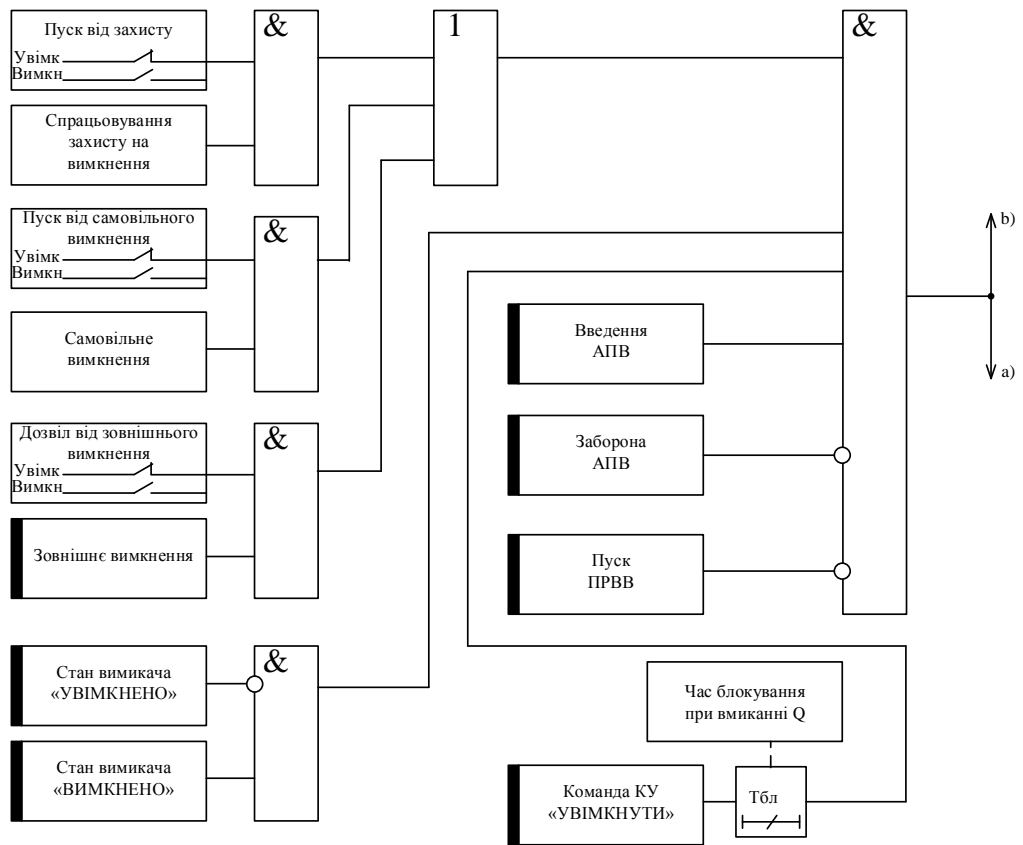


Рисунок 2.22 – Умови пуску АПВ лінії

Заборона на спрацьовування вихідного логічного елемента «І» (рис. 2.20) при надходженні наступного будь-якого сигналу:

- зовнішній дискретний сигнал від суміжного пристрою «Заборона АПВ»;
- внутрішній вхідний логічний сигнал «Пуск ПРВВ».

Подальша робота функціональної схеми на рис. 2.23 буде під час вступу на неї сигналу а) від вихідного логічного елемента «І» (рис. 2.22) і значень напруги (див. рис. 2.13) на шинах $U_{ш}$ від трансформатора напруги ТV, а також напруги в лінії $U_{л}$ від шафі відбору напруги (ШВН) в лінії.

Види роботи АПВ лінії при надходженні сигналів на логічний елемент «АБО» (на рис. 2.23 позначено сигналами: 1), 2), 3), 4), 5), 6)).

АПВ з контролем синхронізму (АПВКС) під час проходження сигналу а) діє сигналом 1) при:

- включеному внутрішнім вхідним логічним сигналом «АПВКС увімкнуто»;

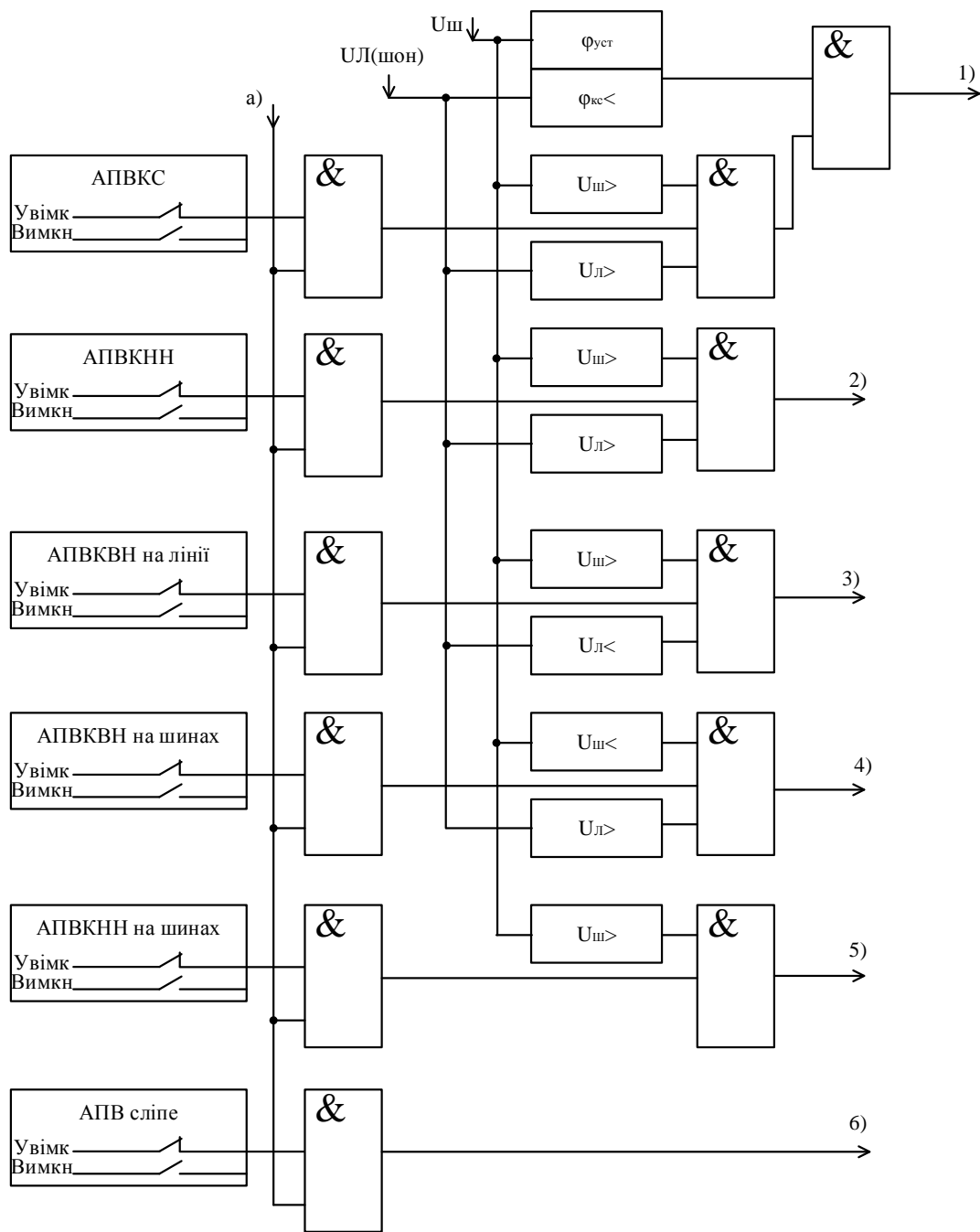


Рисунок 2.23 – Умови контролю напруги та синхронізму для АПВ лінії

- порівнянні на внутрішньому елементі контролю синхронізму (КС) « $\varphi_{уст} / \varphi_{КС} <$ » зі параметром уставки значення допустимого кута розбіжності між векторами ЕРС з'єднаних систем шин и лінії, наприклад, кут менше 20^0 , і (логічний елемент) контролю наявності напруги (КНН) на шинах « $U_{Ш} >$ » от вимірювального трансформатора напруги TV шин, наприклад, більше $0,7 U_{НОМ}$, а також і (логічний елемент) контролю наявності напруги в лінії « $U_{Л} >$ » от шафу відбору напруги в лінії, наприклад, більше $0,75 U_{НОМ}$.

Контроль наявності напруги (КНН) на шинах і в лінії необхідний для блокування роботи АПВКС при відсутності напруги внутрішньому елементі контролю синхронізму (КС). Дія КНН аналогічна дії реле максимальної напруги.

АПВ з контролем наявності напруги (АПВКНН) під час проходження сигналу а) діє сигналом 2) при:

- увімкненому внутрішньому вхідному логічному сигналу «АПВКНН увімкнено»;
- контролю наявності напруги (КНН) на шинах « $U_{Ш} >$ » от вимірювального трансформатора напруги TV шин, наприклад, більше $0,7 U_{НОМ}$, а також і (логічний елемент) контролю наявності напруги в лінії « $U_{Л} >$ » от шафу відбору напруги в лінії, наприклад, більше $0,75 U_{НОМ}$.

АПВ з контролем відсутності напруги на лінії «АПВ КВН на лінії» під час проходження сигналу а) діє сигналом 3) при:

- включеному внутрішньому вхідному логічному сигналу «АПВКВН на лінії увімкнено»;
- контролю наявності напруги (КНН) на шинах « $U_{Ш} >$ » от вимірювального трансформатора напруги TV шин, наприклад, більше $0,7 U_{НОМ}$, а також і (логічний елемент) контролю відсутності напруги в лінії « $U_{Л} <$ » от шафу відбору напруги в лінії, наприклад, менш $0,25 U_{НОМ}$.

Контроль відсутності напруги (КВН) на шинах і в лінії необхідний для блокування роботи АПВКВН при наявності напруги. Дія КВН аналогічна дії реле мінімальної напруги.

АПВ з контролем відсутності напруги на шинах «АПВ КВН на шинах» під час проходження сигналу а) діє сигналом 4) при:

- включеному внутрішньому вхідному логічному сигналу «АПВКВН на шинах увімкнуто»;
- контролю відсутності напруги (КВН) на шинах « $U_{ш} <$ » від вимірювального трансформатора напруги TV шин, наприклад, менш $0,25 U_{НОМ}$, а також і (логічний елемент) контролю наявності напруги в лінії « $U_{л} >$ » от шафу відбору напруги в лінії, наприклад, більше $0,75 U_{НОМ}$.

АПВ з контролем наявності напруги на шинах «АПВ КНН на шинах» під час проходження сигналу а) діє сигналом 5) при:

- включеному внутрішньому вхідному логічному сигналу «АПВКНН на шинах увімкнуто»;
- контролю наявності напруги (КНН) на шинах « $U_{ш} >$ » від вимірювального трансформатора напруги TV шин, наприклад, більше $0,7 U_{НОМ}$.

АПВ сліпе (далі в тексті просто АПВ без контролю напруги та синхронізму) під час проходження сигналу а) діє сигналом б) при включеному внутрішньому вхідному логічному сигналу «АПВ сліпе увімкнуто».

Формування сигналу на автоматичне вмикання вимикача лінії (рис. 2.24) буде, як що на двох входах логічного елемента «І» є одночасно сигнали від логічного елемента «АБО» і елемента налаштування збільшення тривалості передачі сигналу з ім'ям «Час дії АПВ», а також відсутності зовнішнього дискретного сигналу «Заборона АПВ».

Тривалість команди на автоматичне включення вимикача лінії «Робота АПВ» та сигналізація «Сигналізація «Робота АПВ» забезпечується короткочасним сигналом за рахунок елемента формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу « $2T_{ВММК,Q}$ » - подвоєне значення паспортного часу увімкнення вимикача лінії.

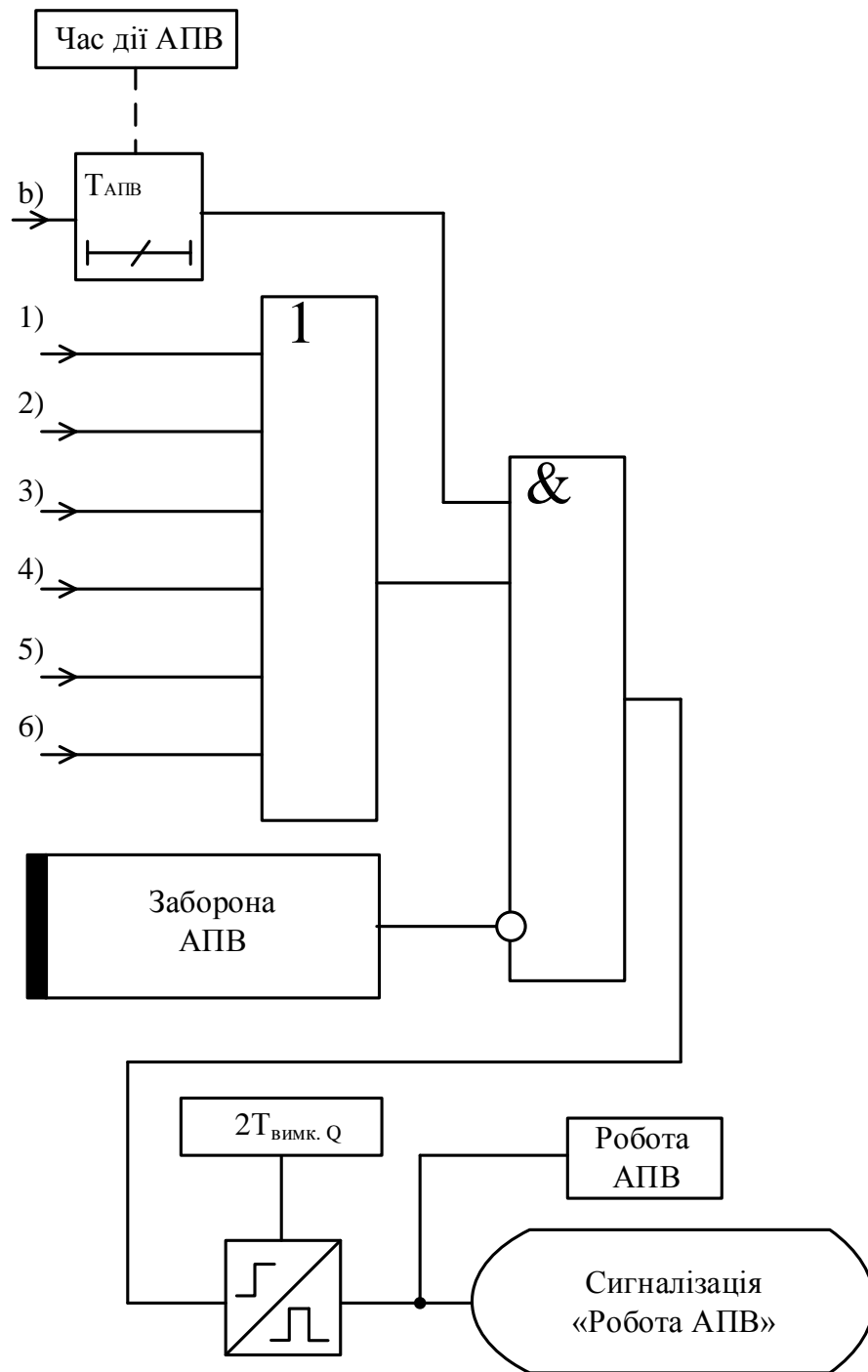


Рисунок 2.24 – Формування сигналу на автоматичне увімкнення вимикача лінії

2.9 Приклад використання АПВ на підстанції 330 кВ

Розглянемо приклад застосування АПВ на підстанції 330 кВ (ПС1, рис. 2.25) із двома системами шин та шістьма вимикачами. Кожна лінія 330 кВ включена через два вимикачі, для відключення однієї лінії диспетчером або автоматично при пошкодженнях у ній відключаються обидва вимикачі. У нормальному режимі підстанції всі вимикачі включені та обидві системи шин (1сш та 2сш) знаходяться під напругою. Переваги схеми:

- при ревізії будь-якого вимикача усі приєднання залишаються у роботі;
- висока надійність, оскільки всі лінії залишаються в роботі навіть при пошкодженнях на одній із систем шин.

Недоліком такої схеми є ускладнення ланцюгів релейного захисту та автоматики.

Головні електричні з'єднання підстанції ПС1:

- лінія Л1 зв'язку підстанції ПС1 (вимикачі 1Q и 2Q) з підстанцією ПС6 (вимикач 11Q);
- лінія Л2 зв'язку підстанції ПС1 (вимикачі 4Q и 3Q) з підстанцією ПС5 (вимикач 10Q);
- лінія Л3 зв'язку підстанції ПС1 (вимикачі 5Q и 6Q) з підстанцією ПС4 (вимикач 9Q);
- до першої системи шин 1сш підключені вимикачі 2Q, 3Q, 6Q и автотрансформатор АТ1 без вимикача на стороні 330 кВ;
- до другої системи шин 2сш підключені вимикачі 1Q, 4Q, 5Q и автотрансформатор АТ2 без вимикача на стороні 330 кВ.

На лініях підстанції ПС1 застосовані наступні види релейного захисту та автоматики.

Диференціально-фазний ВЧ захист типу ПМ РЗА «Діамант-ДФЗ» в комплексі с ВЧ каналом (прийом та передача ПВЗ - основний захист). До додаткових функцій ПМ РЗА «Діамант – ДФЗ» також належать: фіксація струмів та напруги КЗ; визначення виду та відстані до місця КЗ; відображення поточних електричних параметрів лінії, що захищається; реєстрація та зберігання аварійних аналогових електричних параметрів лінії, що захищається, а також реєстрація поточних електричних параметрів; безперервний контроль працездатності (самодіагностики) протягом роботи пристрою.

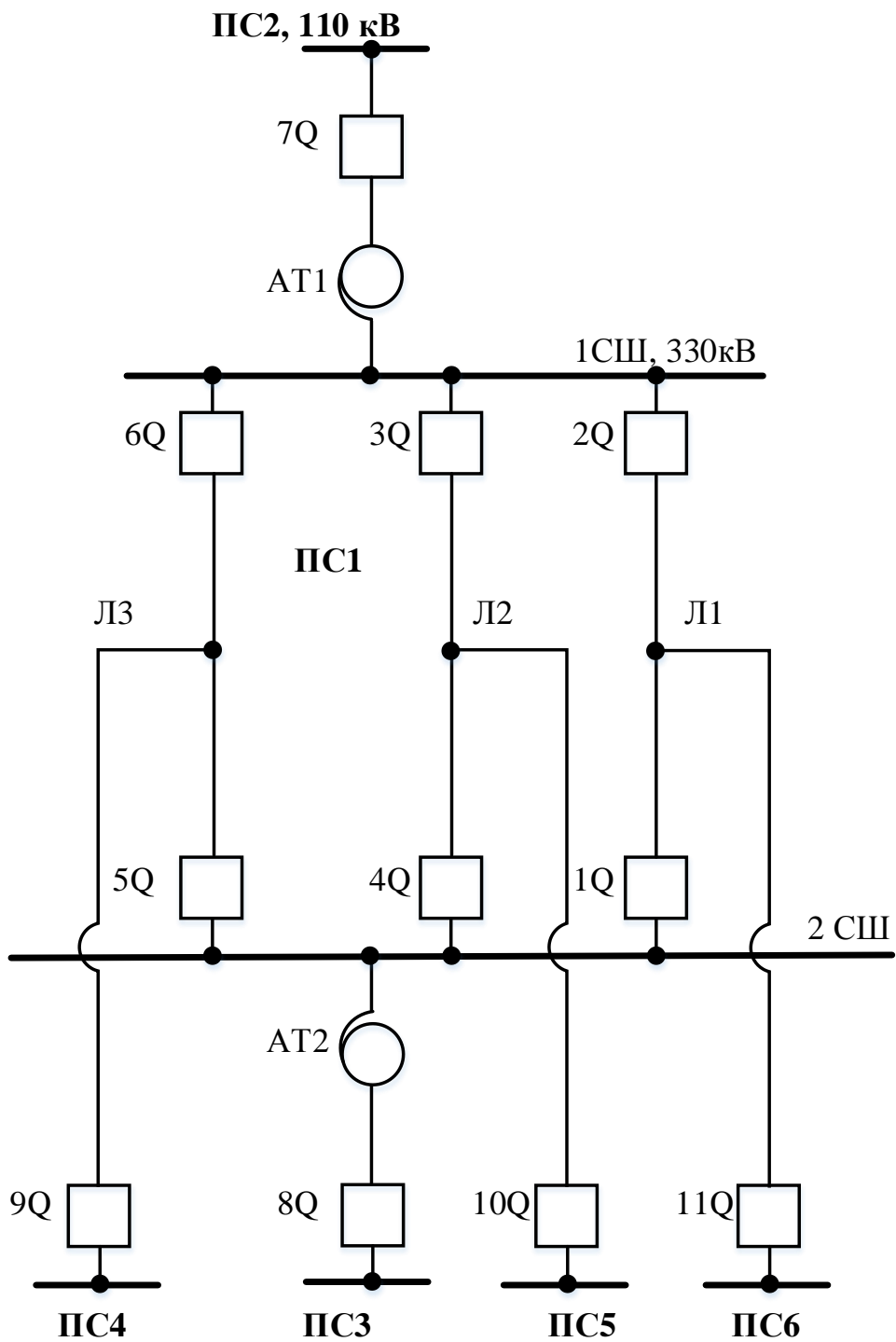


Рисунок 2.25 – Схема підстанції 330 кВ

Дистанційний 3-ступінчастий (три зони) захист (резервний захист від між фазних КЗ). Вимірює відношення залишкової напруги на шинах підстанції до струму КЗ лінії (опір ПЛ). Захист має три дистанційні органи (три зони захисту): 1 зона охоплює 85 – 90 % довжини лінії, що захищається, 2 зона - всю лінію і частину суміжної, 3 зона виконує функцію далекого резервування.

Токовий чотиріступінчастий спрямований захист від замикань на землю (ТЗНП – резервний захист ПЛ). Захист має 4 ступені, які відрізняються чутливістю та витримками часу. ТЗНП є спрямованою, тобто. працює при КЗ на лінії, що захищається, а не за "спиною" (перший ступінь ненаправлений, тому вона може працювати при КЗ на шинах ПС і має відбудову за часом від ДЗОШ).

Другий ступінь захисту діє без затримки часу (спрямована струмова відсічка).

Третій ступінь захисту має прискорення: оперативне, автоматичне по ВЧ каналу.

Четвертий ступінь ТЗНП виконаний з блокуючим реле потужності. Токові реле ТЗНП включені у нульовий провід вимірювальних трансформаторів струму. ТЗНП діє через першу групу вихідних реле: перший ступінь – на відключення вимикачів з пуском ШАПВ, другий, третій та четвертий ступені – на відключення вимикачів з пуском ТАПВ.

Між фазна відсічка (МСВ) застосовується як додатковий захист від між фазних КЗ і встановлена на панелі ТЗНП.

МСВ захищає лінію від двофазних та трифазних КЗ та працює без витримки часу. МСВ діє через першу групу вихідних реле на відключення вимикачів із запуском ШАПВ.

Струмовий захист від неповного фазного режиму (ЗНР).

Неповний фазний режим повітряної лінії можливий при: неповному фазному включенні або відключенні ВВ-330кВ; поганий контакт на одній з фаз або з інших причин, які не спричиняють коротких замикань.

При неповному фазному режимі повітряної лінії в нульовому проводі ТС проходить струм, на який реагує реле ЗНР, що має малу уставку. Захист діє відключення ВВ-330кВ із заборною ТАПВ, передачею 1-ї команди прискорення та пуском ПРВВ-330кВ.

Пристрої автоматики, керування та синхронізації ВВ-330кВ
Пристрої автоматичного та оперативного прискорення резервних захистів та вимкнення вимикачів.

Пристрій резервування відмови вимикачів.

Автоматика та управління вимикачами 330кВ.

Фіксуючі прилади нульової послідовності.

Автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР). Вимірює швидкості зниження опору ССС (або dz/dt).

Асинхронний режим уловлюється на 1-му циклі по послідовним спрацьовуванням чутливого та грубого реле опору через проміжок часу $t > t_{уст}$, з наступним реверсом потужності реле.

Фіксація циклів асинхронного режиму ФЦ (або n). Після 1-го циклу асинхронного режиму визначається наявність циклічних спрацьовувань реле опору, що супроводжуються реверсом реле потужності, з контролем тривалості періоду асинхронного режиму.

Автоматичне повторне увімкнення.

Інформаційний, діагностичний комплекс "Регина". Призначений для реєстрації аналогових та дискретних сигналів, аналізу розвитку аварійних ситуацій, оцінки функціонування пристроїв релейного захисту та автоматики, визначення місця пошкодження при КЗ на лініях, визначення залишкового ресурсу високовольтних вимикачів, проведення фазового та гармонійного аналізу синусоїдальних сигналів, виділення симетричних складових у трифазної напруги, виведення інформації на АРМ та на найвищі рівні.

На підстанціях ПС1 и ПС4,5,6 застосовані такі види та уставки АПВ (рис. 2.26):

на вимикачах 1сш 330 кВ:

- 2Q – ТАПВ 4,5 с; КВН_ш; ШАПВ 0,7 с; КС;
- 3Q – ТАПВ 2 с; КВН_л; КС;
- 6Q – ТАПВ 5 с; КВН_ш; ШАПВ 0,7 с; КС;

на вимикачах 2сш 330 кВ:

- 1Q – ТАПВ 4 с; КВН_ш; ШАПВ 0,2 с; КС;
- 4Q – ТАПВ 2,5 с; КВН_л; КС;
- 5Q – ТАПВ 4,5 с; КВН_ш; ШАПВ 0,2 с; КС;

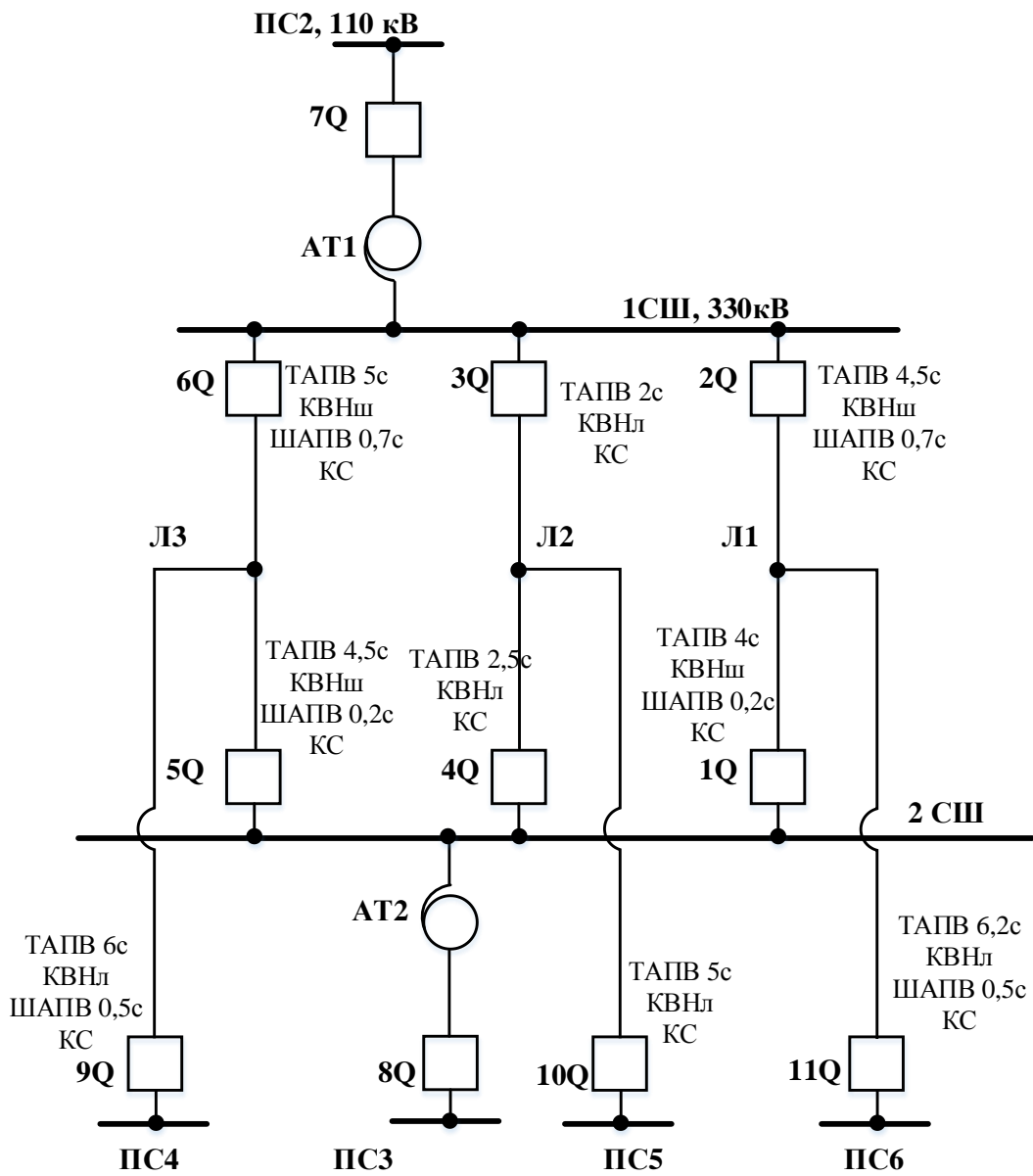


Рисунок 2.26 – Використання АПВ на підстанції 330 кВ

на вимикачах протилежних кінцях ліній:

- 9Q (ЛЗ – ПС4) – ТАПВ 6 с; КВН_Л; ШАПВ 0,5 с; КС;
- 10Q (Л2 – ПС5) – ТАПВ 5 с; КВН_Л; КС;
- 11Q (Л1 – ПС6) – ТАПВ 6,2 с; КВН_Л; ШАПВ 0,5 с; КС.

Позначення пристроїв для АПВ підстанції 330кВ:

- ✓ ТАПВ 4 с – трифазний простий пристрій АПВ із уставкою за часом 4 с;
- ✓ ШАПВ 0,7 с – швидкодіючий пристрій АПВ із уставкою за часом 0,7 с;
- ✓ КС – пристрій АПВ з контролем синхронізму напруги на лінії та шинах ;
- ✓ КВН_Ш – пристрій контролю відсутності напруги на шинах;
- ✓ КВН_Л – пристрій контролю відсутності напруги на лінії.

Для підстанції 330 кВ застосовуються два незалежні паралельні ланцюги пристроїв АПВ.

Перша (ТАПВ, КВН_Ш, КС) призначена для пристроїв АПВ при пошкодженнях на шинах.

Друга (ТАПВ, КВН_Ш, КС) – для пристроїв АПВ у разі пошкоджень на лініях.

Умови застосування пристроїв АПВ шин:

- дозвіл на роботу, якщо будь-яка з ліній підключена до систем шин через один вимикач, оскільки при випробуванні системи шин можливий струм КЗ буде лише від своєї лінії;

- пуск АПВ шин після спрацювання диференційного захисту шин (ДЗШ) та відключення всіх вимикачів, що контролюється пристроєм контролю відсутності напруги на шинах;

- першим повинен автоматично увімкнутися заздалегідь обраний вимикач, яким перевіряється відсутність пошкодження на шинах (випробування системи шин на наявність короткого замикання);

- якщо повторно не спрацює диференційний захист шин, то по черзі автоматично включаються інші вимикачі з контролем синхронізму напруги на шинах і лінії;

- якщо пошкодження на шинах виявилось стійким, то повторно спрацьовує диференційний захист шин, який дає сигнали на відключення вимикачів та заборону АПВ шин;

- заборона АПВ шин для нормальної схеми підстанції, коли всі лінії підключені до шин через два вимикачі, оскільки аварійне відключення однієї системи шин не порушує зв'язку між лініями живлення, а випробування одним з вимикачів пошкодження на шинах сприяє великому струму КЗ від усіх паралельно зв'язаних ліній.

Для ліній Л1 та Л3 на вимикачах підстанції ПС1 застосовуються пристрої швидкодіючого автоматичного повторного включення ШАПВ із пуском від швидкодіючого захисту, зона дії якого охоплює всю лінію без контролю напруги на лінії, або з контролем синхронізму КС напруги шин та лінії.

На протилежних кінцях ліній Л1 та Л3, на вимикачах підстанцій ПС4 та ПС6 застосовуються пристрої швидкодіючого автоматичного повторного включення ШАПВ, АПВ з контролем відсутності напруги на лінії АПВКВН_л або з контролем синхронізму КС напруги лінії та шин приймальних підстанцій.

Для лінії Л2 на вимикачах підстанції ПС1 застосовуються АПВ з контролем відсутності напруги на лінії АПВКВН_л або з контролем синхронізму КС напруги лінії та шин підстанції.

На протилежному кінці лінії Л2, на вимикачі підстанції ПС5 застосовуються пристрої АПВ контролем синхронізму КС напруги лінії та шин підстанції або автоматичне повторне включення з контролем відсутності напруги на лінії АПВКВН_л.

Питання для самопідготовки по розділу 2

2.1 Поясніть призначення і застосування АПВ.

2.2 Класифікація АПВ.

2.3 Поясніть вимоги до схем АПВ.

2.4 Охарактеризуйте особливості виконання АПВ ліній з двостороннім живленням.

2.5 Як обирається витримка часу для автоматичного повторного увімкнення?

2.6 Як визначається запас статичної стійкості за результатами дії АПВ?

2.7 Як визначається можливість установки НАПВ?

2.8 Поясніть дію АПВ на прикладі реле РПВ-358.

2.9 Охарактеризуйте умови пуска та заборони дії цифрових АПВ.

2.10 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть дію швидкодіючого автоматичного повторного включення.

2.11 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть дію автоматичного повторного включення з контролем синхронізму.

2.12 Як працює функціональна схема пуска АПВ системи шин 6 кВ?

2.13 Як працює функціональна схема для блокування АПВ системи шин 6 кВ?

2.14 Як працює функціональна схема для формування сигналу на автоматичне увімкнення вимикача?

2.15 Як працює функціональна схема АПВ за однофазного замикання на землю?

2.16 Як працює функціональна схема пуску АПВ трансформатора по факту спрацювання захисту?

2.17 Які умови блокування АПВ трансформатора?

2.18 Як працює функціональна схема формування сигналу на автоматичне вмикання вимикача трансформатора?

2.19 Поясніть умови пуска АПВ лінії.

2.20 На прикладі застосування АПВ на підстанції 330 кВ із двома системами шин та шістьма вимикачами поясніть умови застосування пристроїв АПВ шин.

2.21 На прикладі електромеханічних та цифрових пристроїв складіть схему та поясніть виконання вимоги до пуска АПВ.

2.23 На прикладі електромеханічних та цифрових пристроїв складіть схему та поясніть виконання вимоги до блокування АПВ.

Розділ 3

ПРИСТРОЇ АВТОМАТИЧНОГО ВКЛЮЧЕННЯ РЕЗЕРВУ

3.1 Особливості використання АВР

Пристрої автоматичного включення резерву (АВР) застосовують для відновлення живлення споживачів шляхом їх автоматичного приєднання до резервного джерела живлення за вимкнення робочого джерела живлення та знеструмлення електроустановок споживача. Особливо пристрої АВР передбачають для відновлення живлення споживачів I категорії, надійності електропостачання шляхом автоматичного ввімкнення резервного устаткування після вимкнення робочого устаткування для недопущення порушення технологічного процесу. АВР встановлюють на трансформаторах, лініях, секційних і шино з'єднувальних вимикачах, електродвигунах та ін. Пристрої АВР також використовують для спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення електроустановок за рахунок заміни кільцевих мереж радіально-секційними [27, 36 -38].

Пристрій АВР мають діяти в разі зникнення напруги на шинах електроустаткування, яке резервується, з будь-якої причини.

Дію пристроїв АВР, які подають резервне живлення на розподільні пристрої власних потреб напругою 6 і 0,4 кВ ТЕС і АЕС (крім секцій надійного живлення на АЕС), необхідно автоматично блокувати на час відновлення робочого живлення секції власних потреб у разі успішної роботи пристроїв захисту (струмового, дистанційного, дугового) та пристрою резервування відмов вимикача приєднань власних потреб. З метою зменшення струмів навантаження, викликаних само запуском двигунів власних потреб, у разі переходу з резервного на робоче живлення передбачено зворотне АВР для зменшення часу перерви живлення споживачів. Пристрій АВР у разі вимкнення вимикача робочого джерела живлення має вмикати без додаткової витримки часу вимикач резервного джерела живлення

Дія пристроїв АВР має бути одноразовою.

Для забезпечення дії АВР у разі знеструмлення шин електроустаткування внаслідок зникнення напруги з боку робочого джерела живлення (наприклад, у разі вимкнення вимикача з протилежного кінця живильної лінії у випадках, коли релейний захист

діє лише на вимкнення вимикачів з боку живлення) в схемі АВР потрібно передбачати пристрій контролю наявності напруги КНН, який у разі зникнення напруги на шинах з боку резервного джерела живлення має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення з приймального боку.

Пристрій контролю наявності напруги в АВР не потрібно передбачати, якщо робочий і резервний елементи мають одне джерело живлення.

Для трансформаторів і ліній малої довжини з метою прискорення дії АВР доцільно виконувати релейний захист з дією на вимкнення не лише вимикача з боку живлення, а й вимикача з приймального боку.

Пристрій контролю наявності напруги пускового органу АВР, що реагує на зникнення напруги робочого джерела, має бути налаштованим на неспрацьовування від режиму само запуску електродвигунів і від зниження напруги в разі віддалених КЗ.

Напруга спрацьовування пристрою контролю наявності напруги на шинах резервного джерела пускового органу АВР має вибиратися по можливості виходячи з умови само запуску електродвигунів. Час дії пускового органу АВР має бути більшим від часу вимкнення зовнішніх КЗ, за яких зниження напруги викликає спрацьовування пристрою контролю наявності напруги пускового органу, і, як правило, більшим від часу дії АПВ з боку живлення.

Пристрій контролю наявності напруги пускового органу АВР, як правило, має бути виконано таким чином, щоб унеможливилася його помилкова робота в разі перегорання одного із запобіжників трансформатора напруги з боку обмотки вищої або нижчої напруги; у разі захисту обмотки нижчої напруги автоматичним вимикачем за його вимкнення дія пускового органу має блокуватися.

Рекомендовано додатково до пускового органу АВР за напругою застосовувати пускові органи інших типів які реагують на відсутність струму, зниження частоти, зміну напрямку потужності. Це треба коли час дії пускового органу АВР може виявитися неприпустимо тривалим (наприклад, за наявності у складі навантаження значної частки синхронних електродвигунів).

За технологічної необхідності можна виконувати пуск АВР від різних спеціальних датчиків (тиску, рівня та ін).

Перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення і можливість само запуску електродвигунів.

Якщо має місце надмірне перевантаження або не забезпечується само запуск, то виконувати розвантаження під час дії АВР за рахунок вимкнення невідповідальних, а в деяких випадках і частини відповідальних електродвигунів.

Передбачати прискорення релейного захисту вимикача резервного живлення у разі ввімкнення його на КЗ.

Для підстанцій із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами треба застосовувати заходи, які запобігають неправильній роботі АЧР під час дії АВР.

Коли в результаті дії АВР можливе несинхронне вмикання синхронних компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо воно є неприпустимим, то виконувати АВР з контролем синхронізму, або автоматично вимикати синхронні машини або переводити їх в асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або відновленням синхронізму після відновлення напруги внаслідок успішного АВР.

Застосовуються поєднання пристроїв АВР і АПВ. Пристрої АВР мають діяти в разі внутрішніх пошкоджень робочого джерела; пристрій АПВ у разі інших пошкоджень.

3.2 Автоматичне включення резерву лінії

Принцип дії автоматичного включення резерву лінії показаний на рис. 3.1. Лінія $W1$ є робочою. Лінія $W2$ в нормальному режимі не працює і знаходиться в резерві. Відповідно вимикачі $Q1$, $Q2$ і $Q3$ включені, а вимикач $Q4$ відключений.

Для підвищення надійності резервна лінія живиться від іншого джерела. Схема управління автоматикою містить велику кількість замкнутих і розімкнутих контактів. При спрацьовуванні елементів розімкнуті контакти стають замкнутими і навпаки. Щоб уникнути помилкового читання схем, приймається зображення контактів для знеструмленому стану елемента.

Кожний вимикач має електромагнітний привід. Котушка включення YAC включена послідовно з блок контактам вимикача $Q1.2$.

У ланцюг котушки відключення YAT є блок контакт вимикача $Q1.1$. Це зроблено для контролю ланцюга наступної операції, щоб

розрив ланцюга включення або відключення здійснювався допоміжними контактами вимикача, а не контактами пускового елемента, які мають порівняно невелику розривну потужність.

Розглянемо процес включення вимикача $Q1$. Для цього ключем управління повинно бути подано живлення в ланцюг котушки включення YAC .

Як тільки вимикач включиться, його допоміжні контакти в цьому ланцюзі $Q1.2$ розімкнуться і розірвуть ланцюг живлення. А в ланцюзі відключення вимикача YAT контакти $Q1.1$ замкнуться.

Пуск схеми АВР здійснюється за допомогою реле мінімальної напруги $KV1$ і $KV2$, контакти яких включені послідовно.

Напруга спрацьовування цих реле вибирається рівним $0,3 \div 0,4 U_{ном}$.

Використання двох реле напруги, включених на різні фази, виключає можливість помилкового пуску схеми через перегорання одного запобіжника в ланцюзі трансформатора напруги. Одночасне перегорання двох запобіжників малоімовірно.

При зниженні напруги на збірних шинах підстанції нижче $0,3 \div 0,4 U_{ном}$ реле спрацьовують і запускають схему. Витримка часу для АВР здійснюється за допомогою реле часу KT .

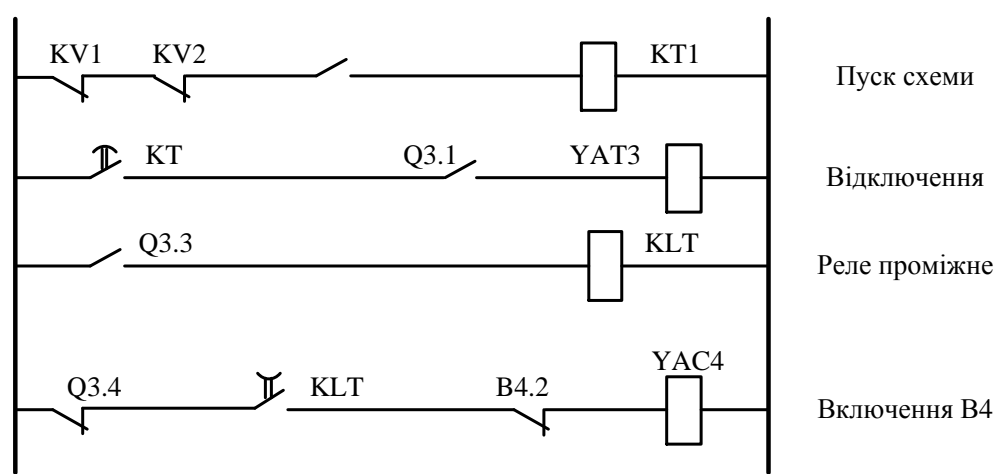
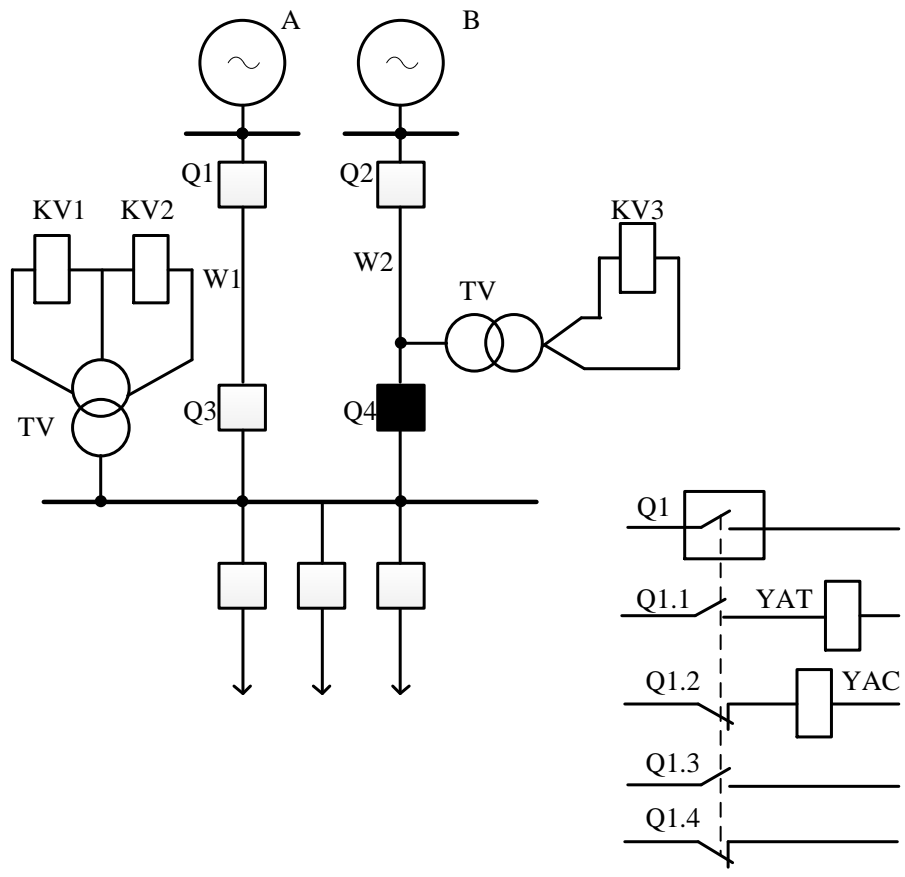


Рисунок 3.1 – Пояснювальна схема автоматичного включення резерву

Якщо на робочій лінії W1 встановлено АПВ, то уставка реле часу повинна бути більше часу, необхідного для відключення робочої лінії з подальшим її включенням дією АПВ.

Реле часу подає сигнал на відключення вимикача Q3 (YAT3).

Через допоміжні контакти цього вимикача Q3.3 знімається напруга з реле KLT (проміжне реле з витримкою часу на повернення),

Допоміжні контакти $Q3.4$ подають сигнал на включення вимикача $Q4$ ($YAC4$).

У разі успішного циклу АВР резервна лінія $W2$ включається.

Якщо запуск схеми АВР стався при стійкому КЗ на шинах підстанції, то дією релейного захисту лінія $W2$ відключається. Повторного включення лінії не відбудеться, оскільки до цього часу якір реле $KL1$ повернена і його контакти в ланцюзі електромагніту $YAC4$ розмикаються.

Це дає одноразове включення резервної лінії оскільки стійке КЗ на збірних шинах досить небезпечно. Для того щоб скоротити час включення на стійке КЗ, застосовується прискорення дії релейного захисту. На час дії схеми АВР витримка часу захисту резервної лінії скорочується практично до нуля. При включенні на стійке КЗ на збірних шинах резервна лінія миттєво буде відключена за допомогою прискорення релейного захисту після АВР.

Перевірка напруги на резервній лінії здійснюється за допомогою реле $KV3$. При нормальному напрузі на резервній лінії контакти реле замкнуті. Якщо напруга на резервній лінії відсутня, то контакти розмикаються, і живлення з реле часу KT знімається. У цьому випадку схема АВР блокується.

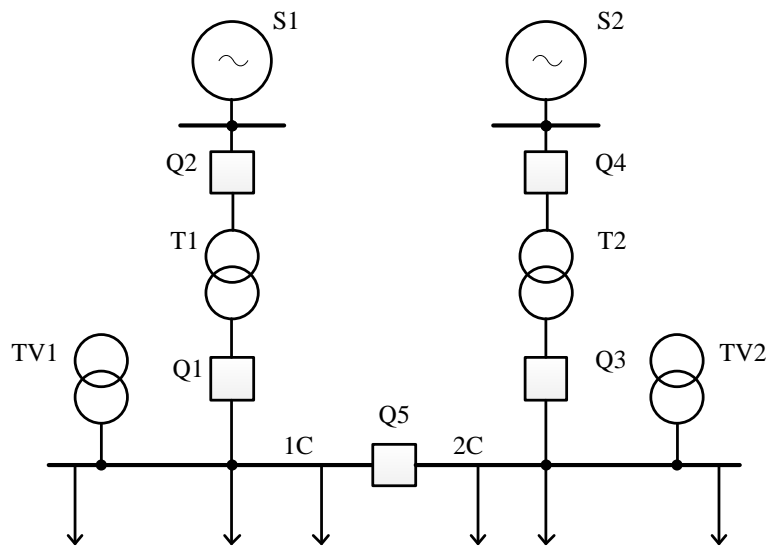
3.3 Автоматичне включення резерву для секційного вимикача

Розглянемо принцип дії схем АВР секційного вимикача на прикладі двох трансформаторної підстанції (рисунок 3.2).

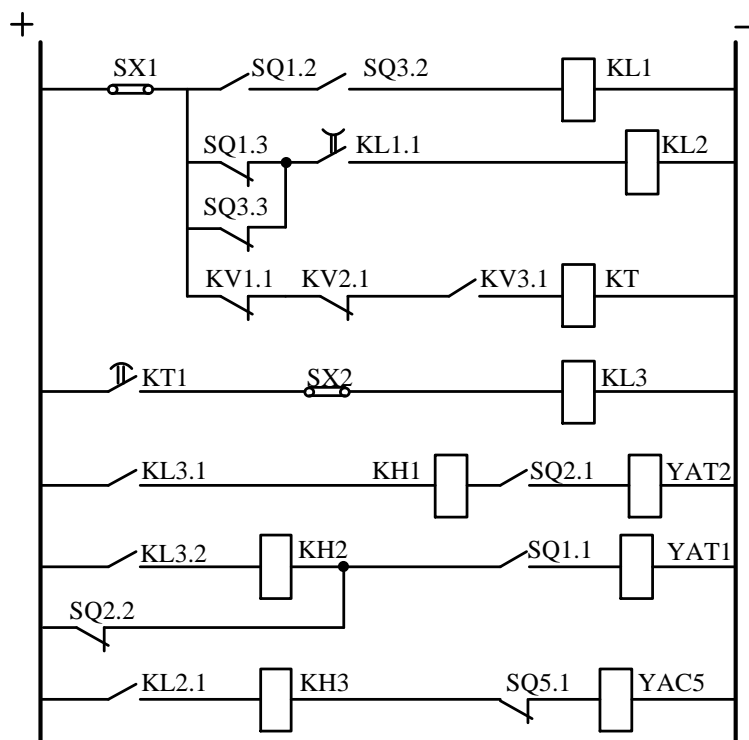
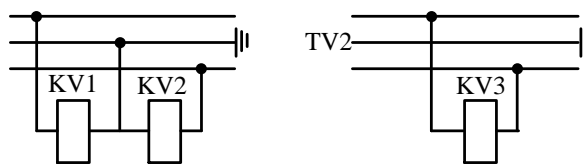
В нормальній роботі обидва трансформатора $T1$ і $T2$ включені і здійснюють живлення споживачів секцій шин нижчої напруги (1С и 2С), а вимикач $Q5$ вимкнений. При відключенні по будь-якої причини вимикача $Q1$ трансформатора $T1$ його допоміжний контакт $SQ1.2$ розмикає ланцюг обмотки проміжного реле $KL1$.

В результаті контактна система ($KL1.1$) реле $KL1$ при знятті напруги повертається у вихідне положення з деякою витримкою часу і розмикає контакти.

Другий допоміжний контакт $SQ1.3$ вимикача $Q1$, замкнувшись, подає плюс через ще замкнутий контакт $KL1.1$ на обмотку проміжного реле $KL2$, яке своїми контактами включає контактор включення $YAC5$ секційного вимикача $Q5$.



a)



в)

Рисунок 3.2 – Пояснювальна схема АВР секційного вимикача:
 а) схема первинних з'єднань; б) ланцюга змінного напруги; в)
 ланцюга оперативного струму

Після закінчення встановленої витримки часу реле *KL1* розмикає контакт *KL1.1* і розриває ланцюг обмотки проміжного реле *KL2*. Якщо секційний вимикач *Q5* включиться дією схеми АВР на КЗ і відключається від релейного захистом, то повторного включення *Q5* не відбудеться.

Таким чином, реле *KL1* забезпечує однократність АВР і тому називається реле однократності включення. Реле *KL1* знову замкне свої контакт *KL1.1* і підготує схему АВР до нового дії лише після того, як буде відновлена нормальна схема живлення підстанції і включеній *Q1*.

Витримка часу на розмикання контакту *KL1* повинна бути більше часу включення вимикача *Q5*, для того щоб він встиг надійно включитися.

З метою забезпечення АВР при відключенні вимикача *Q2* від його допоміжного контакту *SQ2.2* подається команда на котушку відключення *YAT1* вимикача *Q1*. Після відключення *Q1* схема АВР запускається і діє, як розглянуто вище.

При аварійному відключенні трансформатора *T2* теж буде діяти АВР секційного вимикача.

Крім розглянутих випадків відключення одного з трансформаторів, споживачі також втратять живлення, якщо з якої-небудь причини залишаться без напруги шини вищої напруги. Схема АВР при цьому не подіє, так як обидва вимикача *T1* (*Q1* і *Q2*) або *T2* (*Q3* і *Q4*) залишаться включеними.

Для того щоб забезпечити дію схеми АВР і в цьому випадку, передбачений спеціальний пусковий орган мінімальної напруги, до складу якого входять реле *KV1*, *KV2* і *KV3*.

При зникненні напруги на шинах вищої напруги *T1*, а отже, і на шинах *1С* реле мінімальної напруги, яке підключено до трансформатора напруги *TV1*, замкне свої контакти і дає плюс оперативного струму на обмотку реле часу *KT* через контакт реле *KV3*.

Реле *KT* при цьому запуситься і після закінчення встановленої витримки часу дає плюс на обмотку вихідного проміжного реле *KL3*, яке зробить відключення вимикачів *Q1* і *Q2* трансформатора *T1*. Після відключення вимикача *Q1* схема АВР подіє, як розглянуто було вище.

Реле напруги $KV3$ передбачено для того, щоб запобігти відключенню трансформатора $T1$ від пускового органу мінімальної напруги в разі відсутності напруги на шинах нижчої напруги іншої секції, коли дія схеми АВР буде свідомо марна.

Реле $KV3$, підключене до трансформатора напруги $TV2$ секції шин $2C$, при відсутності напруги розмикається контакт $KV3.1$ і розриває ланцюг від контактів $KV1.1$ і $KV2.1$ до обмотки реле часу KT .

Аналогічний пусковий орган мінімальної напруги передбачається для відключення трансформатора $T2$ в разі зникнення напруги з боку вищої напруги.

Уставка спрацьовування цих реле зазвичай, якщо немає конкретних даних, вибирається з умови

$$U_{\text{ср}} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_{\text{ном}}$$

Час спрацювання пускового органу пристрою АВР ($t_{\text{АВР}}$) вибирається за двома умовами:

1) умова відбудови від часу спрацьовування тих захистів, в зоні дії яких пошкодження можуть викликати зменшення напруги нижче прийнятого

$$t_{\text{АВР}} \geq t_{\text{сз}} + \Delta t$$

де $t_{\text{сз}}$ – найбільший час спрацьовування зазначених захистів;

Δt – ступінь селективності, якій приймається 0,6 с при використанні реле часу зі шкалою до 9 с і 1,5 ... 2 с зі шкалою до 20 с;

2) умова погодження дії АВР з іншими пристроями автоматики (наприклад, АПВ лінії, по якій здійснюється подача енергії від основного джерела живлення)

$$t_{\text{АВР}} \geq t_{\text{сз, л}} + t_{\text{АПВ, л}} + t_{\text{зап}}$$

де $t_{\text{сз, л}}$ – найбільший час дії захисту лінії (елемента системи електропостачання), що передає енергію споживачам, для яких здійснюється АВР;

$t_{\text{АПВ, л}}$ – час циклу неуспішного АПВ цієї лінії;

$t_{\text{зап}}$ – запас по часу, що дорівнює 2 - 3,5 с.

3.4 Автоматичне включення резерву шин

На рисунку 3.3 наведено приклад застосування АВР 110 для підстанції ПС *F*.

Секції шин (1СШ і 2СШ) підстанції приєднуються до мережі енергосистеми за допомогою відгалуження від магістральних ПЛ (W1 і W2).

У нормальній оперативній схемі підстанції вимикач Q1 лінії «відпайка W1» відключений (введення резервного живлення).

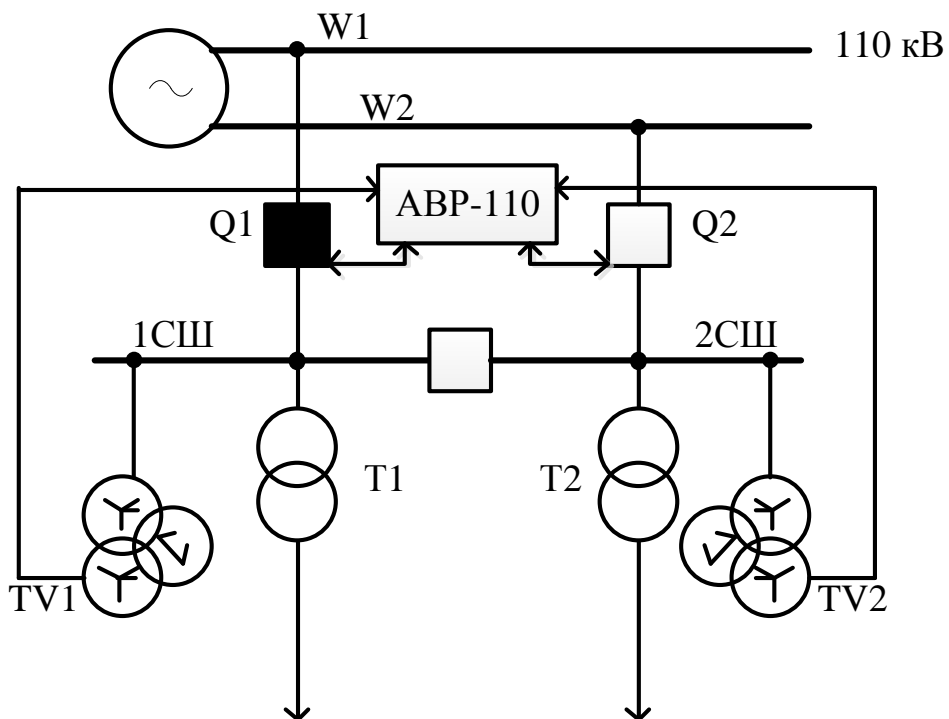


Рисунок 3.3 – Функціональна схема АВР 110 кВ

Вимикач $Q2$ є введенням робочого живлення «відпайка $W2$ ».

В роботі знаходиться трансформатори $T1$ і $T2$.

Схемотехніка АВР-110 типова двосторонньої дії з оперативним вибором введення робочого живлення за допомогою ключа управління (на рисунку обраний $Q2$ «робоче введення»).

3.5 Автоматичне включення резерву з використанням типової схеми АПВ

На рисунку 3.4 показаний приклад нетипового рішення АВР на основі застосування типової схеми АПВ з пуском від невідповідності між раніше поданої оперативної командою для вимикача $Q4$ (контролюється реле фіксації команд KQQ) і положенням вимикача $Q4$ після спрацьовування релейного захисту та його відключення (реле положення KQT «Відключено»).

Всі дії з фіксуються автоматикою управління вимикача (АУВ), де KCC – реле команди «Включити», KCT – реле команди «Відключити», KQC – реле положення «Включено».

Послідовним ланцюжком із замикаючих контактів реле KQQ і KQT запускається схема АПВ (на рисунку АПВУС) з уловлюванням синхронізму між енергосистемою, генераторами, $G1$, 2 і енергосистемою, генератором $G3$.

На рисунку лінія $W1$ постійно контролюється робочою напругою (вимірювальний трансформатор напруги $TV2$).

АПВ лінії $W2$ з боку підстанції ПС- D виведено для забезпечення пріоритету АВР на вимикачі $Q3$, що дозволяє виключити цикл неуспішного АПВ лінії $W2$.

Застосування типової схеми АПВ для цілей АВР дозволяє:

- ✓ забезпечити однократність дії при включенні вимикача $Q3$ на коротке замикання;
- ✓ забезпечити заборону АВР при роботі диференційного захисту шин (ДЗШ), наприклад, ДЗШ 2СШ-110;
- ✓ забезпечити включення вимикача $Q3$ з уловлюванням синхронізму.

3.6 Автоматичне включення резерву з явним резервуванням

Розподільний пристрій 110 кВ для підстанції ПС-В (рисунок 3.5) виконаний за схемою містка з вимикачами на лініях $Q1$, $Q2$ і роз'єднувачем S в перемичці. Живлення ПС-В здійснюється по двох взаємно резервованих ПЛ 110 кВ ($W1$ і $W2$), для яких з живильної боку, на вимикачах $Q3$ і $Q4$, встановлені ступінчасті струмові і дистанційні захисти (основний і резервний комплекти).

На рисунку показано застосування АВР-110 однобічної дії з явним резервуванням, що значно спрощує релейний захист ліній.

Лінія $W2$ (резервного живлення) знаходиться під напругою з боку підстанції ПС-А.

З боку ПС-В на цій лінії $W2$ вимикач $Q2$ відключений з функцією АВР-110, діючі за наступним алгоритмом.

При аварійному відключенні вимикача $Q3$ з живильної сторони лінії робочого живлення, АВР запускається пусковим органом напруги (ПОН: $TV2$) і з витримкою часу, відбудованій від циклу успішного АПВ (на $Q3$), діє на відключення вимикача $Q1$.

За фактом відключення $Q1$ без витримки часу включається вимикач $Q2$ резервного живлення від лінії $W2$.

Таким чином, при аварійному відключенні робочої лінії $W1$ і неуспішному АПВ на вимикачі $Q3$ електропостачання підстанції ПС-В відновлюється дією АВР-110 шляхом приєднання резервної лінії $W2$.

Дія АВР-110 блокується при спрацьовуванні дугових захистів в шафах КРУ 10 кВ і захистів від внутрішніх пошкоджень в трансформаторах підстанції.

ПС-А, 110кВ

2СШ 1СШ

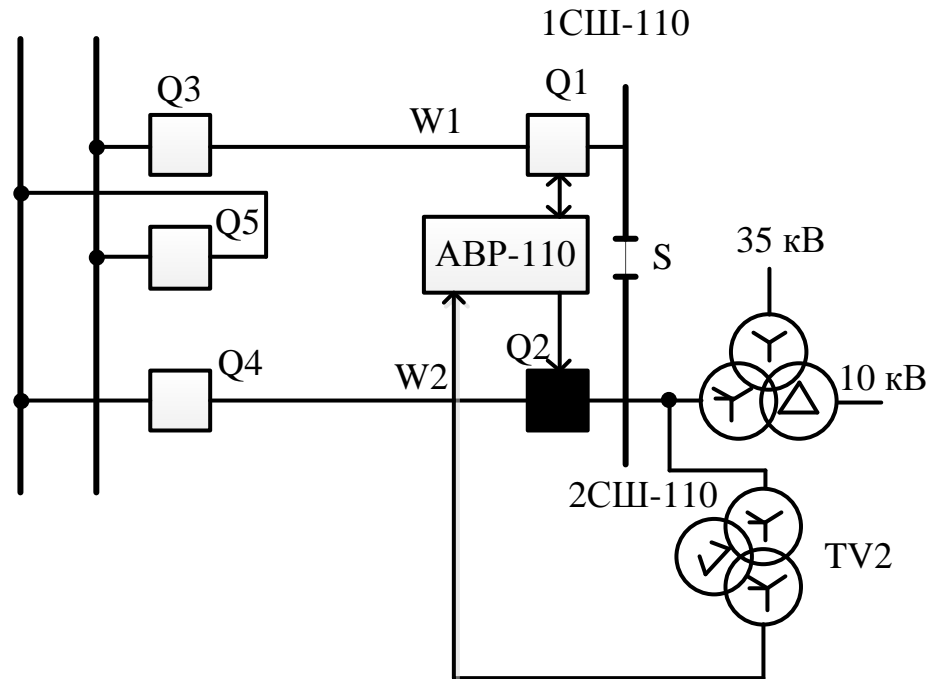


Рисунок 3.5– Функціональна схема АВР ліній 110 кВ

3.7 Класична схема АВР з неявним резервуванням

На рисунку 3.6 показана класична функціональна схема АВР з неявним резервуванням, коли всі джерела живлення включені, але працюють окремо.

Секційні вимикачі $Q7$ (35 кВ) і $Q10$ (10 кВ) нормально відключені.

Роз'єднувач S в перемичці на шинах 110 кВ підстанції ПС-В відключений.

Кожен трансформатор $T1$ і $T2$ підключень відповідно до своєї лінії $W1$ і $W2$. АВР-35 і АВР-10 типові двосторонньої дії з пуском за фактом стійкого зниження напруги на відповідних секціях. ПОН з витримкою часу, відбудованої від циклу АПВ на живильних лініях ($Q3$ і $Q4$), діє на відключення свого введеного вимикача (наприклад, $Q8$ і $Q9$).

За фактом відключення вимикачів $Q8$ і $Q9$ вводів без витримки часу включаються секційні вимикачі $Q7$ і $Q10$.

Однократність дії АВР забезпечується за рахунок використання замикаючого контакту реле KQC (реле положення «Включено») з затримкою на повернення (розмикання).

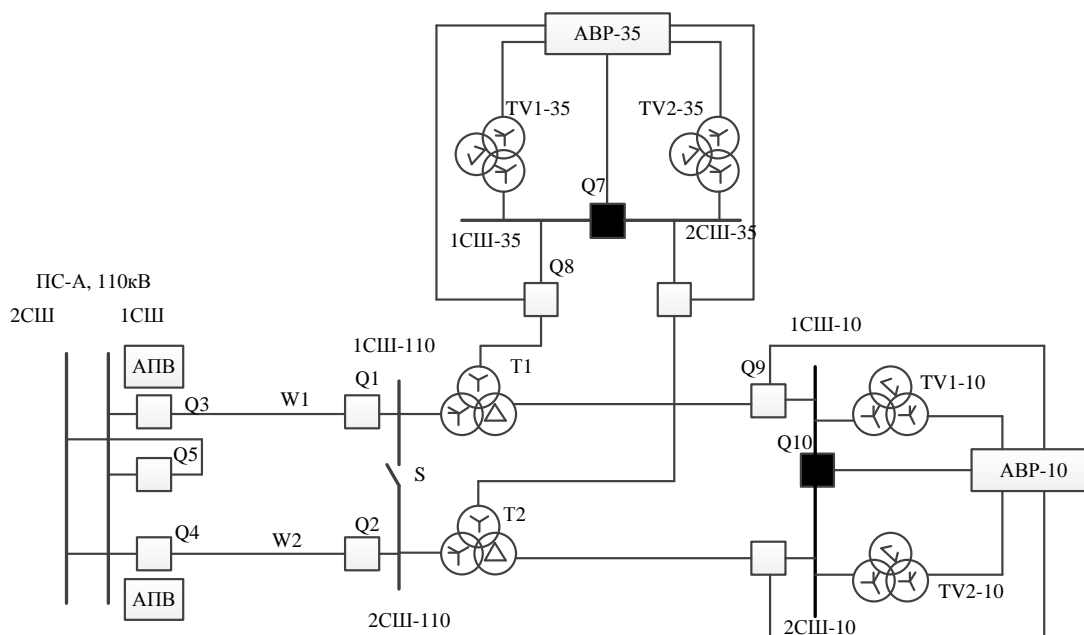


Рисунок 3.6 – Функціональна схема АВР СВ 35 и 10 кВ

3.8 Узгодження дії автоматики в розподільній мережі

На рисунку 3.7 показаний фрагмент розподільної електричної мережі з застосуванням автоматики для відновлення живлення після ліквідації коротких замикань. Обсяги автоматизації розміщені в позначеннях для вимикачів.

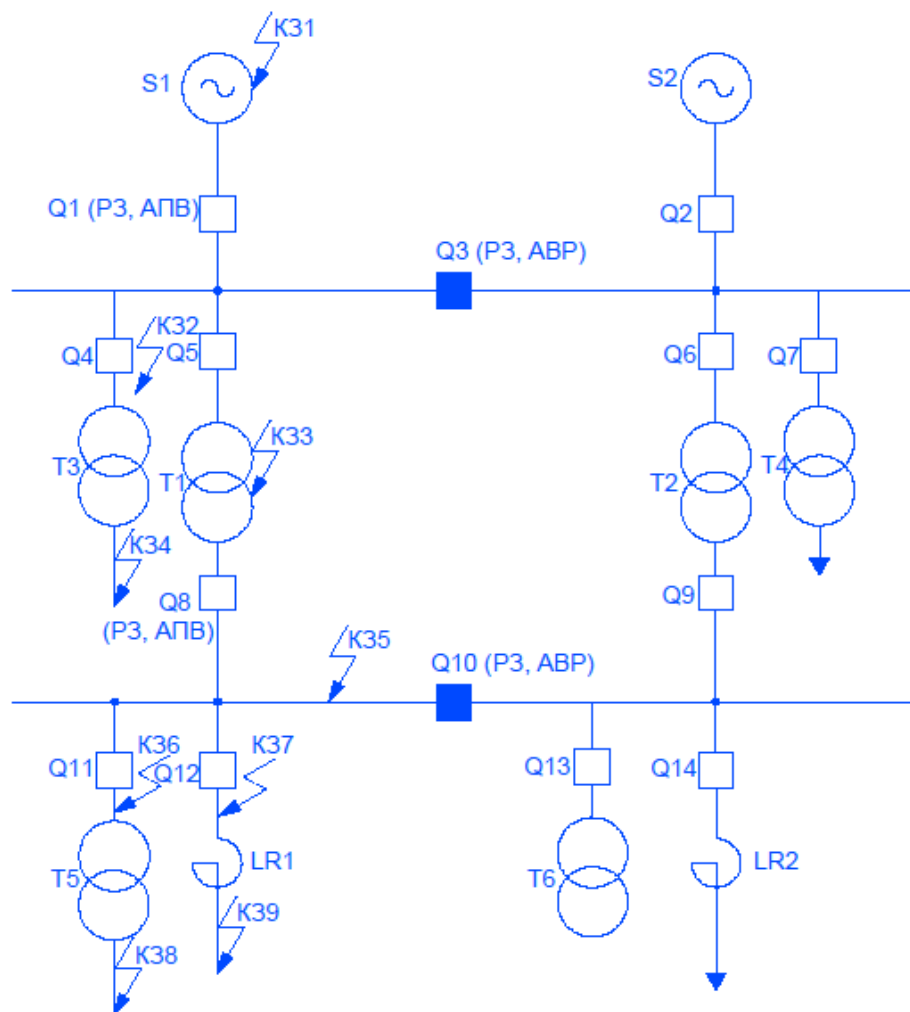


Рисунок 3.7 – Фрагмент схеми розподільної мережі

Наприклад, $Q1$ (P3, АПВ) говорить про те, що для вимикача $Q1$ лінії системи $S1$ застосовується релейний захист (P3) і автоматичне повторне включення (АПВ).

З метою спрощення будемо позначати релейний захист і автоматику за номером вимикача. Наприклад, релейний захист на вимикачі $Q1$ як P31, автоматичне включення резерву на вимикачі $Q1$ – АВР3. Уставки спрацьовування задані в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Уставки спрацьовування для пристроїв автоматики

Пристрій	Релейний захист, t_{C3}					АПВ, $t_{АПВ}$	
	$Q1$	$Q4$	$Q8$	$Q11$	$Q12$	$Q1$	$Q8$
Час дії, с	1,7	1,3	1,3	0,6	1,0	2,0	1,5

У наступних міркуваннях треба застосувати Правило узгодження дії резервних захистів – від споживачів до джерел живлення (наприклад, при КЗ3 спочатку повинен спрацювати РЗ5, а потім, якщо не відключається КЗ3, то спрацює резервний захист РЗ1).

Правило узгодження дії автоматики – від джерел живлення до споживачів (наприклад, АВРЗ має спрацювати після спрацювання АПВ1).

Як було раніше сказано, миттєве спрацювання АВР відбувається, коли ввідний вимикач отримує команду на відключення від власного релейного захисту. В інших випадках команду на відключення видає пусковий орган (ПО) АВР.

Напряга спрацювання реле мінімального типу ПО вибирається по умові налагодження від віддалених КЗ за опорами приєднань (на рисунку це КЗ4, КЗ8 і КЗ9).

Для відбудови від найближчих КЗ (наприклад, КЗ2, КЗ6, КЗ7) використовується реле часу в ПО. Також ПО застосовується для узгоджених дій автоматики.

Методику вибору витримки часу для ПО АВР розглянемо в наступній послідовності.

Для ПО АВР секційного вимикача СВ Q3 дві умови.

1) Спрацювання після неуспішної дії АПВ «зверху»:

$$t_{\text{АВРЗ}} \geq t_{\text{РЗ1}} + t_{\text{АПВ1}} + t_{\text{від}} = 1,7 + 2,0 + 2,0 = 5,7 \text{ с},$$

де $t_{\text{РЗ1}}$ – час спрацювання послідовного захисту;

$t_{\text{АПВ1}}$ – уставка попередньої автоматики;

$t_{\text{від}}$ – час відбудови.

2) Відбудова від максимального часу спрацювання суміжних захистів,

коли може спрацювати ПО з напрузі (наприклад, при КЗ2):

$$t_{\text{АВР3}} \geq t_{\text{max, пр}} + \Delta t = t_{\text{Р34}} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с.}$$

З двох умов приймається час:

$$t_{\text{АВР3}} = 5,7 \text{ с.}$$

Для відповідальних споживачів можливо порушите послідовність дій автоматики з метою прискорення відновлення живлення, приймаючи

$$t_{\text{АВР3}} = 1,8 \text{ с.}$$

Аналогічно, для ПО АВР секційного вимикача СВ Q10 дві умови.

1) Відбудова (очікування) дії автоматики «зверху» з боку живлення:

$$t_{\text{АВР10}} \geq t_{\text{АВР3}} + t_{\text{зап}} = 1,8 + 2,0 = 3,8 \text{ с.},$$

2) Відбудова від максимального часу суміжних захистів з боку живлення:

$$t_{\text{АВР10}} \geq t_{\text{max, посл}} + \Delta t = t_{\text{Р34}} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с.}$$

3) Відбудова від максимального часу суміжних захистів з боку навантаження:

$$t_{\text{АВР10}} \geq t_{\text{max, пр}} + \Delta t = t_{\text{Р312}} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

З трьох умов приймається найбільший час:

$$t_{\text{АВР10}} = 3,8 \text{ с.}$$

Однак, також як і для попередньої автоматики, можна прискорити дію АВР, приймаючи $t_{\text{АВР10}} = 1,8 \text{ с.}$

При однакових або близьких часах АВР з метою поліпшення самозапуску електродвигунів можна розсунути часи спрацювання.

На рисунку (див. рис. 3.7) показано ще й можливе застосування АПВ8 на ввідному вимикачі Q8. Таке автоматичне повторне включення повинно блокуватися від основних захистів трансформатора Т1 і пускатися від резервних захистів Р38.

Тоді схема резервних захистів Р38 відключає Q8, запускає АПВ8 і затримує дію АВР10 на час неуспішного АПВ8.

Для набуття практичних навичок з питань взаємних дій АПВ та АВР необхідно розглянути схему електропостачання споживачів електричної енергії підстанцій (рис. 3.8).

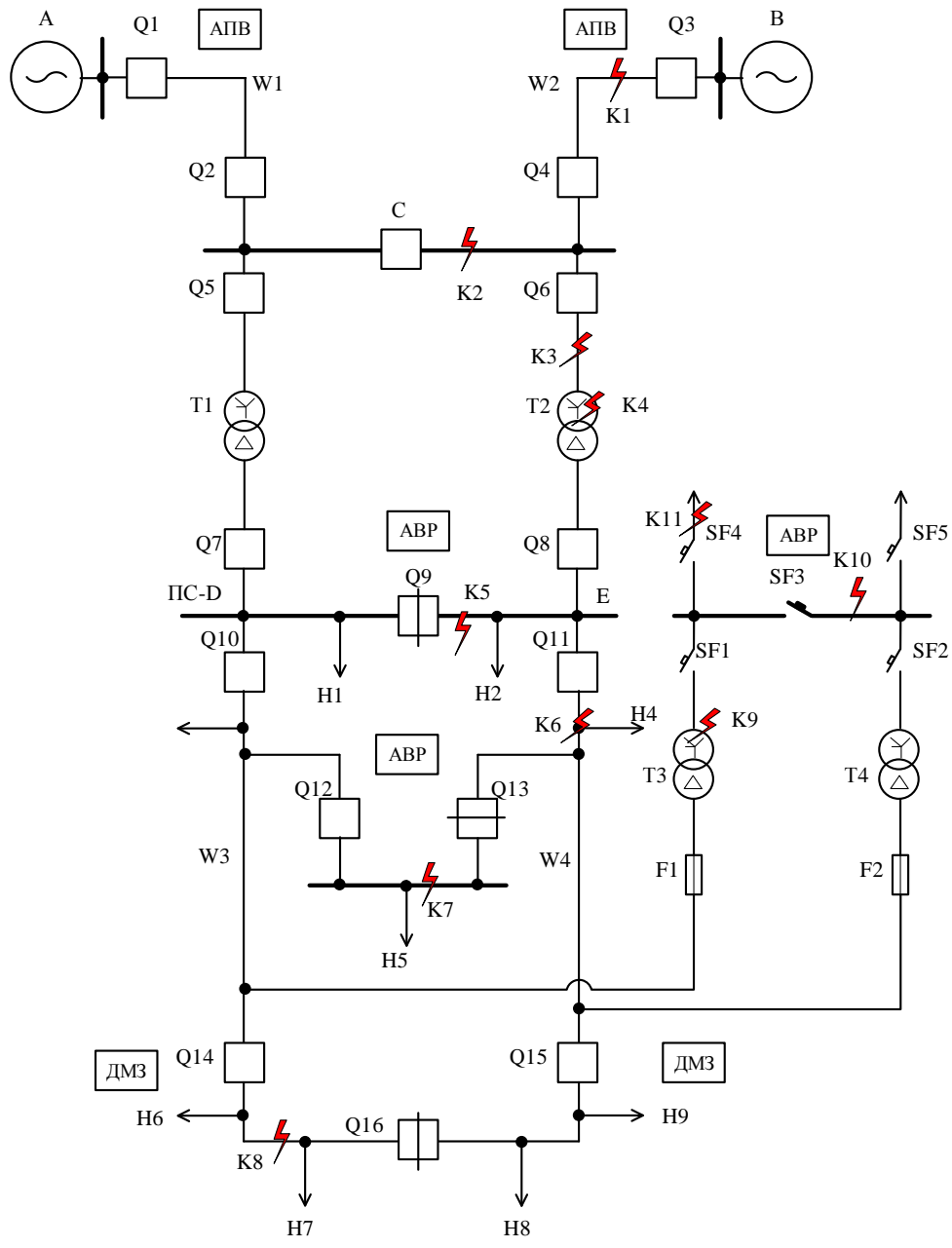


Рисунок 3.8 - Застосуванням автоматики для відновлення живлення після ліквідації коротких замикань

У принципі, автоматика з боку джерел живлення, наприклад, АПВ Q3, при пошкодженнях в К1 повинна працювати швидше, чим АВР Q9.

А АВР Q13 - повільніше АВР Q9.

Але якщо за умовами технологічних процесів для споживачів електроенергії останнє не допустиме через значні перерви живлення, то затримка за часом узгоджується лише із захистами приєднань, крім швидкодіючих АВР.

Наприклад, розглянемо можливу дію АВР Q9 при трифазному К6.

У цьому випадку напруга на шинах Е дорівнює нулю, що сприяє запуску ПО АВР Q9 для відбудови від часу дії захисту РЗ Q11.

Якщо К6 успішно відключиться захистом РЗ Q11, то напруга на шинах Е відновиться і ПО АВР Q9 повернеться у вихідне положення і АВР Q9 не спрацює.

А якщо захист РЗ Q11 не спрацює або вимикач Q11 не відключиться, то АВР Q9 буде працювати після спрацювання ПО АВР Q9 або після дії РЗ Q8 на відключення Q8.

3.9 Цифровий пристрій АВР секційного вимикача

Автоматичне включення резерву (АВР) призначене для автоматичного перемикавання споживачів знеструмленої секції шин 10 кВ на резервне живлення за допомогою секційного вимикача (рис. 3.9).

Основні ознаки функціонування АВР секційного вимикача для двох трансформаторної підстанції.

Пуск АВР від:

- ✓ газового захисту трансформатора;
- ✓ диференційного захисту трансформатора;
- ✓ мінімальної напруги на секціях 10 кВ.

Контроль для АВР:

мінімальної напруги на секціях 10 кВ.

Блокування АВР від:

- максимального струмового захисту з боку ВН;
- максимального струмового захисту з боку НН;
- логічного захисту системи шин;
- пристрою резервування відмови вимикача.

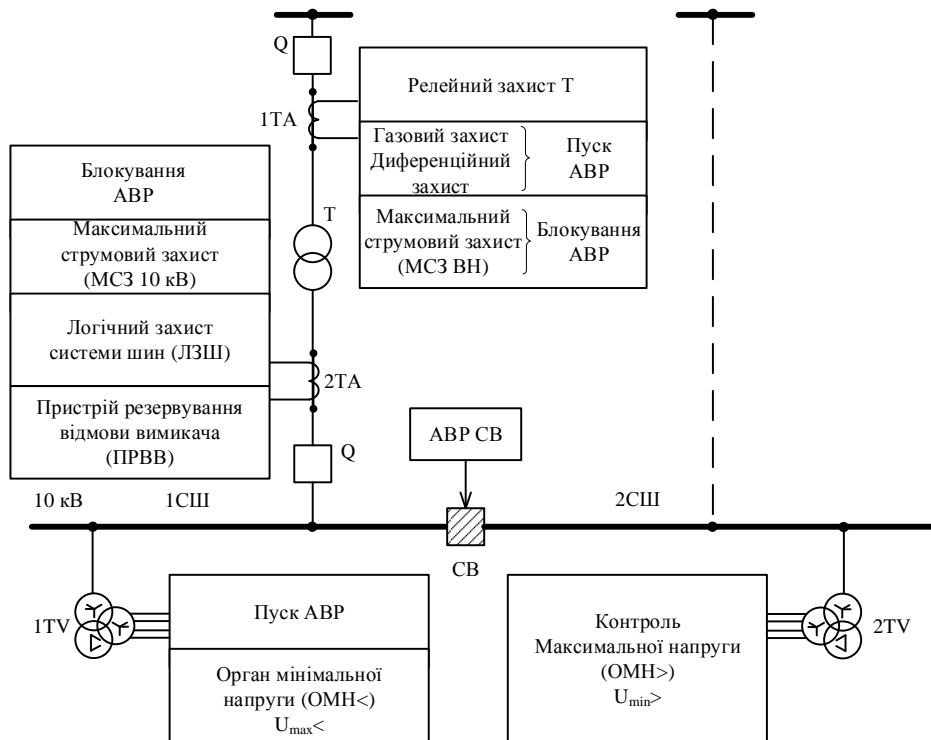


Рисунок 3.9 –Ознаки функціонування АВР секційного вимикача

Дія пускового органу (ПО) АВР показані на рисунку 3.10.

Функції пускового органу:

- контролювати напругу на 1 СШ (1TV, див. рис. 3.9);
- контролювати напругу на 2 СШ (2TV, див. рис. 3.9);
- формувати уставку часу для АВР СВ.

Операція контролю напруги на 2 СШ:

- розрахунок аналогового сигналу U_{min} по вхідним фазовим напругам (U_A, U_B, U_C) вимірювального трансформатора 2TV;
- порівняння U_{min} с уставкою ПО;
- якщо напруга на 2СШ вище уставки (наприклад, більше $> U_{НОМ}$, то формується сигнал «Норма напруги на системі 2СШ».

Операція контролю напруги на 1 СШ:

- розрахунок аналогового сигналу U_{max} по вхідним фазовим напругам (U_A, U_B, U_C) вимірювального трансформатора 1TV;
- порівняння U_{max} с уставкою ПО.

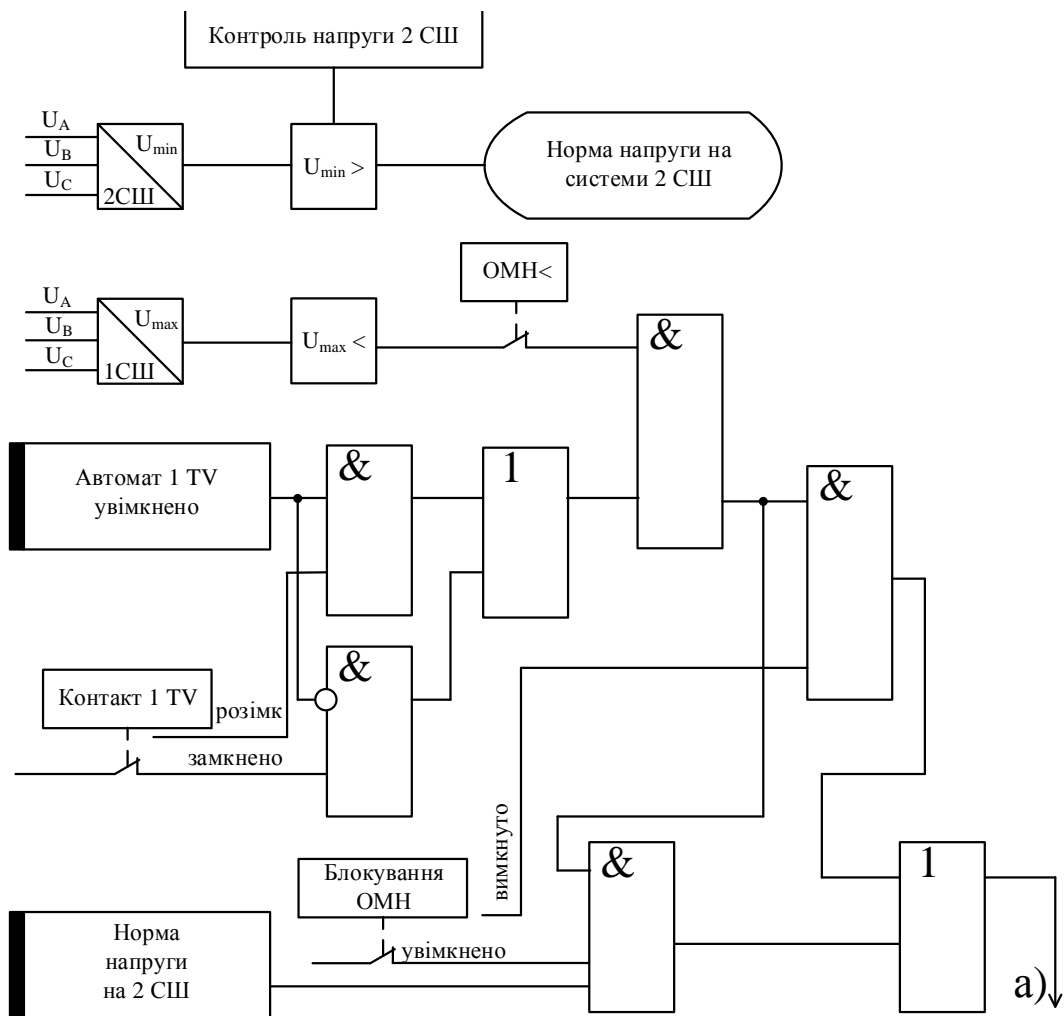


Рисунок 3.10 – Функціональна схема АВР секційного вимикача.
Пускові елементи

Якщо відбулося стійке зниження напруги на першій системі шин (за часом більше, ніж «Витримка часу. Уставка АВР», то при напрузі на 1СШ нижче, ніж уставки (наприклад, менше $<0,25U_{ном}$) формується сигнал на перший вхід логічного елемента «І» (двомісна логічна операція, що має значення «істина», якщо всі операнди мають значення «істина»).

На другий вхід цього логічного елемента «І» подається сигнал, від контролю справності шинного вимірювального трансформатора напруги 1TV («Автомат 1TV Увімкнена» и «Контакт 1TV вимкнута»).

Якщо сигнали на два входи логічного елемента «І» збігаються, то формується вихід на фіксовану затримку початку передачі сигналу «Витримка часу. Уставка АВР» (рис. 3.11). На рисунку також показані елементи блокування пристрою АВР СВ.

На першому вході логічного елемента «І» дається дозвіл на дію пристрою АВР при включеному вимикачі Q, коли надходить зовнішній вхідний дискретний сигнал «« Стан вимикач «Увімкнена» »(як би від реле РПВ).

Блокування по положенню вимикача Q відбувається, коли на інверсний вхід першого логічного елемента «І» подається зовнішній вхідний дискретний сигнал «« Стан вимикач «вимкнено» »(як би від реле РПО).

На інверсних входах другого логічного елемента «І» здійснюється блокування від пристроїв РЗА, ключа управління та інших пристроїв.

Блокування від внутрішнього вхідного логічного сигналу пристроями релейного захисту та автоматики:

Іспрацювання максимального струмового захисту МСЗ, якій є резервним захистом при КЗ на приєднання 1СШ, що є для невідключеного зовнішнього короткого замикання. В даному випадку не доцільна дія АВР;

- спрацювання логічного захисту шин ЛЗШ, якій є основним захистом при КЗ на 1СШ. В даному випадку не доцільна дія АВР;
- спрацювання пристрою резервування відмови вимикача ПРВВ, якій є резервним захистом при відмовах з вимикання вимикача на приєднання 1СШ. В даному випадку не доцільна дія АВР.

«Блокування АВР» - блокування зовнішнім вхідним дискретним сигналом від суміжного пристрою РЗА, наприклад, блокування від АПВ.

Блокування командою «Команда КУ «Вимкнути» вимикач Q», коли вимикач Q включається оператором вручну, ключом управління вимикачем.

На рисунку 3.11 також показані дії пускового органу ПО АВР «Пуск АВР по U» на відключення вимикача Q із затримкою початку

передачі сигналу на час « $2T_{\text{ВІМК, Q}}$ » - подвоєне паспортне значення часу відключення вимикача.

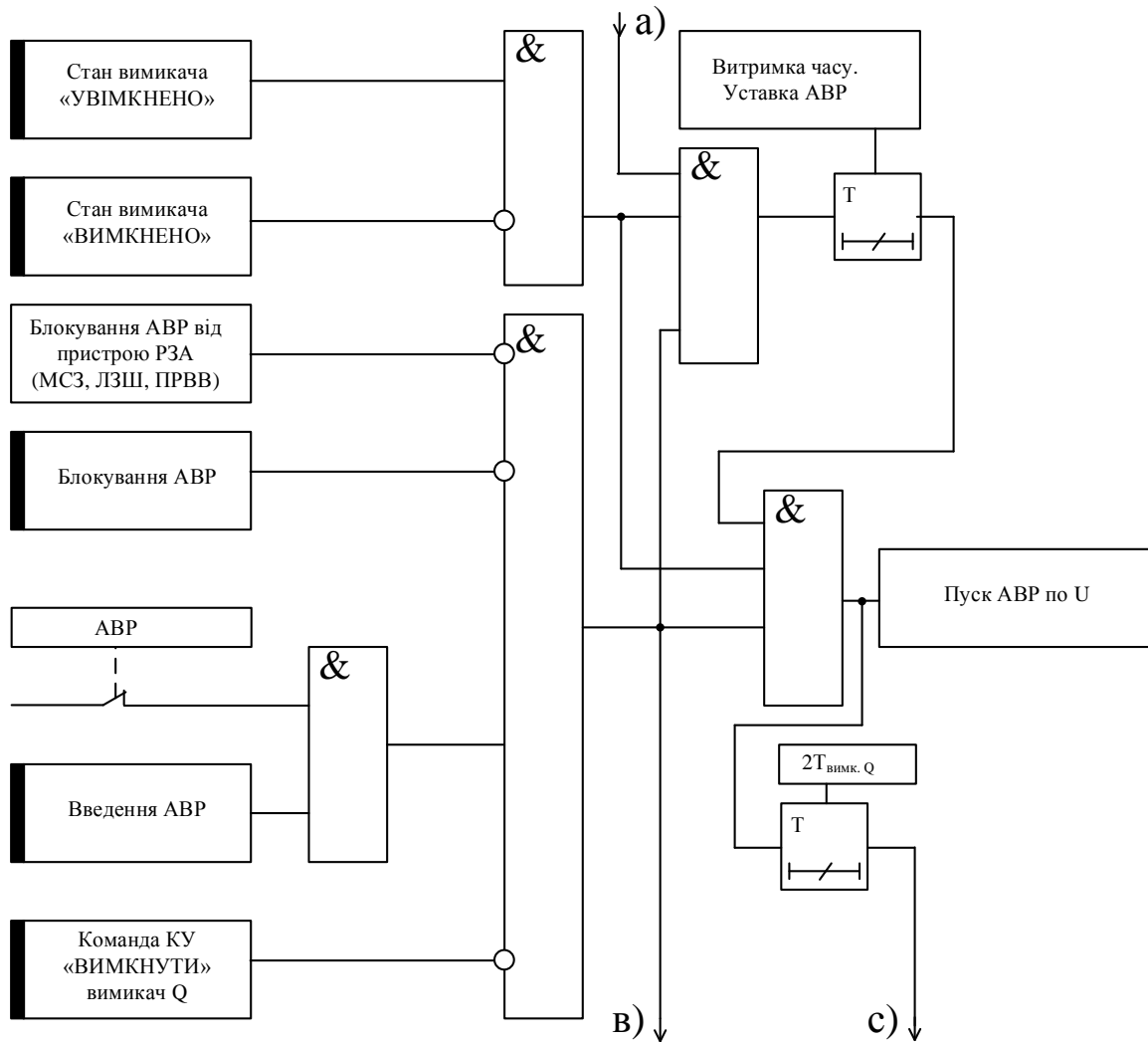


Рисунок 3.11 – Функціональна схема АВР секційного вимикача. Функції блокування

Якщо на момент пуску АВР секційний вимикач СВ вже був включений «Стан вимикач «Увімкнена », то дія АВР блокується інверсним сигналом (рис. 3.12).

Також блокується дія АВР під час включення вимикача вручну «Команда КУ «Увімкнуть » і коли вимикач включений «Стан СВ «Увімкнена».

Вплив на електромагніт включення секційного вимикача буде командою «Команда «Увімкнуть СВ », коли:

- ✓ спрацював ПО АВР;
- ✓ з затримкою на уставку за часом АВР відключився вимикач Q «Стан вимикача «Вимкнено»»;
- ✓ нормальна напруга системи шин «Норма U на 2СШ»;
- ✓ «Стан СВ «Вимкнено »».

Тривалість команди на включення СВ забезпечується короткочасним сигналом за рахунок елемента формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу « $2T_{\text{ВМК, Q}}$ » - подвоєне значення паспортного часу включення вимикача.

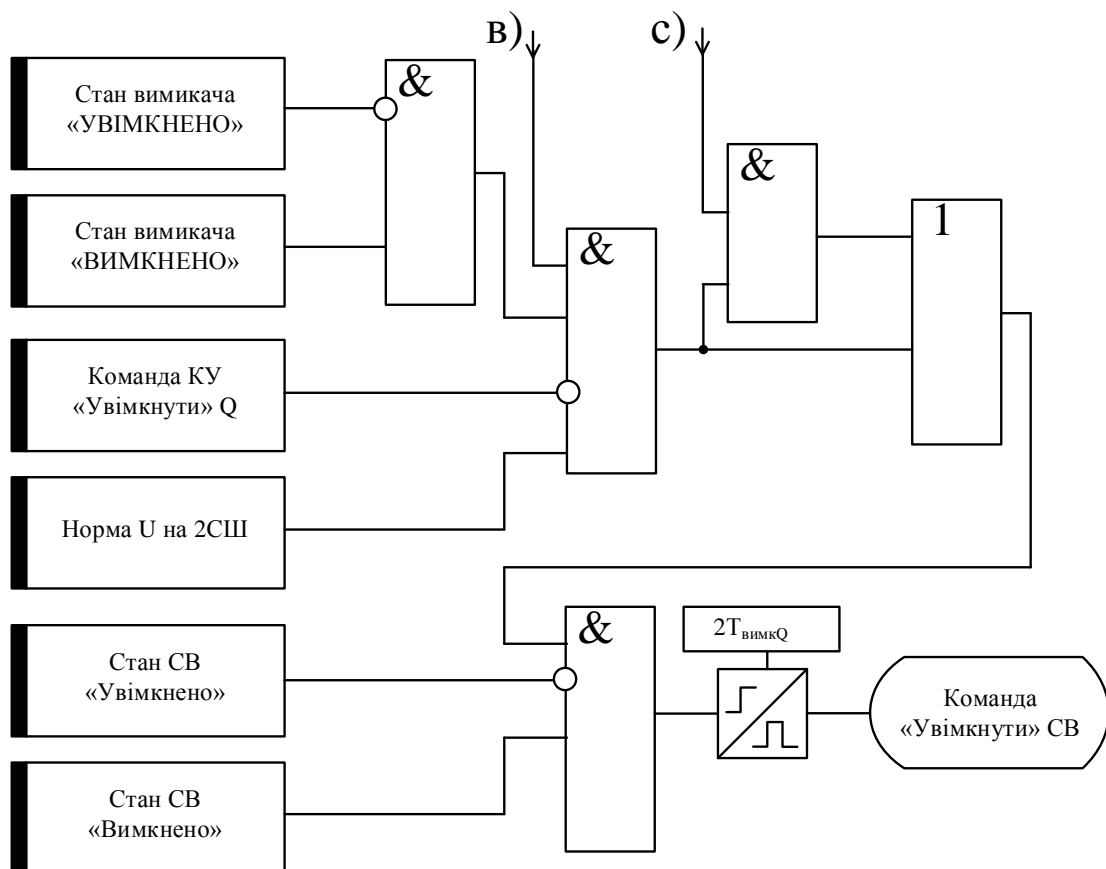


Рисунок 3.12 – Функціональна схема АВР секційного вимикача. Формування команди на автоматичне включення

Питання для самопідготовки по розділу 3

3.1 Поясніть призначення і застосування автоматичного включення резерву.

3.2 Поясніть види автоматичного включення резерву.

3.3 Поясніть принцип дії схеми автоматичного включення резерву лінії.

3.4. Поясніть принцип дії схеми АВР секційного вимикача.

3.5. Поясніть функціональну схему АВР введення для підстанції 110 кВ.

3.6 Поясніть функціональну схему АВР для АВРУС.

3.7 Поясніть функціональну схему АВР ліній 110 кВ

3.8 Поясніть функціональну схему АВР СВ 35 и 10 кВ.

3.9 Як узгоджуються дії автоматики в розподільній мережі?

3.10 Охарактеризуйте основні ознаки функціонування АВР секційного вимикача для двох трансформаторної підстанції.

3.11 Як працює функціональна схема пуска АВР секційного вимикача?

3.12 Як працює функціональна схема формування сигналу на автоматичне вмикання секційного вимикача?

3.13 На прикладі електромеханічних пристроїв складіть схему та поясніть виконання вимоги до пуску АВР секційного вимикача.

3.14 На прикладі цифрових пристроїв складіть функціональну схему та поясніть виконання вимоги до пуску АВР секційного вимикача.

3.15 На прикладі електромеханічних пристроїв складіть схему та поясніть виконання вимоги до блокування АВР секційного вимикача.

3.16 На прикладі цифрових пристроїв складіть функціональну схему та поясніть виконання вимоги до блокування АВР секційного вимикача.

3.17 На прикладі електромеханічних пристроїв складіть схему та поясніть виконання вимоги до забезпечення однократності дії АВР секційного вимикача.

3.18 На прикладі цифрових пристроїв складіть функціональну схему та поясніть виконання вимоги до забезпечення однократності дії АВР секційного вимикача.

3.19 На прикладі рисунку 3.8 поясніть застосуванням автоматики для відновлення живлення після ліквідації коротких замикань.

Розділ 4

ПРИСТРОЇ АВТОМАТИЧНОГО ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ ЧАСТОТИ

4.1 Функції пристроїв АОЗЧ

Через аварійні відключення генераторів і ліній, відділення електростанцій або поділу системи на не синхронно працюючі частини, в енергосистемі або окремій її частині виникає перевантаження генераторів, що залишилися в роботі, що викликає швидке і значне зниження частоти.

Крім погіршення якості електроенергії, що відпускається споживачам, надмірне зниження частоти може викликати порушення нормальної роботи механізмів власних електростанцій, порушення стійкості паралельної роботи електричних систем, а також пошкодження лопаткового апарату турбін.

Через зменшення частоти знижується швидкість обертання асинхронних та синхронних двигунів. На електростанції це призведе до того, що знизиться продуктивність насосів води для власних потреб – для заповнення котлів та охолодження потужних електричних машин (наприклад, при зниженні частоти до 46 Гц знижується продуктивність конденсатних насосів на 40%). електростанцій, а циркуляційні насоси АЕС не зможуть забезпечити необхідне охолодження реакторів).

При роботі парових турбін на зниженій частоті може статися таке – група лопаток увійде до резонансу і почне вібрувати та руйнуватися.

Наслідком цього є зниження активної потужності, що виробляється, і подальше зростання її дефіциту (лавина частоти).

Зменшення частоти обертання генераторів може спричинити зниження напруги в енергосистемі, викликане зниження реактивної потужності через зменшення їх збудження та збільшення при цьому споживання реактивної потужності споживачами електроенергії (двигуни та трансформатори).

Таким чином виникають «лавина напруги» та «нестійкість навантаження»).

Слід зазначити, що зі зниженням напруги може виникнути само розвантаження споживачів захистом мінімальної напруги та відпадання

магнітних пускачів, що може призвести до відключення відповідальних споживачів, як це було при аварії в Нью-Йорку.

Щоб це не відбувалося треба застосувати пристрої автоматичного обмеження зниження частоти (АОЗЧ), які мають забезпечувати живучість ЕЕС у разі аварійного виникнення значного дефіциту активної потужності, у тому числі з аварійним відділенням від суміжних енергосистем і недопустимо тривалим та значним нижче ніж 49,2 Гц зниженням частоти, що загрожує нормальному режиму роботи основного обладнання та механізмів власних потреб електростанцій, включаючи АЕС, порушує нормальну роботу обладнання споживачів і створює умови повного його знеструмлення у разі виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти [27].

Пристрої автоматичного обмеження зниження частоти призначені для зменшення дефіциту активної потужності з метою ліквідації процесу аварійного зниження частоти та повернення частоти до доаварійного рівня. Пристрої АОЗЧ забезпечують:

- ✓ захист від тривалого аварійного зниження частоти в ЕЕС до рівня спрацювання уставок технологічного захисту на вимкнення блоків АЕС;
- ✓ умови роботи енергосистеми, які унеможливають виникнення лавиноподібного падіння напруги та частоти у споживачів і їх повне знеструмлення;
- ✓ часткове або повне автоматичне вимкнення споживачів, яких було відключено засобами частотного розвантаження, після ліквідації аварійного дефіциту потужності та нормалізації частоти;
- ✓ автоматичне відділення усіх або частини блоків електростанцій на навантаження власних потреб (АВВП) або на збалансоване навантаження власних потреб і споживання прилеглого до електростанції району мережі (АВЗН), якщо не вдалося унеможливити зниження частоти до рівня, небезпечного для обладнання електростанцій;

АОЗЧ під час ліквідації аварійного зниження частоти має використовувати резерви потужності електростанцій і вимкнення частини навантаження споживачів за рахунок спрацювання автоматичних пристроїв:

До складу пристроїв автоматичного обмеження зниження частоти входять:

- пристрої автоматичного частотного введення резерву (АЧВР) електростанцій;
- пристрої автоматичного частотного пуску (АЧП);
- пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР);
- пристрої частотного автоматичного повторного увімкнення (ЧАПВ);
- пристрої автоматичне відділення власних потреб електростанцій (АВВП).

Пристрої автоматичного частотного введення резерву електростанцій складається з пристроїв:

- централізованої системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП),
- нормованого та загального первинного регулювання (ПР) енергоблоків електростанцій.

Пристрої автоматичного частотного пуску призначені для автоматичного частотного пуску резервних гідрогенераторів, газотурбінних і парогазових установок, переведення в генераторний режим гідрогенераторів, які працюють у режимі синхронних компенсаторів, та автоматичне переведення у генераторний режим агрегатів ГАЕС, які працюють у насосному режимі, або їх автоматичне вимкнення.

Пристрої автоматичного частотного розвантаження призначені для запобігання небезпечному зниженню частоти нижче аварійного значення (49,2 Гц) у разі виникнення аварійного дефіциту активної потужності шляхом вимкнення частини навантаження споживачів:

- невеликими чергами (обсягами) за відносно повільного зниження (сповзання) частоти із швидкістю, не більшою ніж 1, 7 Гц/с, для припинення її зниження. Повільне зниження частоти є характерним для паралельної роботи ОЕС України із суміжними енергосистемами або в разі незначних аварійних дефіцитів потужності;
- чергами (обсягами) відповідно до аварійного дефіциту потужності, який виник, у разі зниження частоти із швидкістю понад 1, 7 Гц/с. Як правило, значна швидкість зниження частоти є

характерною для автономної роботи ОЕС України або її окремої частини при виникненні аварійного дефіциту потужності;

- невеликими чергами (обсягами) для підвищення частоти після закінчення процесу її зниження.

АЧР повинне мати децентралізовану структуру і виконуватися у вигляді окремих автономних пристроїв, які діють на вимкнення заданих приєднань на електростанціях, а також на ПС електроенергетичних систем.

Під час визначення сумарного обсягу навантаження, яке має відключатися дією АЧР, треба виходити, як правило, з можливості виникнення аварійного дефіциту потужності в разі [ПУЕ]:

- ✓ вимкнення всіх живильних ліній споживача або дефіцитного району;

- ✓ вимкнення потужності найбільшого блока або двох блоків електростанції, якщо вони працюють на шини електростанції через загальний вимикач;

- ✓ виникнення асинхронного ходу по окремому перетину і, як наслідок, розвиток аварії з вимкненням частини потужності, яка генерується;

- ✓ вимкнення потужності окремих блоків та електростанцій у дефіцитній частині ОЕС з наступним вимкненням слабких зв'язків у окремих перетинах у наслідок збільшення потужності, яка передається через перетин, понад межу його стійкості;

- ✓ повного відділення ОЕС від суміжних енергосистем або поділу її на частини з вимкненням міжсистемних (магістральних) зв'язків у разі порушення їх стійкості внаслідок виникнення значних аварійних дефіцитів активної потужності (наприклад, у разі знеструмлення, посадки на нудь найбільшої електростанції або розвантаження енергоблоків АЕС відповідно до їх технологічного регламенту за зниження частоти нижче 49,0 Гц);

- ✓ виникнення непередбачуваного в розрахунках аварійного дефіциту активної потужності, що перевищує розрахунковий дефіцит (наприклад, у разі розвитку каскадної аварії);

- ✓ зниження потужності навантаження, заведеного на вимкнення від пристроїв АЧР, у вихідні та святкові дні, а також на час нічного провалу.

Для безпечної експлуатації енергоблоків АЕС і ТЕС налаштувати пристрої АЧР треба з таким розрахунком, щоб:

- короткочасне зниження частоти нижче ніж 46 Гц було цілком унеможливленим;

- тривалість роботи з частотою, нижчою 47 Гц, була меншою ніж 10 с;

- тривалість роботи з частотою, нижчою 48 Гц, була меншою ніж 1 хв;

- тривалість роботи з частотою, нижчою 49 Гц, була меншою ніж 5 хв.

В експлуатації застосовуються 3 категорії пристроїв АЧР.

Перша категорія АЧР-1: швидкодіюча, призначена для затримки зниження частоти та недопущення її опускання нижче 45 Гц.

Складається з низки черг із частотами спрацьовування, рівномірно розміщеними в діапазоні частот 49-46,5 Гц з інтервалом 0,1 Гц.

А для АЧР спеціальної черги 49,0-49,2 Гц з часом 0,15 – 0,3 с таким чином, щоб унеможливити дію частотного розвантаження при КЗ.

Сумарна потужність черг АЧР-1 приймається рівною максимально можливому дефіциту та розподіляється по чергах приблизно порівну.

Друга категорія АЧР-2: має єдину уставку за частотою 49,2 та ряд черг, що діють з наростаючими витримками часу. Призначення АЧР-2: підвищення частоти вище 49,2 Гц після дії категорії АЧР-1. Також від "зависання" частоти.

Третя категорія АЧР-3 (додаткова категорія): швидкодіюча, використовується в дефіцитних районах, якщо категорії АЧР-1 та АЧР-2 не в змозі ліквідувати опускання частоти нижче 45 Гц або якщо потрібно додатково відключити навантаження для запобігання «лавині» напруги. Дія цієї категорії здійснюється не за ознакою зниження частоти, а негайно за фактом, що викликає, як його наслідок, глибоке зниження частоти (відключення ЛЕП, трансформаторів) і різку швидкість зниження частоти.

Пристрої частотного автоматичного повторного включення призначені для автоматичного відновлення живлення частини споживачів, відключених пристроями АЧР, після підвищення частоти

за рахунок мобілізації резервів потужності енергосистеми та відключення навантаження.

Автоматика частотна ділительна (АЧД), призначено для відділення окремих енергоблоків (агрегатів) електростанцій на навантаження власних потреб або на збалансоване навантаження прилеглого району разом з навантаженням власних потреб електростанції. АЧД дає можливість успішно мінімізувати збитки від аварій із значним дефіцитом потужності і створює умови для прискореного відновлення паралельної роботи енергосистем чи їх частин після частотних аварій.

4.2 Організація АЧР

Частотні характеристики генерації та споживання електроенергії в ЕЕС визначають зміни в часі частоти внаслідок виникнення дефіциту або надлишку потужності, що генерується.

Розглянемо ЕЕС як еквівалентний агрегат з моментом інерції J , рівний сумі моментів інерції генераторів та навантаження.

Диференціальне рівняння руху еквівалентного агрегату в умовах небалансу потужності генерації та навантаження:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_{неб} = M_{Г} - M_{нав} = \frac{P_{деф}}{\omega} \quad (4.1)$$

де $M_{Г}$ - крутний момент еквівалентного генератора;

$M_{нав}$ - момент опору навантаження.

Позначимо:

$P_{деф0}$ - початкова потужність дефіциту;

$P_{НО}$ - початкова потужність навантаження;

$P_{ПР}$ - значення дефіциту, перевищення якого опускає частоту нижче 45 Гц;

$K_p = \frac{dP_{нав*}}{df_*} \approx \frac{\Delta P_{нав*}}{\Delta f_*}$ - коефіцієнт, що регулює ефективність навантаження

за частотою;

Δf_* - відносне відхилення щодо частоти;

$P_{деф.0*} = \frac{P_{деф.0}}{P_{НО}}$ - відносний дефіцит при $f=50$ Гц;

$P_{АЧР-1}$ - обсяг розвантаження АЧР-1;

$P_{АЧР-2}$ - обсяг розвантаження АЧР-2;

$f_{\text{поч}} f_{\text{кін}}$ - верхня (початкова) та нижня (кінцева) межа уставок АЧР-1.

Після прийнятих позначень рівняння (4.1) набуває вигляду:

$$J \frac{\omega \cdot \omega_{\text{ном}}}{P_{\text{НО}}} = \frac{d\Delta f^*}{dt} = P_{\text{деф.0}^*} - K_H \cdot \Delta f^* \quad (4.2)$$

При невеликих відхиленнях частоти:

$$J \frac{\omega \cdot \omega_{\text{ном}}}{P_{\text{НО}}} = J \cdot \omega_{\text{НОМ}}^2 = T_j \quad (4.3)$$

де T_j - віднесена до потужності навантаження стала механічна інерція еквівалентного агрегату (за дослідями 10÷15 с.).

Статична частотна характеристика ЕЕС включає частотні характеристики навантаження і генеруючої частини ЕЕС.

Частотна характеристика навантаження визначає зміни потужності навантаження залежно від зміни частоти за сталості напруги і має вигляд:

$$P_H = P_0 + P_1 \cdot \frac{f}{f_{\text{НОМ}}} + P_2 \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^2 + P_3 \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^3 + P_4 \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^4 \quad (4.4)$$

де P_0 - лампи розжарювання, нагрівальні прилади, випрямні установки;

P_1 - металорізальні верстати, млини, поршневі насоси та компресори;

P_2 - втрати у мережах та спеціальні установки;

P_3 - відцентрові насоси та вентилятори при статичному натиску (малому);

P_4 - відцентрові насоси та вентилятори, але при великому натиску, а також в.п. ТЕС.

При зниженні частоти потужність навантаження знижується, що оцінюється регулюючим ефектом навантаження K_{pf} (РЕН).

Саме навантаження діє подібно до автоматичного регулювання частоти:

$$K_p = \frac{dP_{\text{наг}^*}}{df^*} \approx \frac{\Delta P_{\text{наг}^*}}{\Delta f^*} = P_{1^*} + 2P_{2^*} + 3P_{3^*} + 4P_{4^*} \quad (4.5)$$

Формула (4.5) показує, який вплив значення коефіцієнта РЕН надають різні види навантаження. Практично в ЕЕС $K_{pf} = 1,5 \div 2,5$.

Приклад 4.1. Розрахунок частоти в електроенергетичній системі після аварійного відключення генератора.

Вихідні дані до аварії:

- частота до аварії $f_{да} = 50,0$ Гц;

- сумарне навантаження електроенергетичної системи до аварії

$P_{да} = 1120$ МВт;

- потужність аварійного генератора $P_{аг} = 265$ МВт;

- потужність відключеного навантаження дією АЧР $P_{вим. нав} = 120$ МВт;

- потужність гарячого резерву за рахунок додаткового навантаження на генератори ТЕС $P_{г.р.} = 100$ МВт;

- коефіцієнт регулюючого ефекту по частоті $K_{pf} = 1,5$.

Рішення. Навантаження електроенергетичної системи після аварійного відключення одного генератора:

$$P_{нав. па} = P_{да} - P_{вим. нав} = 1120 - 120 = 1000 \text{ МВт.}$$

Навантаження системи після дії АЧР:

$$P_{нав. па} = P_{да} - P_{вим. нав} = 1120 - 120 = 1000 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність генераторів після аварії:

$$P_{г. па} = P_{аг} - P_{аг} + P_{г.р.} = 1120 - 265 + 100 = 955 \text{ МВт.}$$

Дефіцит активної потужності:

$$P_{деф} \% = (P_{нав. па} - P_{г. па}) * 100 / P_{нав. па} = (1000 - 955) * 100 / 1000 = 4,5 \%$$

Частота електроенергетичної системи після аварії одного генератора з урахуванням дії АЧР і регулюючого ефекту по частоті:

$$f_{па} = f_{да} - \Delta f = f_{да} - (P_{деф} \% / (2 * K_{pf})) = 50 - 4,5 / (2 * 1,5) = 48,5 \text{ Гц.}$$

Статична частотна характеристика навантаження показано на рис. 4.1, де видно як змінюється частота в системі при змінах активної потужності навантаження $P_{\text{НАВ}}$.

Статична частотна характеристика генеруючої частини ЕЕС в області 50-45 Гц близька до квадратичної параболи з максимумом при 50 Гц (рис.4.2).

На рисунку 4.3 показано, як змінюється частота електричної системі під час накидання навантаження (аВ).

На рисунку 4.4 показано, як змінюється частота в електричній системі під час відключення частини генеруючої активної потужності (аВ).

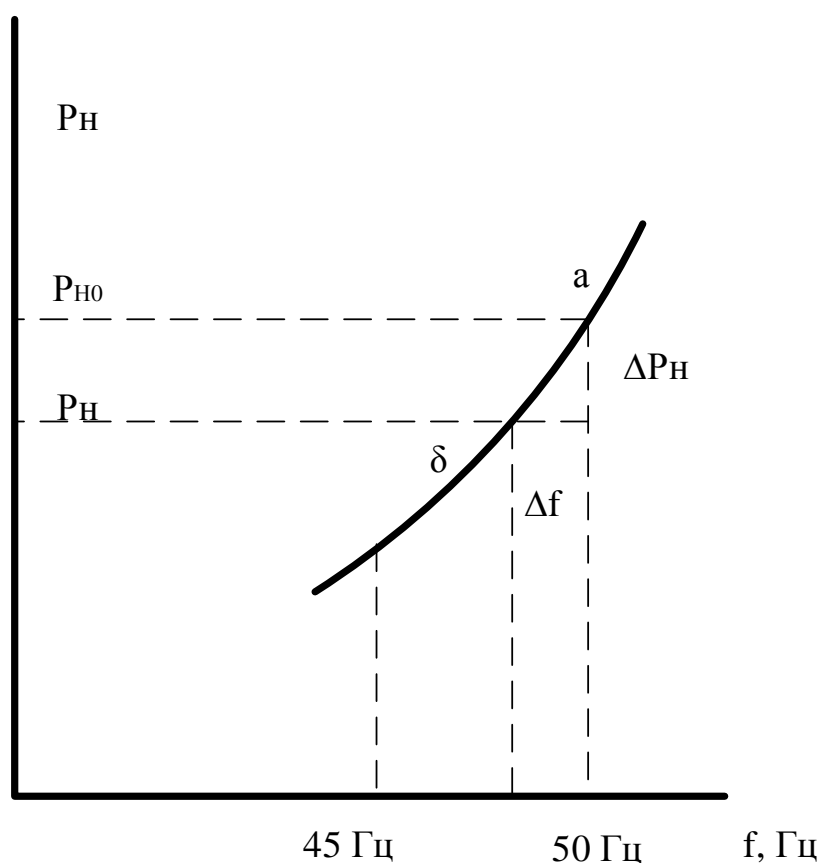


Рисунок 4.1 – Статична частотна характеристика навантаження

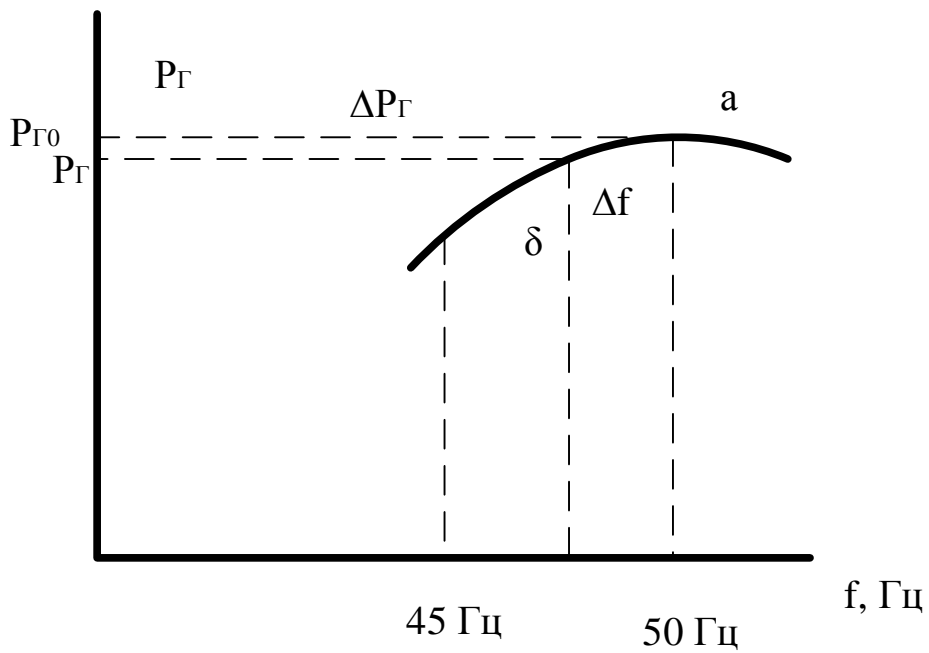


Рисунок 4.2 – Статична частотна характеристика генераторний частини

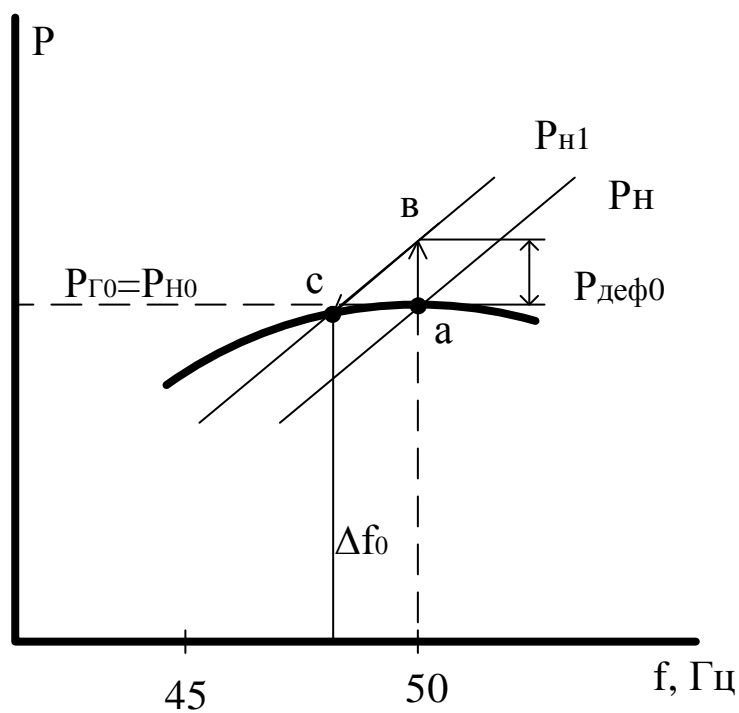


Рисунок 4.3 – Поєднання статичних частотних характеристик генерації і споживання. Збільшення навантаження

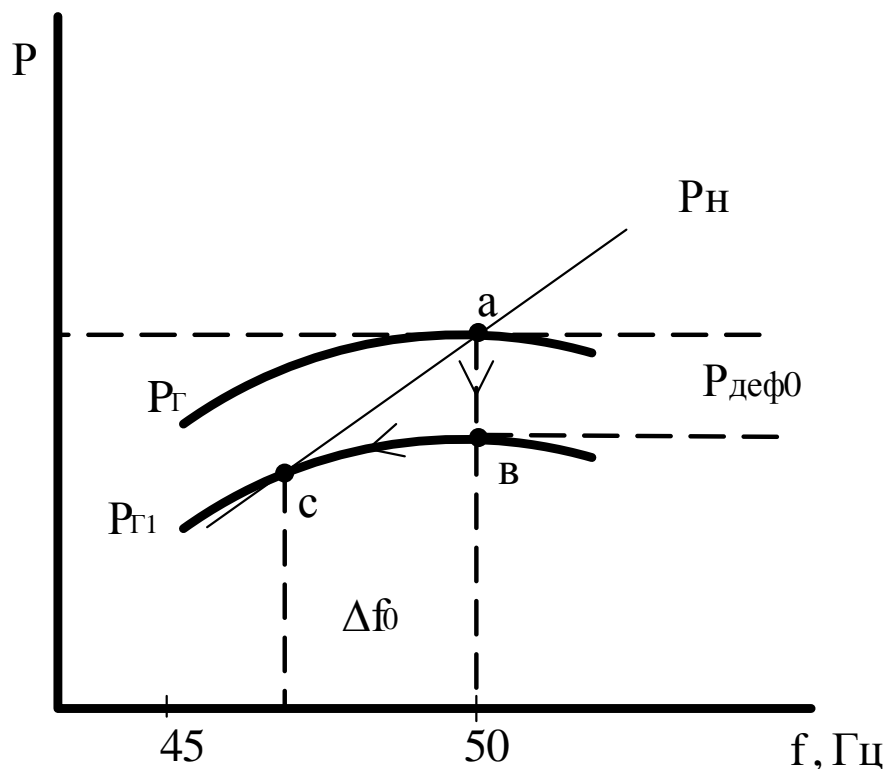


Рисунок 4.4 – Поєднання статичних частотних характеристик генерації і споживання. Відключення генераторів

При аналізі можливих дефіцитів потужності ($P_{деф.0}$) слід враховувати:

- ✓ для ізольованої електричної станції – відключення найпотужнішого генератора (блоку) або секції збірних шин;
- ✓ для електричної системи – повне вимкнення найпотужнішої електростанції;
- ✓ для частин електричної системи та для систем, що входять до об'єднаної електричної системи (ОЕС) – відключення живильної лінії;
- ✓ за наявності слабких зв'язків (маленька пропускна здатність) – відключення генеруючої потужності з подальшим відключенням слабких зв'язків внаслідок збільшення потужності, що передається ($P_{пер}$) понад межу їх статичної стійкості;

- ✓ для ОЕС в цілому – головним чином можливість їх поділу на частини через відключення міжсистемних зв'язків або відключень генеруючої потужності з подальшим відключенням цих зв'язків через аварійну зміну потужності, що передається по них, а також можливість виникнення АХ з окремих зв'язків і, як наслідок цього, розвиток аварії з відключенням потужності, що генерує.

При виборі обсягів АЧР доцільно йти від аналізу можливих місцевих аварій до всіх загальніших і розміщувати АЧР так, щоб не порушувати стійкість міжсистемних ЛЕП.

Розрахунковий дефіцит приймається рівним максимально можливому. Уставки черг АЧР-1 по частоті розміщуються в діапазоні 49-46,5 Гц зі ступенями 0,1 Гц та рівномірним розподіленням усього обсягу АЧР-1 по черзі (рис. 4.5). Допускається не селективне одночасне спрацьовування декількох автоматів суміжних черг за рахунок похибки реле частоти.

Кількість черг в зоні верхньої $f_{\text{Поч}}$ та нижньої $f_{\text{Кін}}$ меж уставок АЧР-1:

$$n_{\text{АЧР-1}} = \frac{P_{\text{АЧР-1}} \cdot f_{\text{НОМ}}}{P_{\text{НО}} (f_{\text{Поч}} - f_{\text{Кін}})}$$

Величина $n_{\text{АЧР-1}}$ при більшій кількості черг характеризує керуючий ефект РЕН АЧР-1. Знаючи коефіцієнт РЕН (K_{pf}) можливо визначити наскільки знижується частота при дефіциті потужності $P_{\text{деф}}\%$.

$$K_p = \frac{\Delta P\%}{\Delta f\%} = 1,5 \div 2; \Delta f\% = \frac{\Delta f [\text{Гц}]}{50} \cdot 100;$$

$$K_p = \frac{\Delta P\% \cdot 50}{\Delta f [\text{Гц}] \cdot 100} = \frac{\Delta P\%}{2 \cdot \Delta f [\text{Гц}]}; \Delta f = \frac{\Delta P\%}{2 \cdot K_H}$$

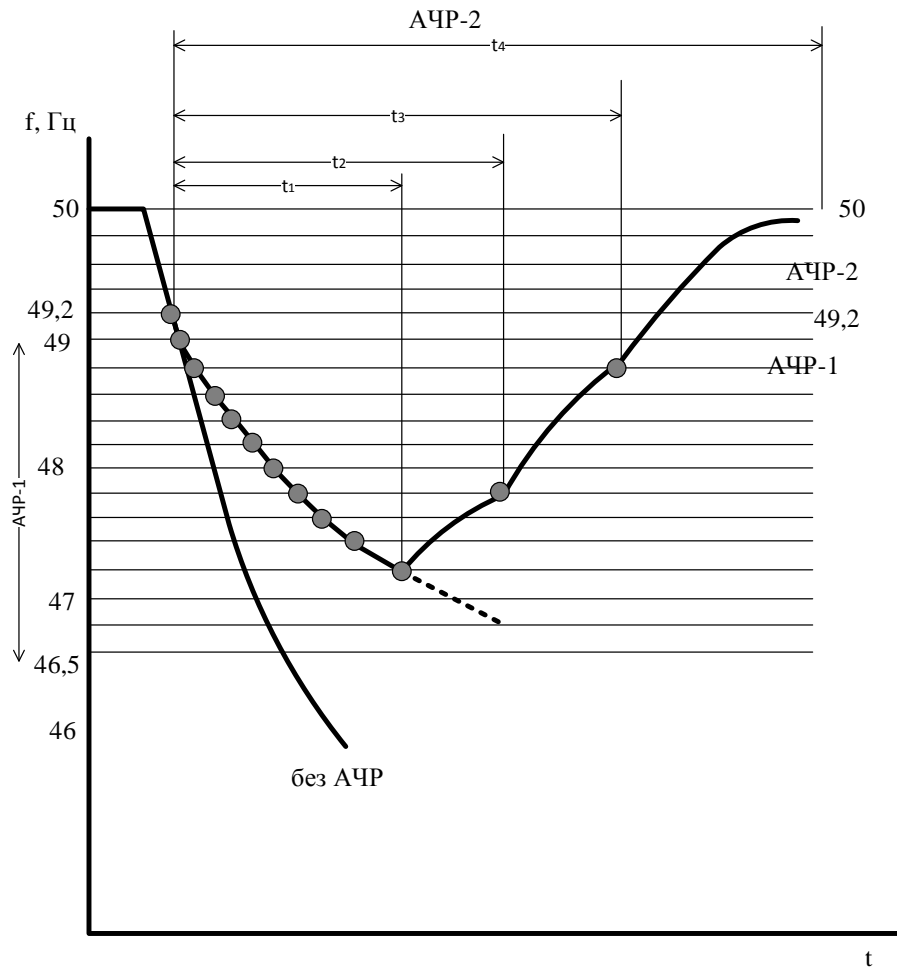


Рисунок 4.5 – Характер змін частоти під дією АЧР

Усім чергам АЧР-2 задається єдина уставка за частотою 49,2 Гц. Початкова уставка АЧР-2 за часом 5-10 с та кінцева 60 с з мінімальною ступеню 3 с.

Найбільш відповідальні споживачі підключаються до черги з більшими витримками часу.

Обсяг АЧР-2 повинен бути достатній для відновлення частоти після дії АЧР-1.

Пристрій АЧР-2 потрібний для прискорення підвищення частоти при її повільному зниженні.

Для зменшення загальної кількості споживачів можна сполучати дію АЧР-1 та АЧР-2 на те же навантаження.

Приклад 4.2. Обсяг розвантаження при роздільній та сумісній дії категорій АЧР

Примірне співвідношення АЧР при роздільній та сумісній дії категорій АЧР-1 та АЧР-2 наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Приклад обсягів розвантаження за рахунок дії АЧР

$P_{деф.0}$	$P_{АЧР-1}$, не менше	$P_{АЧР-2}$, не менше	$\Sigma P_{АЧР}$, при дії АЧР-1 и АЧР-2, не менше	
			окремо	спільно
0,1	0,15	0,1	0,25	0,25
0,2	0,25	0,1	0,35	0,35
0,3	0,35	0,14	0,49	0,45
0,4	0,45	0,18	0,63	0,55
0,5	0,55	0,22	0,77	0,65

4.3 Особливості використання пристроїв АЧР та ЧАПВ

Для безпечної експлуатації енергоблоків АЕС і ТЕС налаштовувати пристрої АЧР треба з таким розрахунком, щоб [27]:

- короткочасне зниження частоти нижче ніж 46 Гц було цілком унеможливленим;
- тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 47 Гц, була меншою ніж 10 с;
- тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 48 Гц, була меншою ніж 1 хв;
- тривалість роботи з частотою, нижчою ніж 49 Гц, була меншою ніж 5 хв.

Під час налаштування пристроїв ЧАПВ необхідно враховувати, щоб:

- у першу чергу пристрої ЧАПВ необхідно встановлювати в найбільш відповідальних споживачів і споживачів, які живляться від ПС без постійного обслуговуючого персоналу;
- черговість включення споживачів від ЧАПВ має бути, як правило, зворотною до черговості вимкнення їх пристроями АЧР;

- ЧАПВ із більш низькими уставками за частотою мають підключати споживачів, які відключаються від АЧР-1 і АЧР-2 нижніми уставками за частотою, з інтервалом між чергами, не меншим ніж 5 с;

- з мінімальним часом до ЧАПВ мають підключатися споживачі, які відключилися нижніми чергами АЧР із максимальним часом;

- до однієї черги ЧАПВ за частотою та часом допустимо підключати не більше ніж 1 % енергосистем усього обсягу споживання.

Для запобігання розвитку аварії чи збільшенню часу на її ліквідацію через дію пристроїв ЧАПВ і одночасно для забезпечення включення більшої частини навантаження дією пристроїв ЧАПВ можна застосовувати пристрої ЧАПВ із контролем процесу зміни частоти після їхнього спрацювання.

4.4 Алгоритм дії електромеханічного пристрою АЧР с АПВ

Основними традиційними технічними засобами для виконання АЧР и ЧАПВ є реле ИВЧ-011А (ИВЧ-3), напівпровідникове типу РЧ-1 та реле РПВ-58 (РПВ-358). Алгоритм дії цих пристроїв розглянемо на прикладі частотного автоматичного повторного включення.

Основний принцип ЧАПВ заснований на автоматичній перебудови спрацювання реле частоти КФ на частоту повернення відповідної уставці АПВ.

Технічні вимоги:

- черга АЧР с уставками спрацювання $f_{СП} = 48,0$ Гц и $t_{СП} = 0,5$ с повинна відключити три вимикача;
- після спрацювання АЧР виконати перебудову реле частоти на 49,8 Гц, а також блокування в ланцюзі пуску пристрою АПВ;
- • забезпечити однократність відключення вимикачів дією АЧР;
- схему АЧР и ЧАПВ виконати на постійному оперативному струмі для вимикачів з електромагнітним приводом.

Алгоритм дії АЧР с подальшим АПВ показаний на рис. 4.6 - 4.10.

При замиканні контакту реле пониження частоти КФ (частота упала до 48,0 Гц) включається реле часу КТ (рис. 4.6, ланцюг 1 – 2). Контакт КТ1 відразу розмикається, вводячи в ланцюг реле часу КТ додатковий опір R, для термічної стійкості обмотки реле часу КТ.

По закінченню встановленого часу ($t_{сп} = 0,5 \text{ с}$) замикається другий контакт реле часу КТ2 і включаються проміжні реле 1KL, 2KL і 3KL, а також спрацьовує вказівне реле КН. замикається другий контакт реле часу КТ2 і включаються проміжні реле 1KL, 2KL і 3KL, а також спрацьовує вказівне реле КН.

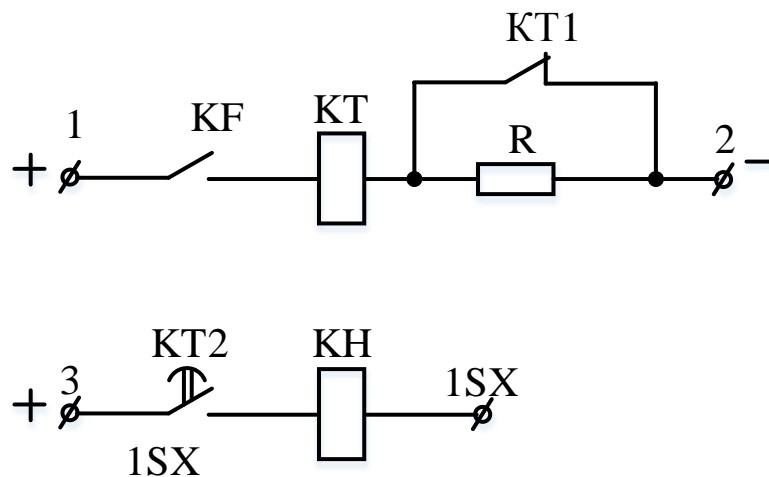


Рисунок 4.6 – Ланцюги спрацьовування АЧР із заданою витримкою часу

Через включену накладку 1SX і замкнутий контакт проміжного реле із затримкою на розмикання включається проміжне реле 1KL (рис. 4.7).

Реле 1KL замикає відключи ланцюги вимикачів Q15, Q17 и Q21.

Ланцюг реле 1KL контролюється контактом КЛТ, замкнутим при протіканні струму через обмотку реле КЛТ.

Контакт реле 3KL4 розмикає ланцюг обмотки реле КЛТ, внаслідок чого контакт реле КЛТ через 0,7 - 1,0 с в свою чергу розмикає ланцюг обмотки реле 1KL і знімає відключи сигнали з вимикачів Q15, Q77 і Q21.

Останнім забезпечується однократність відключення вимикачів дією АЧР.

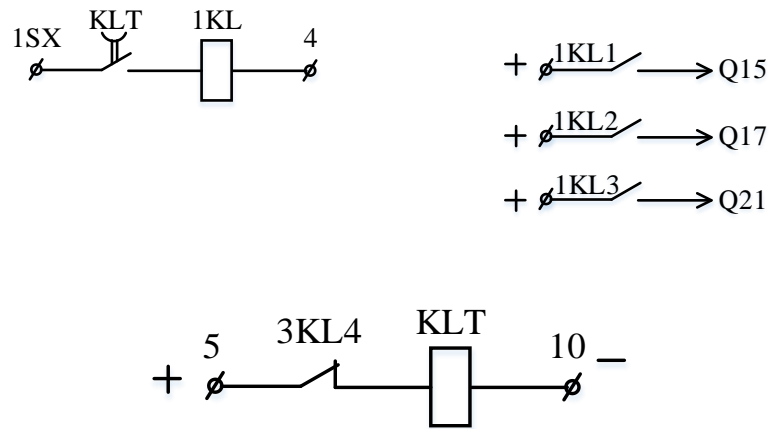


Рисунок 4.7 – Ланцюги відключення вимикачів з однократністю дії

Спрацьовування проміжного реле 2KL забезпечує пере настрювання реле частоти на 49,8 Гц (рис. 4.8).



Рисунок 4.8 – Ланцюги перебудови реле частоти

При включенні проміжного реле 3KL (рис. 4.9) знімається оперативний струм з реле часу комплексу АПВ типу РПВ-58. Цим забезпечується очікування відновлення частоти до 49,8 Гц.

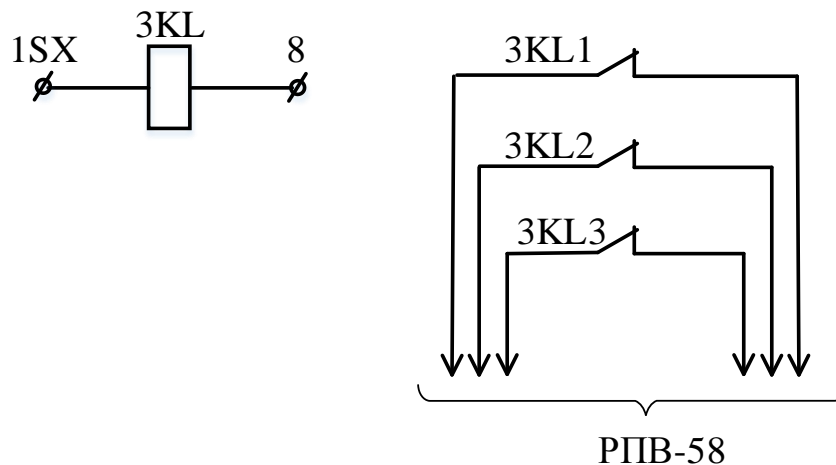


Рисунок 4.9 – Блокування в ланцюгах пуску РПВ-58

Повторне включення вимикачів Q15, Q17 і Q21 відбудеться після розмикання контакту реле пониження частоти KF (відновлення частоти до 49,8 Гц) і повернення реле 3KL в початкове положення (рис. 4.10) для зняття блокування дії реле повторного включення типу РПВ-58.

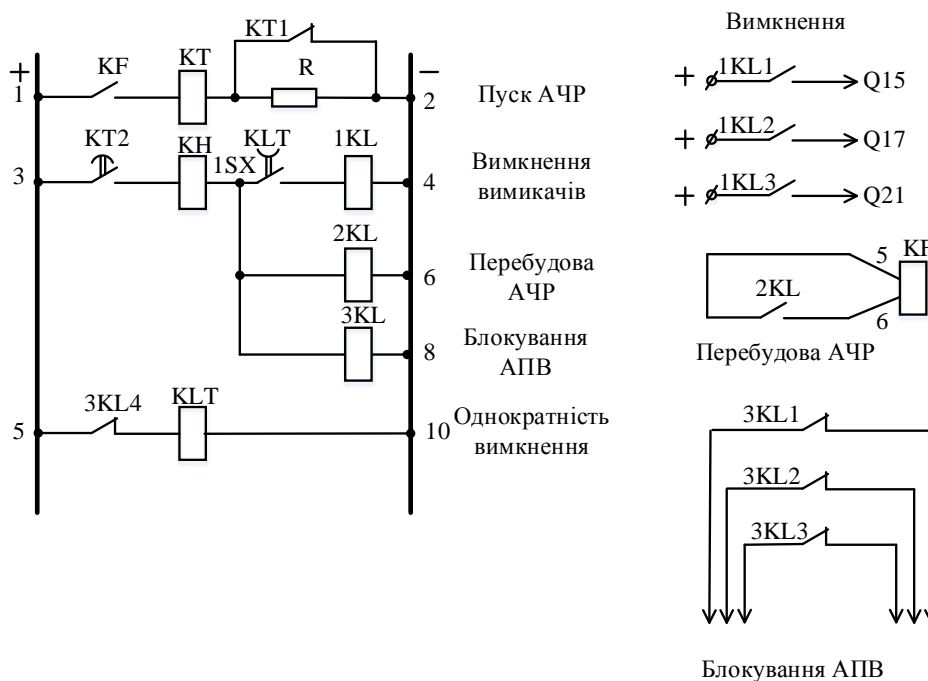


Рисунок 4.10 – Повна схема АЧР с подальшим АПВ на постійному оперативному струмі

4.5 Цифровий пристрій АЧР

Цифровий пристрій автоматичного частотного розвантаження запускається за фактом зниження частоти змінного струму

(уставка $f_{сп}$) протягом встановленого часу (уставка $t_{сп}$).

Функція АЧР (див. рис. 2.8, вимикач Q2) подано с одним циклом роботи.

Заборона АПВ здійснюється при:

- спрацюванні максимального струмового захисту на вимикачі Q2;
- обриву кола напруги вимірювального трансформатора.

Функціональна схема АЧР приведена на рис. 4.11.

Розрахунок частоти змінного струму за вхідними аналоговими сигналами напруги фаз (U_A , U_B , U_C) від вимірювального трансформатора TV здійснюється методом дискретного рахунку (цифровий метод вимірювання частоти). Суть методу полягає у підрахунку числа періодів промислової частоти за певний інтервал часу.

Пуск пристрою АЧР відбувається після послідовного спрацювання встановлених елементів пристрою щодо зниження частоти «Уставка $f_{спц}$ ($f_{спц} <$)» протягом заданого часу «Уставка $t_{спц}$ (T)».

Якщо на вході вихідного логічного елемента «I» присутні одночасно сигнали спрацювання АЧР і справності вимірювального трансформатора напруги, а також відсутній зовнішній дискретний сигнал від суміжного пристрою «Спрацювання МСЗ на вимкнено.», то логічний елемент «I» спрацює «Спрацювання АЧР на вимкн Q».

Тривалість команди «Тривалість вихідного сигналу» на автоматичне вимикання вимикача Q «Робота АЧР» забезпечується короткочасним сигналом за рахунок елемента формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу.

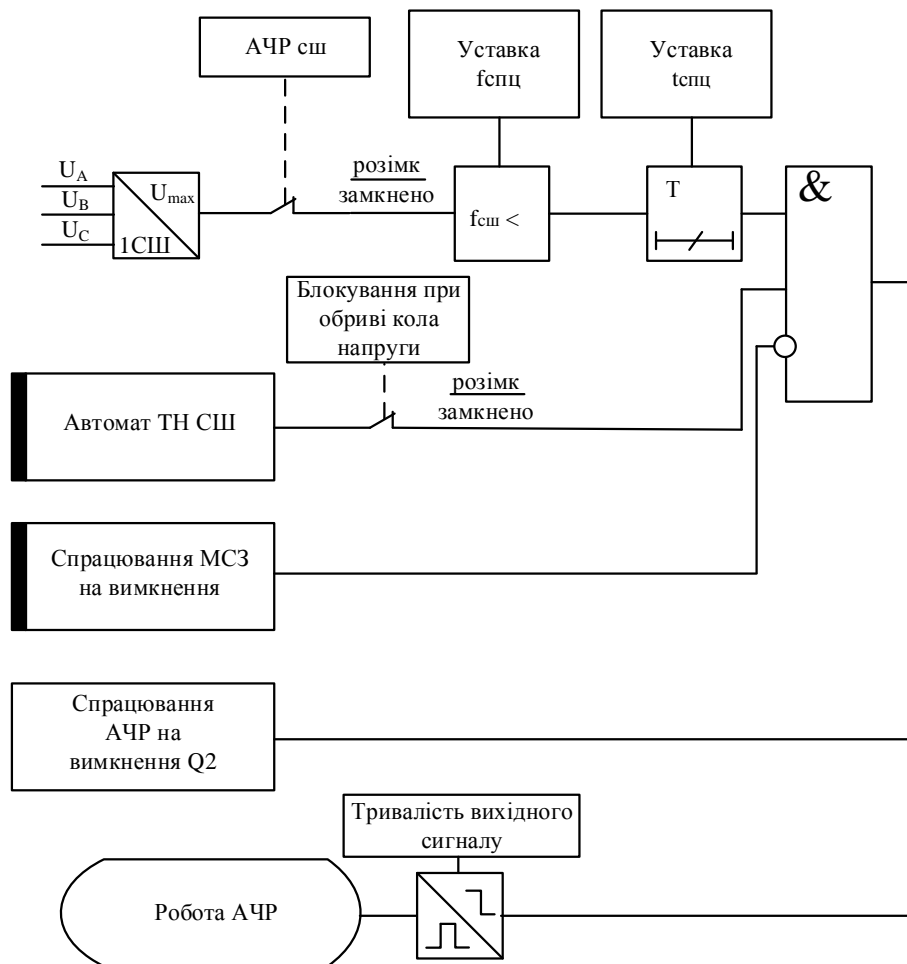


Рисунок 4.11 – Функціональна схема АЧР

4.6 Цифровий пристрій ЧАПВ

Цифровий пристрій автоматичного частотного включення запускається за фактом спрацювання АЧР (див. рис. 2.8, вимикач Q2).

Функція ЧАПВ реалізована з одним циклом роботи.

Функціональна схема ЧАПВ приведена на рисунку 4.12.

Пуск пристрою ЧАПВ здійснюється при одночасній наявності на вході першого логічного елемента «І»:

- внутрішнього входного логічного сигналу пристрою «Пуск від АЧР»;
- зовнішнього входного дискретного сигналу від суміжного пристрою «Дозвіл АПВ на увімкнення».
- Перший логічний елемент «І» спрацює, якщо на інверсному вході його буде відсутній зовнішній входній дискретний сигнал від суміжного пристрою «Заборона ЧАПВ».

Функції другого вихідного логічного елемента «І»:

- ✓ прийом на перший вхід пускового сигналу від статичної пам'яті SRE, яке фіксує роботу АЧР;
- ✓ прийом на другий вхід пускового сигналу від елементів, які дають дозвіл на дію автоматичного повторного включення вимикача Q2 після відновлення частоти на системі шин;
- ✓ прийом на третій інверсний вхід сигналу для дії одного циклу роботи АПВ.
- ✓

Дозвіл на дію автоматичного повторного включення вимикача після відновлення частоти виконується при послідовності сигналів від:

- внутрішнього елемента розрахунку частоти змінного струму по входним аналоговим сигналам напруги фаз (U_A , U_B , U_C) від вимірювального трансформатора TV;
- стану перемикача на роботу «ЧАПВ» - Увімкнена»
- спрацювання елемента «Уставка ЧАПВ, $f >$ » після відновлення частоти, наприклад, більше 49,8 Гц.

Після спрацювання другого логічного елемента «І», якщо немає на інверсному входу блокування АПВ, налаштовується затримка початку передачі сигналу «Час дії ЧАПВ» для дії «Робота ЧАПВ»: сигнал в колах електромагніту увімкнення високовольтного вимикача (ЕВ).

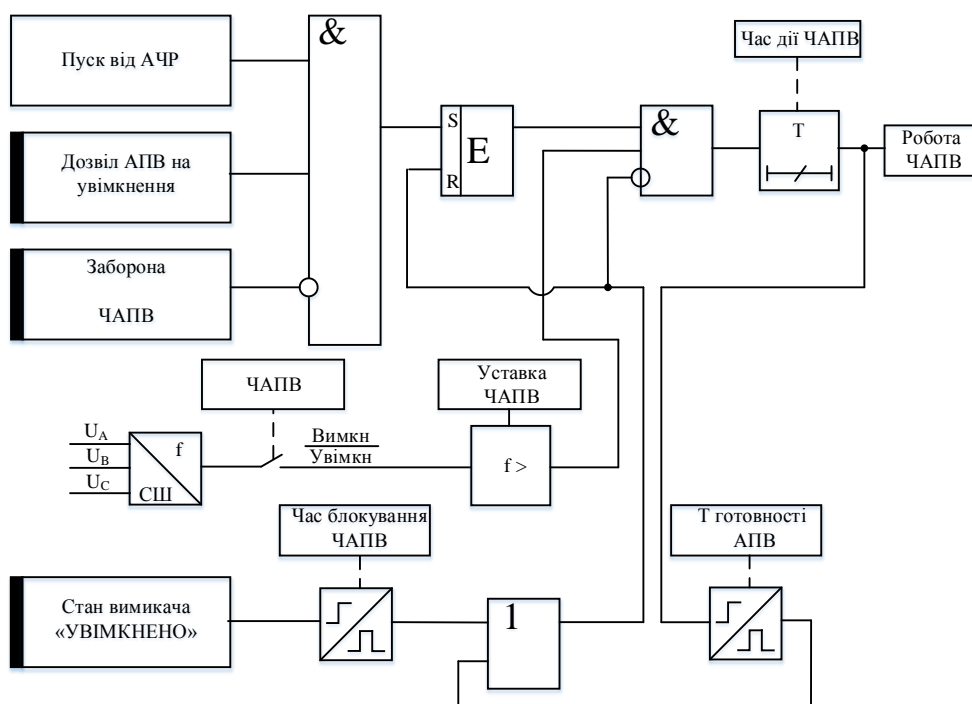


Рисунок 4.12 – Функціональна схема ЧАПВ

Після увімкнення вимикача від АПВ «Стан вимик. «Увімкнена»» відбувається формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу «Час блокування ЧАПВ» на перший вхід логічного елемента «АБО». На другий вхід логічного елемента «АБО» надходить сигнал для забезпечення однократності дії АПВ за рахунок формування вихідного сигналу тривалості Т по передньому фронту вхідного сигналу «Т готовності АПВ».

Скидання статичної пам'яті SRE, яка фіксує роботу АЧР, виконується після автоматичного включення вимикача.

4.7 Збереження нормальної роботи вузла навантаження в циклах АЧР і ЧАПВ

Розглядається місцева електроенергетична система (рис. 4.12), що складається з електростанції ЕС1 з двома генераторами Г1, Г2 в складі підстанцій ПС4 і ПС5.

Підстанція ПС4 додатково отримує живлення через трансформатор зв'язку Т1 від підстанції ПС1 в складі електроенергетичної системи С1. У разі відключення трансформатора Т1 від системи С1 засобами релейного захисту та автоматики навантаження ПС4 додатково отримує живлення від підстанції ПС5 в результаті дії АВР на секційному вимикачі Q8.

Підстанція ПС5 отримує живлення через лінію зв'язку Л1 від електроенергетичних систем С2 і С3.

Шини підстанцій ПС4 і ПС5 через вимикач Q8 мають неявно виражений резерв.

У разі виникнення великого дефіциту активної потужності в системах С2 і С3 пристрої АЧР можуть відключити вимикачем Q10 навантаження підстанції ПС5. В результаті для збереження нормальної роботи ПС5 засобами АВР включається вимикач Q8.

Збереження вихідного режиму роботи ПС5 або близького до нього може бути забезпечено застосуванням ЧАПВ на вимикачі Q10.

У разі відділення підстанції ПС1 від електроенергетичної системи С1 може виникнути великий дефіцит активної потужності (понад 50%) і можливе різке зниження напруги на шинах ПС4 (в окремому районі), яке може спричинити за собою відмову реле частоти. Тому, поряд з пристроями АЧР може бути використана розвантаження іншими способами відділення розглянутого району від системи.

Наприклад, дефіцит активної потужності на шинах підстанції ПС4 виникає внаслідок її відділення від системи під час відключення трансформатора Т1 (зв'язок підстанції ПС4 з підстанцією ПС1). При цьому, поряд з АЧР, що фіксує аварійне зниження частоти на шинах відокремилася електростанція ЕС1.

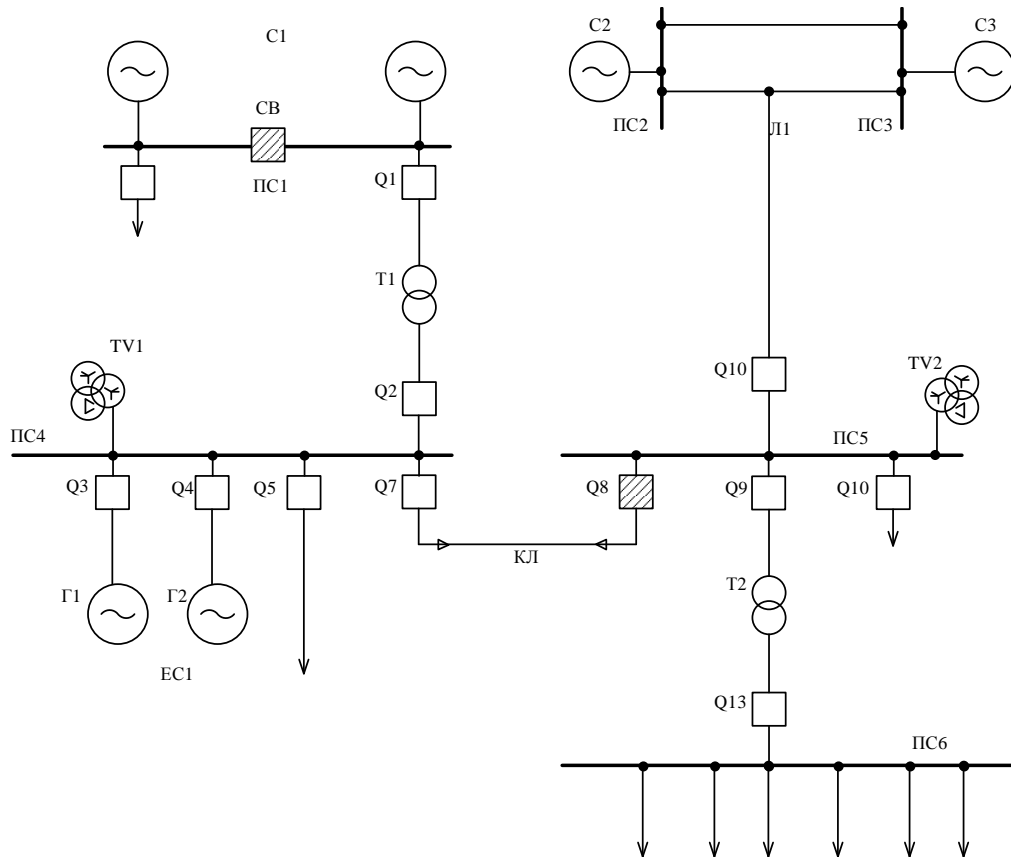


Рисунок 4.12 – Схема місцевої електроенергетичної системи

Для відключення частини споживачів (Q5) може бути використаний факт відключення трансформатора Т1 з метою подачі команди на відключення Q5 від:

- а) допоміжних контактів вимикача Q2, що фіксують положення вимикача;
- б) вихідних реле захистів трансформатора Т1;
- в) контактів реле мінімального струму КА, які фіксують зникнення струму в Т1.

Режим відновлення нормальної роботи навантаження підстанції ПС6 після дії АВР на секційному вимикачі Q8 або АЧР, ЧАПВ на вимикачі Q10.

В результаті дії автоматики АВР, АЧР, ЧАПВ навантаження підстанції ПС5 спочатку втрачає живлення, а потім через час уставок автоматики отримує живлення або від підстанції ПС4 (АВР), або від лінії Л1 (див. рис. 4.12).

Таким чином, в циклах АВР і ЧАПВ на підстанції ПС6 для рухового навантаження відбувається електромеханічний процес - само запуск електродвигунів. Характеристика підстанції ПС6 (рис. 4.13):

- ✓ напруга шини Ш1 6,3 кВ;
- ✓ напруга шин Ш2, Ш3 0,4 кВ;
- ✓ трансформатор Т2: 3200 кВА, $U_K = 7,5 \%$;
- ✓ трансформатори Т3, Т4: 560 кВА, $U_K = 5,5 \%$;
- ✓ М1 - електродвигун генератора постійного струму (збудник)
- ✓ М2, М3 - електродвигуни компресорів;
- ✓ М4, М5, М6 - електродвигуни насосів;
- ✓ М7, М9, М9, М10 - електродвигуни вентиляторів.

Технічні дані електродвигунів приведені в табл. 4.1, де позначено: S - повна потужність електродвигуна, кВА; $K_{п}$ - кратність пускового струму електродвигуна, в.о .; $m_{п}$ - кратність пускового моменту електродвигуна, в.о .; $m_{МАКС}$ - кратність максимального моменту електродвигуна, в.о .; $m_{С}$ - кратність моменту опору механізму електродвигуна при частоті обертання менше критичної, в.о.

Розрахунок само запуску електродвигунів наведено для режиму, коли електродвигуни зупиняються до частоти обертання менше критичної.

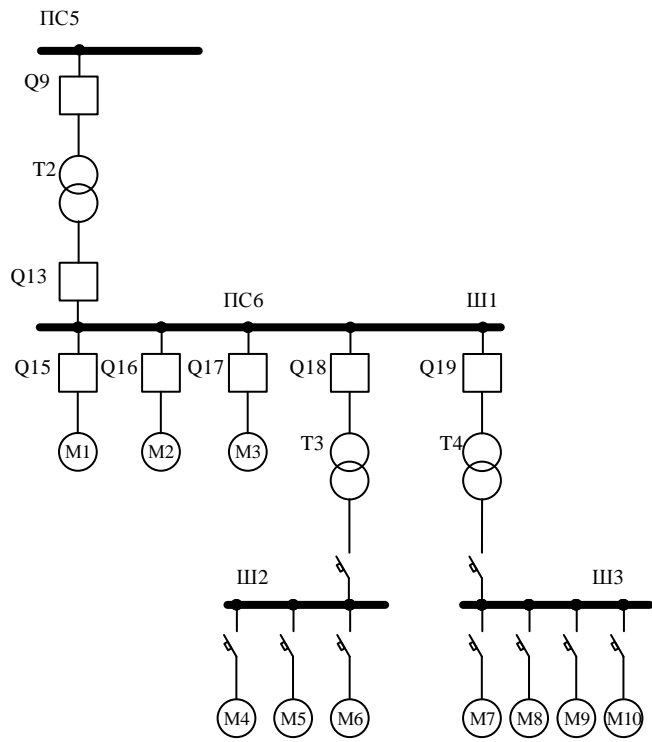


Рисунок 4.13 – Схема електроустановок підстанції ПС6

Таблиця 4.1 – Технічні параметри електродвигунів

М	S, кВА	К _п , в.о.	м _п , в.о.	м _{МАКС} , в.о.	м _с , в.о.
М1	1800	5,0	1,2	2,3	0,2
М2, 3	320	6,5	1,5	2,2	0,5
М4, 5 ,6	120	6,5	1,2	2,4	0,5
М7, 8, 9, 10	100	5,7	1,3	2,0	0,5

Параметри схем заміщення елементів підстанції (рис. 4.14 - 4.15) приведені до базисної потужності, що дорівнює потужності трансформатора Т1:

$$S_6 = S_{T1} = 3200 \text{ кВА.}$$

Трансформатор Т2:

$$X_1 = U_K / 100 = 7,5 / 100 = 0.075.$$

Трансформатори Т3, Т4:

$$X_2 = X_3 = U_K S_6 / (100 * S_H) = 5,5 * 3200 / (100 * 560) = 0.314.$$

Електродвигун М1:

$$X_4 = S_6 / (K_{\Pi} * S_M) = 3200 / (5,0 * 1800) = 0,355.$$

Електродвигуни М2, М3:

$$X_5 = X_6 = S_6 / (K_{\Pi} * S_M) = 3200 / (6,5 * 320) = 1,54.$$

Електродвигуни М4, М5, М6:

$$X_7 = X_8 = X_9 = S_6 / (K_{\Pi} * S_M) = 3200 / (6,5 * 120) = 4,10.$$

Електродвигуни М7, М8, М9, М10:

$$X_{10} = X_{11} = X_{12} = X_{13} = S_6 / (K_{\Pi} * S_M) = 3200 / (5,7 * 100) = 5,61.$$

Спрощення схем заміщення елементів підстанцій ПС5 – ПС6.

Еквівалентний опір електродвигунів М2 і М3:

$$X_{14} = X_5 // X_6 = 1,54 / 2 = 0,77.$$

Еквівалентний опір електродвигунів М4, М5 и М6:

$$X_{15} = X_7 // X_8 // X_9 = 4,1 / 3 = 1,37.$$

Еквівалентний опір електродвигунів М4, М5 и М6:

$$X_{16} = X_{10} // X_{11} // X_{12} // X_{13} = 5,61 / 4 = 1,4.$$

Еквівалентний опір трансформатора Т3 та навантаження шин Ш2:

$$X_{17} = X_2 + X_{15} = 0,314 + 1,37 = 1,68.$$

Еквівалентний опір трансформатора Т4 та навантаження шин Ш3:

$$X_{18} = X_3 + X_{65} = 0,314 + 1,4 = 1,71.$$

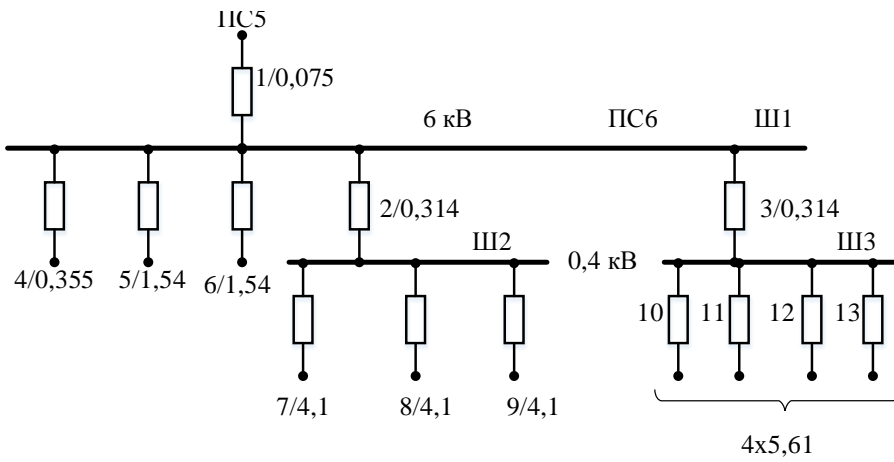


Рисунок 4.14 – Схема заміщення елементів підстанцій ПС5 – ПС6

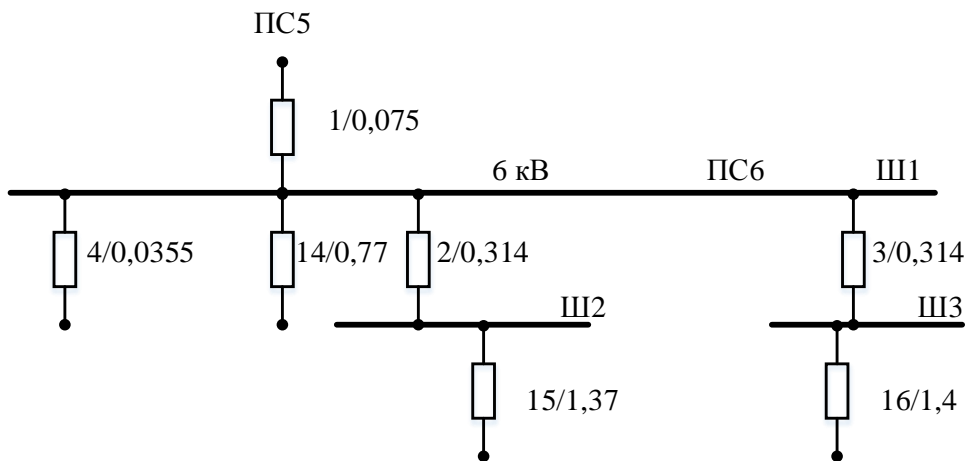


Рисунок 4.15 – Спрощена схема заміщення елементів підстанцій ПС5 – ПС6

Еквівалентний опір навантаження шин Ш1:

$$X_{19} = X_4 // X_{14} // X_{17} // X_{18} = 0,355 // 0,77 // 1,68 // 1,71 = 0,188.$$

Напруга на шинах Ш1 на початку самозапуска всій рухового навантаження підстанції ПС6:

$$U_{Ш1} = X_{19} / (X_1 + X_{10}) = 0,188 / (0,075 + 0,188) = 0,71 U_{НОМ}.$$

Напруга на шинах Ш2 на початку самозапуска всій рухового навантаження підстанції ПС6:

$$U_{Ш2} = U_{Ш1} - U_{Ш1} * X_2 / (X_2 + X_{15}) = 0,71 * 0,314 / 1,68 = 0,56 U_{НОМ}.$$

Напруга на шинах Ш3 на початку самозапуска всій рухового навантаження підстанції ПС6:

$$U_{Ш3} = U_{Ш1} - U_{Ш1} * X_3 / (X_3 + X_{16}) = 0,71 * 0,314 / 1,68 = 0,56 U_{НОМ}.$$

Умова успішності само запуску електродвигунів:

$$m_{П} * (U_{Ш})^2 > 1,1 * m_{С}.$$

Перевірка успішності само запуску електродвигуна генератора постійного струму (збудника):

$$1,2 * (0,71)^2 > 1,1 * 0,2,$$

$$0,6 > 0,22.$$

Умова виконується.

Перевірка успішності само запуску електродвигунів

компресорів: $1,5 * (0,71)^2 > 1,1 * 0,5,$

$$0,76 > 0,55.$$

Умова виконується.

Перевірка успішності само запуску електродвигунів масляних

насосів: $1,2 * (0,58)^2 > 1,1 * 0,5,$

$$0,4 < 0,55.$$

Умова не виконується.

Перевірка успішності само запуску електродвигунів вентиляторів:

$$1,3 * (0,56)^2 > 1,1 * 0,5,$$

$$0,44 < 0,55.$$

Умова не виконується.

Висновок. З повним навантаженням підстанції ПС6 умови само запуску масляних насосів і вентиляторів електродвигунів не виконуються.

З метою успішності само запуску електродвигунів масляних насосів і вентиляторів пропонується в циклах АВР і ЧАПВ на підстанції ПС6 автоматично відключати електродвигун генератора постійного струму.

Тоді:

$$X_{19} = X_{14} // X_{17} // X_{18} = 0,77 // 1,68 // 1,71 = 0,4.$$

Напруга на шинах Ш1 на початку само запуску рухового навантаження підстанції ПС6:

$$U_{Ш1} = X_{19} / (X_1 + X_{10}) = 0,4 / (0,075 + 0,4) = 0,84 U_{НОМ}.$$

Напруга на шинах Ш2 на початку само запуску:

$$U_{Ш2} = U_{Ш1} - U_{Ш1} * X_2 / (X_2 + X_{15}) = 0,84 * 0,314 / 1,68 = 0,683 U_{НОМ}.$$

Напруга на шинах Ш3 на початку само запуску:

$$U_{Ш3} = U_{Ш1} - U_{Ш1} * X_3 / (X_3 + X_{16}) = 0,84 * 0,314 / 1,68 = 0,683 U_{НОМ}.$$

Перевірка успішності само запуску електродвигунів компресорів:

$$1,5 * (0,84)^2 > 1,1 * 0,5,$$

$$1,06 > 0,55.$$

Умова виконується.

Перевірка успішності само запуску електродвигунів масляних насосів:

$$1,2 * (0,683)^2 > 1,1 * 0,5,$$

$$0,6 > 0,55.$$

Умова виконується.

Перевірка успішності само запуску електродвигунів вентиляторів:

$$1,3 * (0,683)^2 > 1,1 * 0,5,$$

$$0,61 > 0,55.$$

Умова виконується.

Таким чином, автоматичне відключення електродвигуна генератора постійного струму дає можливість успішності АВР на секційному вимикачі Q8 і ЧАПВ на вимикачі Q10.

4.8 Пристрої автоматичного відділення власних потреб електростанцій

Поряд з АЧР для недопущення розвитку системної аварії при значних зниженнях частоти застосовується автоматика відділення власних потреб електростанцій (АВВП), що відокремлює власні потреби блокових ТЕС і АЕС на ізольовану роботу, що забезпечує нормальну роботу з частотою 50 Гц механізмів власних потреб таких електростанцій (особливо для циркуляційних насосів АЕС, які подають воду на охолодження реакторів).

Таке відділення дозволяє здійснювати відновлення нормальної роботи ЕЕС після важких системних аварій, оскільки зберігає в роботі ці електростанції навіть при повній зупинці інших джерел генерації в умовах значних дефіцитів активної потужності.

Пристрої автоматичного відділення власних потреб електростанцій (АВВП) виконують відділення окремих енергоблоків (агрегатів) електростанцій на навантаження власних потреб або на збалансоване навантаження прилеглому району разом з навантаженням власних потреб електростанції.

Пристрої АВВП дають можливість успішно мінімізувати збитки від аварій із значним дефіцитом потужності і створює умови для прискореного відновлення паралельної роботи енергосистем чи їх частин після частотних аварій.

АВВП доцільно [ПУЕ]:

- для резервування дії пристроїв АЧР і додаткового автоматичного розвантаження (ДАР) під час аварій;
- у разі, якщо необхідно забезпечити без обмежень електропостачання від шин електростанції споживачів особливої категорії;
- у разі, якщо електростанція визначена як резервна для джерела енергії з метою розвороту з «нуля» інших електростанцій за їх знеструмлення.

На електростанціях з потужними блоками застосування АВВП можливе за наявності блочної автоматичної системи аварійного розвантаження блока, яка забезпечує збалансовану, тривалу і надійну (стійку) роботу блока на навантаження відокремленого району та власних потреб.

АВВП для виділення ТЕС, ГЕС великої та середньої потужності, агрегатів блок-станцій (ТЕЦ) на приблизно збалансоване навантаження та чи або на навантаження власних потреб, як правило, необхідно виконувати з двома пусковими органами. Перший з частотою від 48,6 Гц до 47,2 Гц і часом спрацьовування 0,5 с, а інший з частотою близько 47,5 Гц з затримкою на спрацювання від 30 до 40 с.

Розглянемо, наприклад, блочну електростанцію ТЕС (рис. 4.17), котра пов'язана з двома електроенергетичними системами ЕЕС-1 та ЕЕС-2 через шини середньої напруги (ШСН) та шини високої напруги (ШВН).

Шини середньої напруги і шини високої напруги в'язані автотрансформатором (АТ).

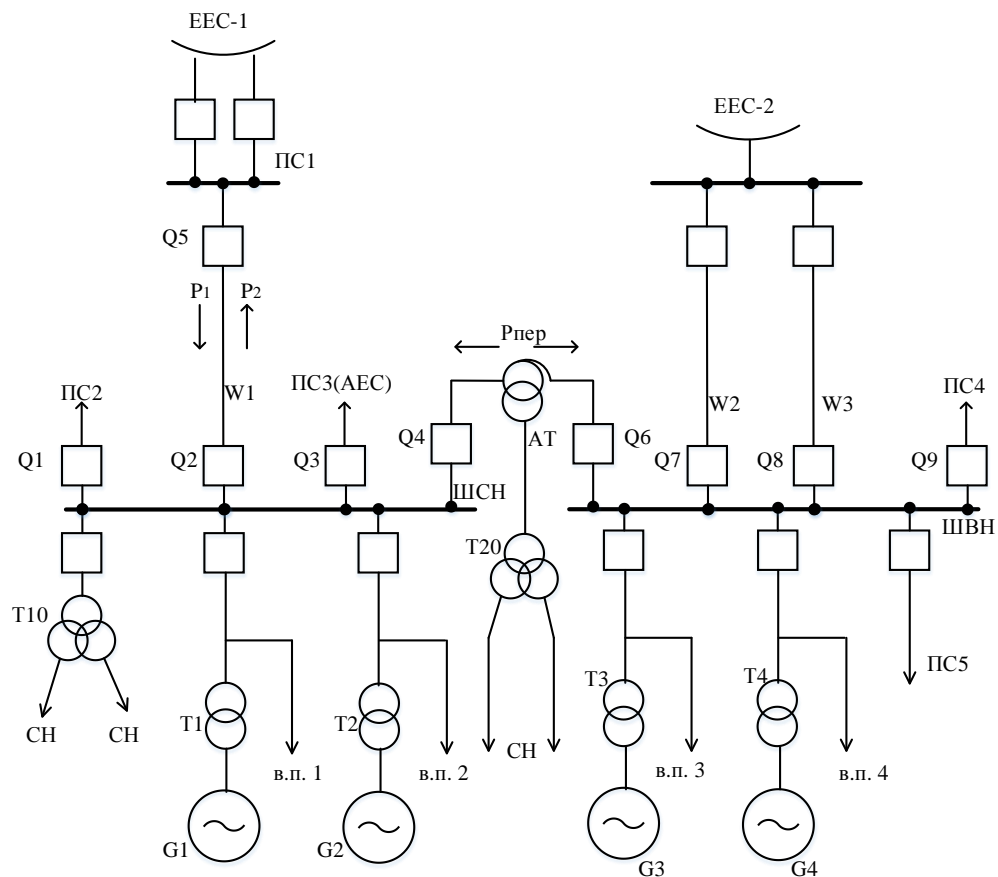


Рисунок 4.17 – Спрощена схема ТЕС

Для резервування живлення власних потреб електростанції використовуються трансформатори Т10 та Т20.

у нормальному режимі роботи електростанція забезпечує живлення районних підстанцій PC2, PC3 та PC4. Особливість

підстанції ПС3 в том, вона забезпечує живлення резервних трансформаторів власних потреб атомної електростанції.

Для недопущення розвитку системної аварії при значних зниженнях частоти в ЕЕС можливі три варіанти:

1) виділення ТЕС і прилеглої мережі зі збалансованим навантаженням;

2) по блочне поділ ТЕС з виділенням енергоблоків на свої власні потреби;

3) виділення частини ТЕС зі збалансованим навантаженням і власними потребами всієї електростанції.

Для даної ТЕС краще третій варіант, при якому виділяється частина ТЕС, що працює на шини середньої напруги, і працює на прилеглу мережу з розривом транзиту через автотрансформатор ТЕС.

Виділення власних потреб (в.п.) здійснюється при дотриманні балансу потужності в виділеній частини ЕЕС з урахуванням дії АЧР в відокремлюваної мережі.

Ділильна автоматика (ДА) має кілька ступенів для поетапного відділення.

На прилеглих підстанціях ПС2 і ПС3 застосовується один щабель для встановлення балансу генерується і споживаної потужності в частині, що відділяється ЕЕС.

На рисунку 4.18 показана послідовність дії АВВП для розглянутих ТЕС і підстанцій.

На ТЕС перший пусковий орган з частотою спрацювання $f_{сп 1} = 48,5$ Гц і часом спрацювання $t_{сп 1} = 0,5$ с діє на переведення власних потреб (в.п. 3 і в.п. 4) енергоблоків на резервні трансформатори Т10 і Т20.

На ТЕС другий пусковий орган з частотою спрацювання $f_{сп 2} = 48,0$ Гц і часом спрацювання $t_{сп 2} = 0,5$ с діє на відключення вимикача Q1 для розвантаження шин середньої напруги від потреб електроенергії підстанції ПС2.

Як що при спрацьованні другого пускового органу, ще і (логічний елемент «І») передача потужності від ТЕС P_2 буде більше сумарного навантаження на шинах середньої напруги $P_{сум. шсн}$ ($P_2 > P_{сум. шсн}$), то буде команда на відключення вимикача Q2 зв'язку ТЕС з енергосистемою ЕЕС-1 для розвантаження шин середньої напруги.

На ТЕС четвертий пусковий орган з частотою спрацювання $f_{СП4} = 47,0$ Гц і часом спрацювання $t_{СП4} = 40$ с або (логічний елемент «АБО») п'ятий пусковий орган з частотою спрацювання $f_{СП5} = 46,0$ Гц і часом спрацювання $t_{СП5} = 0,5$ с діють на відключення вимикача Q6 для відокремлення генераторів G1 та G2 від ЕЕС-1 та ЕЕС-2.

Останнє забезпечує виділення частини ТЕС з генераторами G1 та G2 на збалансоване навантаження власних потреб АЕС (ПС3) и власну потребу в.п.1 – в.п.4 всій електростанції.

На підстанції ПС1 енергосистеми ЕЕС-1 при спрацьованні третього пускового органу з частотою спрацювання $f_{СП3} = 48,0$ Гц і часом спрацювання $t_{СП3} = 1,0$ с і (логічний елемент «І») приймання потужності від ЕЕС-1 P_1 буде більше 70 % від сумарного навантаження підстанції ПС1 ($P_1 > 0,7 P_{\text{сум. ПС1}}$), то буде команда на відключення вимикача Q5 зв'язку ТЕС з енергосистемою ЕЕС-1 для розвантаження шин підстанції ПС1.

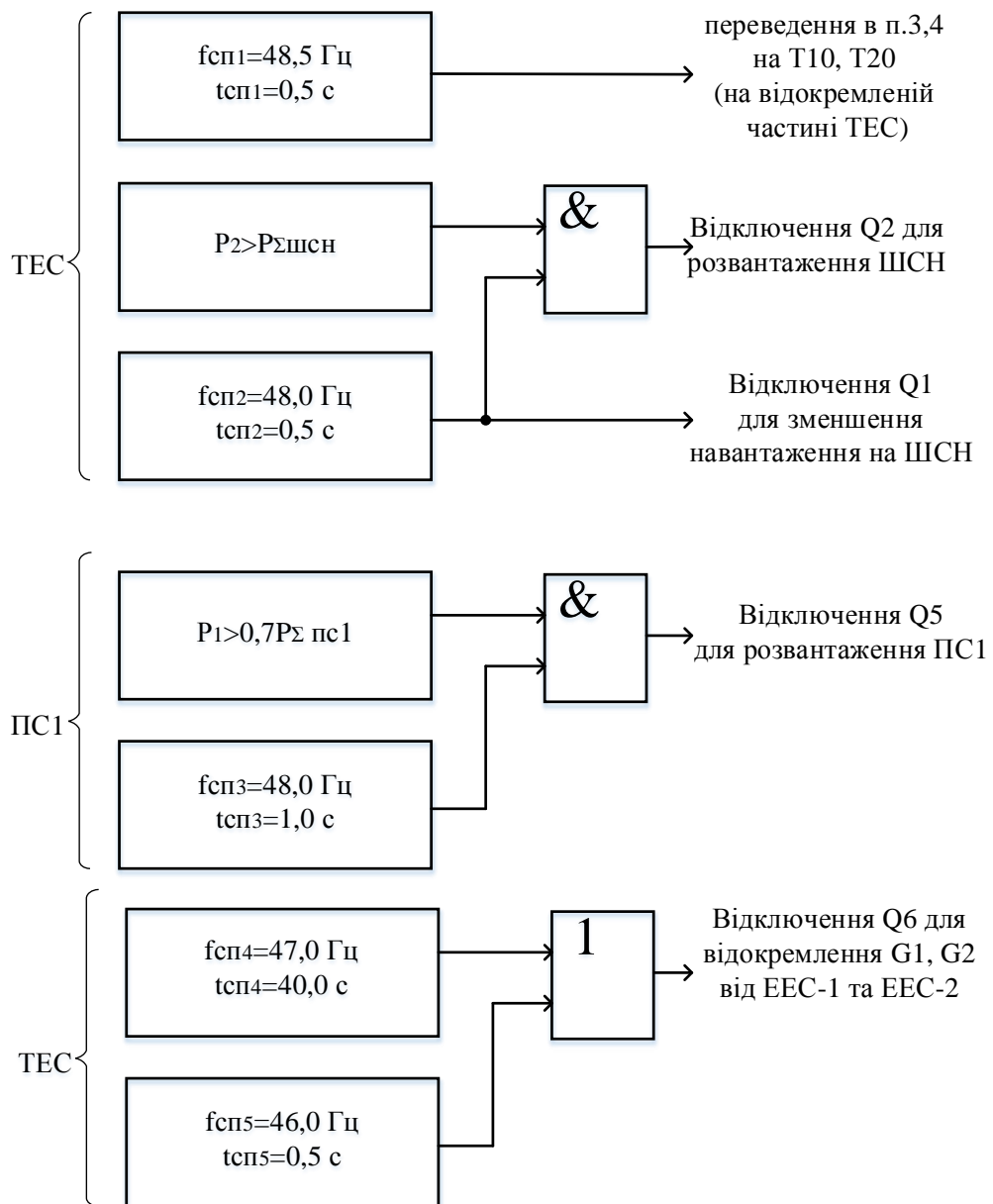


Рисунок 4.18 – Структурна схема автоматичного відділення власних потреб електростанції

Питання для самопідготовки по розділу 4

4.1 Призначення і застосування пристроїв автоматичного обмеження зниження частоти.

4.2 Поясніть склад пристроїв автоматичного обмеження зниження частоти.

4.4 Призначення і застосування пристроїв автоматичного частотного введення резерву електростанцій.

4.5 Призначення і застосування пристроїв автоматичного частотного пуску.

4.6 Призначення і застосування пристроїв автоматичного частотного розвантаження.

4.7 Призначення і застосування пристроїв частотного автоматичного повторного включення.

4.8 Поясніть розрахунок частоти в електроенергетичній системі після аварійного відключення генератора.

4.9 Поясніть алгоритм дії електромеханічного пристрою АЧР с подальшим АПВ.

4.10 Охарактеризуйте умови пуску цифрового пристрою АЧР.

4.11 Охарактеризуйте умови блокування цифрового пристрою АЧР.

4.12 Поясніть дію функціональної схеми АЧР.

4.13 Охарактеризуйте умови пуску цифрового пристрою ЧАПВ.

4.14 Охарактеризуйте умови блокування цифрового пристрою ЧАПВ.

4.15 Поясніть дію функціональної схеми ЧАПВ.

4.16 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть, як виконується збереження нормальної роботи вузла навантаження в циклах АЧР і ЧАПВ?

4.17 Поясніть структурну схему автоматичного відділення власних потреб електростанції.

4.18 На прикладі цифрових пристроїв складіть функціональну схему та поясніть виконання вимоги до спрацьовування АЧР із заданою витримкою часу.

4.19 На прикладі електромеханічних та цифрових пристроїв складіть схему та поясніть виконання вимоги для АЧР до забезпечення відключення вимикачів з однократністю дії.

ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

АВВП - автоматичне відділення блоків електростанцій на навантаження власних потреб та місцевої мережи
АВЗН - автоматичне відділення на збалансоване навантаження
АВНР - автоматичні пристрої після аварійного режиму
АВР - автоматичне включення резерву
АГП - автоматичне гасіння поля
АДП- автоматика диспетчерських перемикачів
АЗ – автоматичне завантаження електрообладнання
АЗПС - автоматичне запобігання порушенням стійкості
АЗТ - автоматичне завантаження трансформаторів і мережі
АЛАР - автоматична ліквідація асинхронного режиму
АНКА-АВПА – пристрої приймання й передачі команд
АОЗН - автоматичне обмеження зниження напруги
АОЗЧ- автоматичне обмеження зниження частоти;
АОПН - автоматичне обмеження підвищення напруги
АОПЧ - автоматичне обмеження підвищення частоти
АП – автоматика пуску електричних машин
АПВ- автоматичне повторне включення
АПВКС – АПВ з контролем синхронізму
АПВВН - АПВ з контролем відсутності напруги
АПВНН - АПВ з контролем наявності напруги
АПВОС - АПВ з очікуванням синхронізму
АПВС – АПВ з самосинхронізацією генераторів і синхронних компенсаторів
АПВУС - АПВ з уловлюванням синхронізму
АР - асинхронний режим
АРЗ - автоматичне регулювання збудження
АРН – автоматичне регулювання напруги
АРЗН – автоматичне розвантаження при зниженнях напруги
АРКТ – автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації
АРМ – автоматичне розвантаження мережі
АРН - автоматичне регулювання напруги
АРУ – автоматичне розвантаження устаткування
АРЧ – автоматичне регулювання частоти
АРЧП - автоматичне регулювання частоти і активної потужності
АСГ – автоматична синхронізація генераторів

АСДУ - автоматизована система диспетчерського управління
АСЗІ - автоматизована система збору інформації
АСКУЕ - автоматика контролю параметрів системи та її режимів роботи
АСОЕ - автоматизована система обліку електроенергії
АСС – автоматична синхронізація систем (ліній, шин)
АСУТП - автоматизована система управління технологічними процесами
АТ – автотрансформатор
АУ – автоматичне управління
АУП – автоматичне аварійне управління активною потужністю
АХ - асинхронний хід
АХХ – автоматика холостого ходу (переведення блоку на холостий хід)
АЧД - автоматика частотна ділильна
АЧП - автоматичний частотний пуск
АЧР- автоматичне частотне розвантаження;
ВН - висока напруга
ВП - власні потреби
ВРУ- відкритий розподільчий устрій
ВЧ - висока частота
ГЗ – газовий захист
ГА - гідроагрегат
ГРЗ – групове регулювання збудження
ДА – ділильна автоматика
Д.А. – доаварійний режим
ДАР - додаткове автоматичне розвантаження;
ДГ – дуговий захист комірок
ДЗМН – ділильний захист мінімальної напруги
ДЗШ – диференційний захист шин
ДП - диспетчерський пункт
ДС- ділення системи
ДФЗ- диференційна-фазний захист
ЕГ - електричне гальмування
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМК – електромагнітний коректор
ЕРС - електрорушійна сила

ЕУ – електроустановка
ЕС - електростанція
ЗАР – захист від асинхронного режиму
ЗЗ – земляний захист
ЗМН – захист мінімальної напруги
ЗНЗ – захист від замикань на землю
ЗНР – захист від несиметричних режимів
ЗПН – захист від підвищення напруги
ЗПР – захист від перевантаження
КВН - контроль відсутності напруги
КЗ - коротке замикання
ККС – керування, контроль та сигналізація
КНН - контроль наявності напруги;
КС - контроль синхронізму
КТП – комплектний трансформаторний пункт
ЛЗШ – логічний захист шин
ЛР - локальний реєстратор
МПРЗА - мікропроцесорний пристрій релейний захисту та автоматики
МСЗ - максимальний струмовий захист
НДЦ – національний диспетчерський центр
Н.Р. – нормальний режим
НАПВ - несинхронне АПВ
НН - низька напруга
НС – надлишкові спрацювання релейного захисту
ОАПВ - однофазне АПВ
ОГ - вимкнення генераторів
ОЕС - об'єднана енергосистема
ОІК - оперативна-інформаційний комплекс
ОН - вимкнення навантаження
ПА - протиаварійна автоматика
П.А. – після аварійний режим
ПАУ- протиаварійне управління
ПДЗ – поздовжній диференційний захист
ПЛ - повітряна лінія електропередачі
ПРВВ - пристрій резервування відмови вимикача
ПР - первинне регулювання

ПУ - пункт управління
ПС – підстанція
РДЦ – регіональний диспетчерський центр
РЕМ - район електричних мереж
РЗ - релейний захист
РЗА - релейний захист і автоматика
РП – розподільчий пункт
РПН - пристрій регулювання напруги трансформаторів під навантаженням
РТ- розвантаження турбін
РУ - розподільна установка
СА – пристрої системної автоматики
САВН - спеціальне автоматичне вимкнення навантаження
САРЧП - система автоматичного регулювання частоти
СДА – струмова ділительна автоматика
СЗ – струмовий захист
СЗЗП – струмовий захист зворотної послідовності
СЗНП – струмовий захист нульової послідовності
СК – струмове компаундування
СМВ – струмова максимальна відсічка
СЗТМІ - система збору телемеханічної інформації
СН - середня напруга
СС – самосинхронізація генераторів
ТАПВ - трифазне АПВ
ТВ - телевимірювання
ТВП – трансформатор власних потреб
ТК - телекерування
ТН - трансформатор напруги
ТП – трансформаторний пункт
ТС - трансформатор струму
ФЗ- форсування збудження
ФК – фазове компаундування
ФПК - форсування пристроїв компенсації
ЦОП - центральний обчислювальний пристрій
ЧАПВ - частотне АПВ
ЧДА – частотна ділительна автоматика
ШАПВ - швидкодіючі АПВ

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

- 1 Барзам А. Б. Системная автоматика / А.Б. Барзам. – М., Энергоатомиздат. 1989 – 446 с.
- 2 Беркович М.А. Основы автоматике энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Семенов. – М., Энергия, 1968. – 432 с.
- 3 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматике электросетей. / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – Москва: Компания Энергомашвин, 2006. – 360 с.
- 4 Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматике/ Е.Г. Дорохин. – Краснодар: Совет. Кубань. Кн. 2: Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей. – 2012. – 432 с.
- 5 Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем. Учеб. пособие / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, М.М. Савин – М., Энергия, 1977. – 440 с.
- 6 Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для среднего профессионального образования / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. — Москва: Академия, 2014. — 287 с.
- 7 Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат. 1988. – 416 с.
- 8 Сокол Є. І. Автоматика противоаварійного 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 Їровін О. В., 2020. – 216 с.
- 9 Шелепетень Т.М. Захисна автоматика електричних мереж: Навч. посібник для студентів спеціальностей 7.090602 та 8.090602 "Електричні системи та мережі" всіх форм навчання. – Львів, 2002, 157 с.
- 10 Barsali S, Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply // S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi / IEEE, 2002, vol.2, P. 789 - 794.
- 11 Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах: Учебно-метод. пособие. В 4 ч. Ч. 4. Предупреждение и ликвидация

аварийных режимов / Е.В. Калентионок. Под ред. В.Т.Федина. – Мн.: БНТУ, 2004. – 187 с.

12 Минченко А.А. Управление режимами энергосистем и вопросы автоматизации: учеб. пособ. / А.А. Минченко, В.Н. Яровой. – Харьков. НТУ «ХПИ», 2009 – 189 с.

13 Баженов В.М. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 1. – 236 с.

14 Баженов В.Н. Анализ работы релейной защиты и автоматики для послеаварийного восстановления схемы электроснабжения //Вісник Національного політехнічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Енергетика: Надійність та енергоефективність. - Х.: НТУ «ХПІ»: - 2013. – №17(990). С. 18-25.

15 Баженов В.М., Одегов М.М. Сучасні технології та методи побудови систем релейного захисту і автоматики в електроенергетиці, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: web.kpi.kharkov.ua/avkib/uk/metodichne-zabezpechennya/. – Дата звернення 21.07.2021 р.

16 Гуревич В.И. Технический прогресс в релейной защите. Опасные тенденции развития РЗА. // Новости электротехники. –2011.– № 5.–С. 38–40.

17 Гуревич В.И. Электромеханические и микропроцессорные реле защиты. Возможен ли симбиоз? // Релейная защита и автоматизация.–2013.–№ 02 (11).–С. 42–44.

18 Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко — Москва: МЭИ, 2010. — 336 с.:

19 Сабадаш І.О. Новітні мікропроцесорні технології в експлуатації мереж 6 – 35 кВ. - Электрические сети и системы, , 2011, – №6.

20 Силаев Ю. Релейная защита от плавкой вставки до микропроцессора // Релейная защита и автоматизация. 2012. №01 (06). – С.48-53.

21 Симонов А. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров // Электрик. 2012. №.12. – С. 12-18.

22 Технподдержка. Хартрон - Инкор [Электронный ресурс]. Режим доступа:

<https://hartron-inkor.com/tehpodderzhka> – Дата звернення 21.07.2021 р.

23 ПМ «ДІАМАНТ» Каталог продукции релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docplayer.ru/34224335-Pm-rza-diamant-katalog-produkcii-releynaya-zashchita-protivoavariynaya-avtomatika-nauchno-proizvodstvennoe-predpriyatie-hartron-inkor.htm2>. – Дата звернення 21.07.2021 р.

24 Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. - М.: НТФ Энергопрогресс ,1999. –64 с.

25 Gurevich V. Electronic Devices on Discrete Components for Industrial and Power Engineering / V. Gurevich. – CRC Press (Taylor & Francis Group), Boca Raton – London – New York, 2008. – 419 p.

26 Smart Power Grids - Talking about a Revolution. IEEE Emerging Technology Portal, 2009.

27 Правила улаштування електроустановок. – [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294853/4294853915.htm> – Дата звернення 01.12.2021 р.

28 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – Москва: Высш. школа, 1991. – 496 с.

29 Богорад А.М. Автоматическое повторное включение. / А.М. Богорад, Ю.Г. Назаров. – М., Энергия, 1969. –336 с.

30 Иванов Ю.И. Управление и автоматика в электроустановках энергосистем /Ю.И. Иванов –Киев, Техника, 1967. – 406 с.

31 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад – Л.: Энергия. 1976. – 288 с.

32 ПМ РЗА «Діамант» Релейний захист та протиаварійна автоматика [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://hartron-inkor.com>. – Дата звернення 21.07.2021 р.

33 Баран П.М. Автоматичне повторне ввімкнення в електричній

мережі з ізольованою нейтраллю за однофазного замикання на землю / П. М. Баран, В. П. Кідиба, Я. Д. Пришляк, І. О. Сабадаш. Електроенергетичні та електромеханічні системи. Т. 2, № 1, 2020. С. 1–

34 Сборник статей – Хартрон Инкор [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://hartron-inkor.com/sites/default/files/pdf/sbornik_statey.pdf. – Дата звернення 22.07.2021 р.

35 ПМ РЗА «Діамант» Релейний захист та протиаварійна автоматика [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://hartron-inkor.com>. – Дата звернення 21.07.2021 р.

36 Баженов В.М. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с.

37 Байтер И.И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций / И.И. Байтер, Н.А. Богданова. – М., Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.

38 Шабад М.А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов / М.А. Шабад – Ленинград: Энергоатомиздат. 1987. – 120 с.

39 Баженов В.Н. Релейная защита и автоматика энергетических систем/ В.Н. Баженов, О.Г. Гриб, Н.Н.Одегов и др. – Харьков: «Типография Мадрид», 2015. – 340 с.

40 Москалев А.Г. Автоматическая частотная разгрузка энергетических систем / А.Г. Москалев. – М. – Л. Госэнергоиздат, 1969.

41 Баженов В.Н. Расчет релейной защиты и систем автоматики в электроэнергетике / В.Н. Баженов, Е.И. Сокол, О.Г. Гриб, В.Г. Сыченко, А.А. Данилов, Ю.В. Владимиров, Д.А. Гапон, С.В. Швец, Т.С. Иерусалимова, Н.В. Рудевич. – Харьков: ФОП Панов В.Н., 2017. – 412 с.

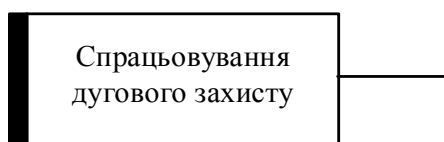
42 Шабад М.А. Релейная защита и автоматика на электроподстанциях, питающих синхронные двигатели / М.А. Шабад – Ленинград: Энергоатомиздат. 1984. – 64 с.

43 Релейний захист електроенергетических систем. Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є.І. Сокол, Г.А. Сендерович, О.Г. Гриб, В.М. Баженов та ін. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. – 306 с.

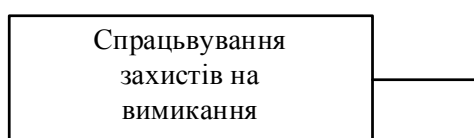
ДОДАТОК А

Прийняті умовні графічні позначення елементів функціональних схем автоматики енергосистем

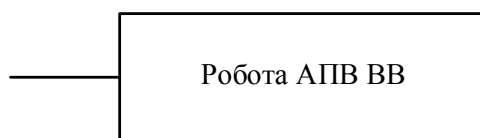
1 Зовнішній вхідний дискретний сигнал від суміжного пристрою



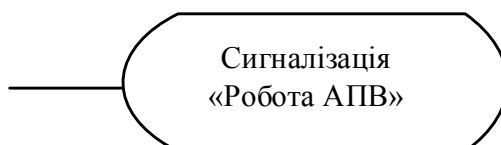
2 Внутрішній вхідний логічний сигнал пристрою



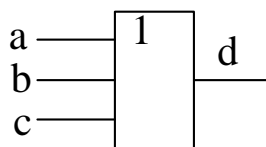
3 Внутрішній вихідний логічний сигнал пристрою



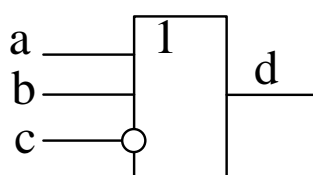
4 Зовнішній вихідний дискретний сигнал - повідомлення від пристрою



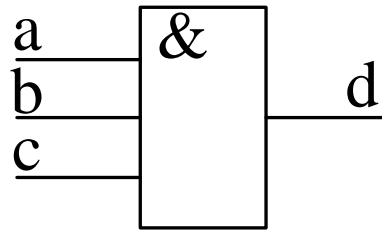
5 Логічна операція «АБО»



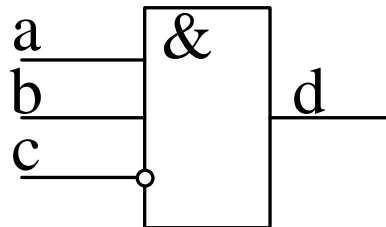
6 Логічна операція «АБО - НІ» (с – інверсія сигналу)



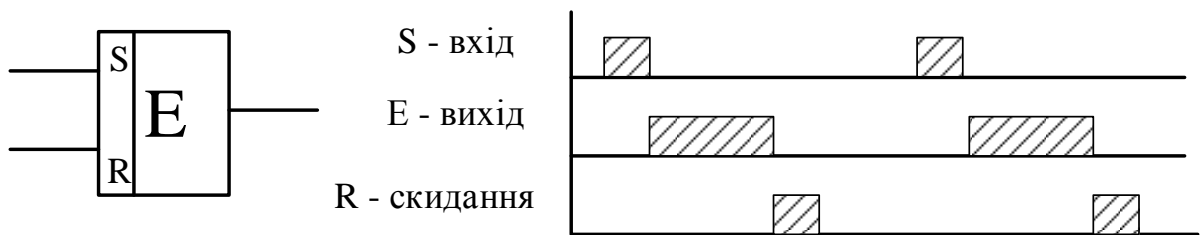
7 Логічна операція «І»



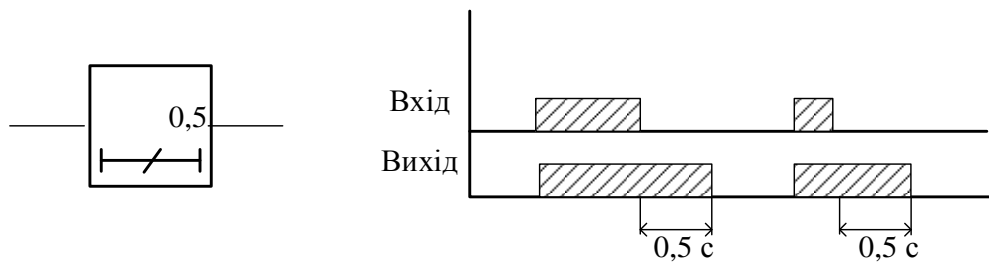
8 Логічна операція «І - НІ» (с- інверсія сигналу)



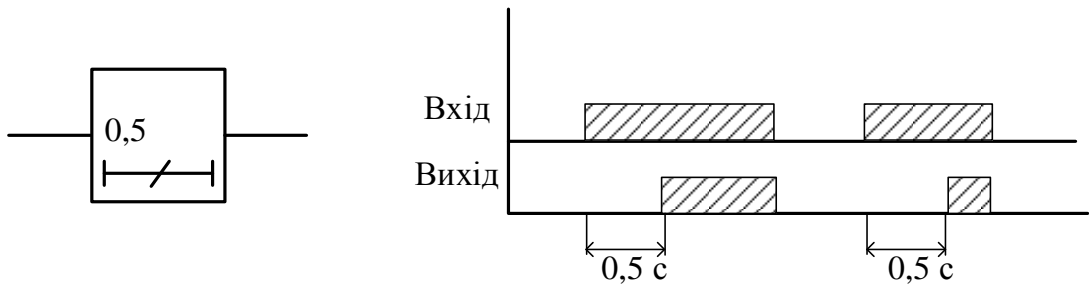
9 Статична пам'ять



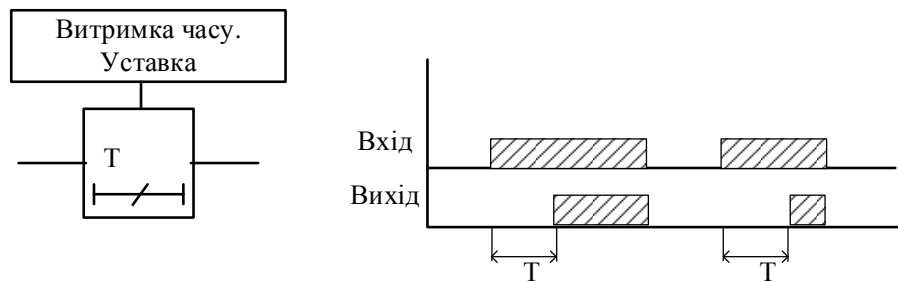
10 Фіксоване збільшення (на 0,5 с) тривалості передачі сигналу



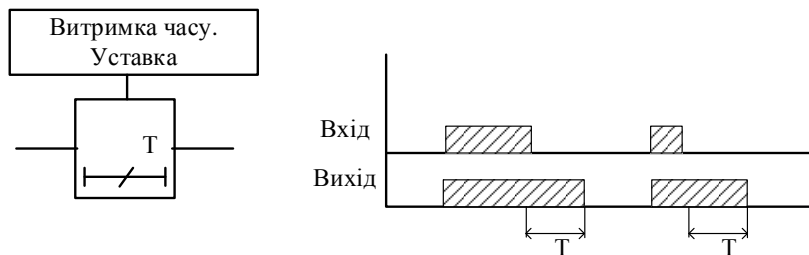
11 Фіксоване затримка (на 0,5 с) початку передачі сигналу



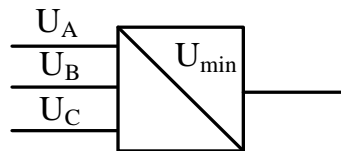
12 Налаштовується затримка початку передачі сигналу з ім'ям уставки за часом



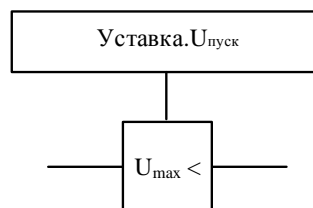
13 Налаштовується збільшення тривалості передачі сигналу з ім'ям уставки за часом



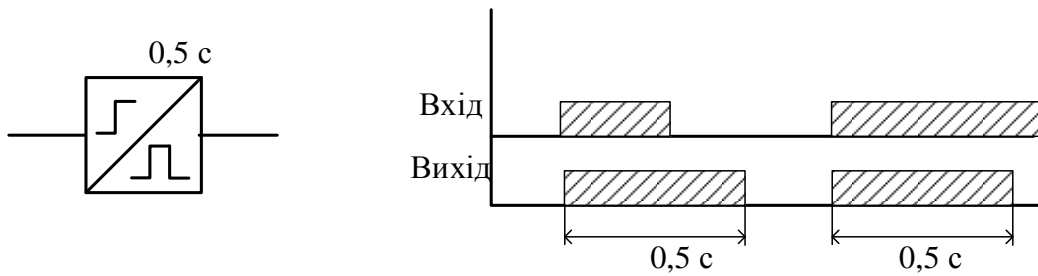
14 Розрахунок аналогового сигналу по вхідним, наприклад, розрахунок U_{\min} по (U_A , U_B , U_C)



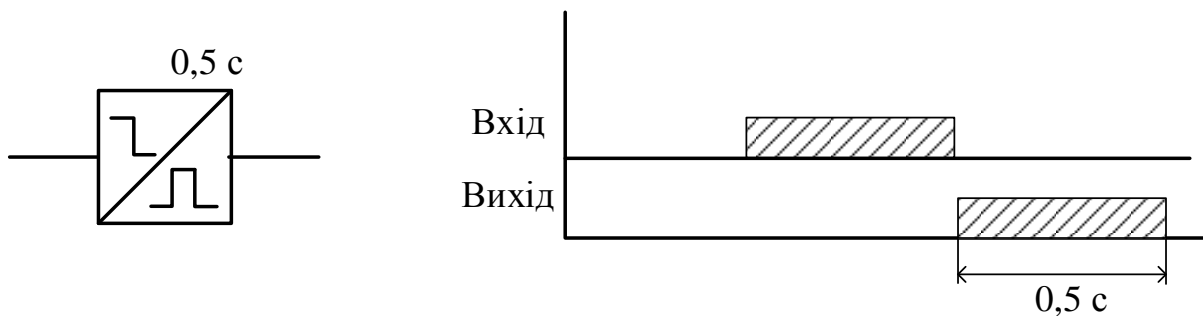
15 Параметр уставки, наприклад, $U_{\text{ПУСК}}$



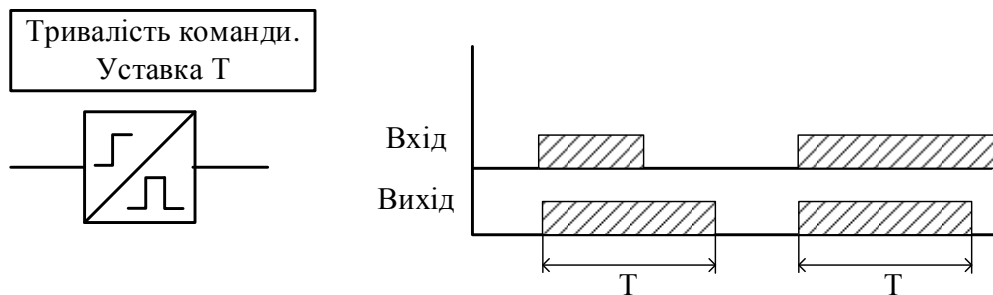
16 Формування вихідного сигналу з фіксованою тривалістю по передньому фронту вхідного сигналу



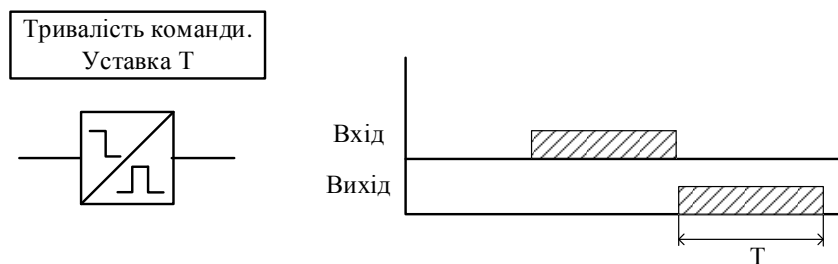
17 Формування вихідного сигналу з фіксованою тривалістю по задньому фронту вхідного сигналу



18 Формування вихідного сигналу по передньому фронту вхідного сигналу. Тривалість задана уставкою



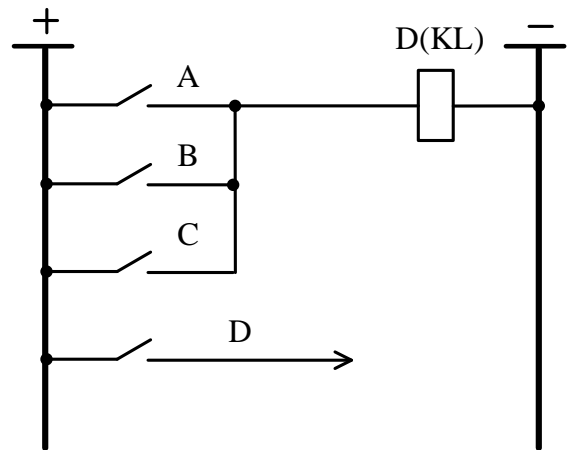
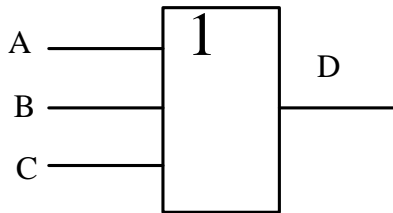
19 Формування вихідного сигналу по задньому фронту вхідного сигналу. Тривалість сигналу задана уставкою



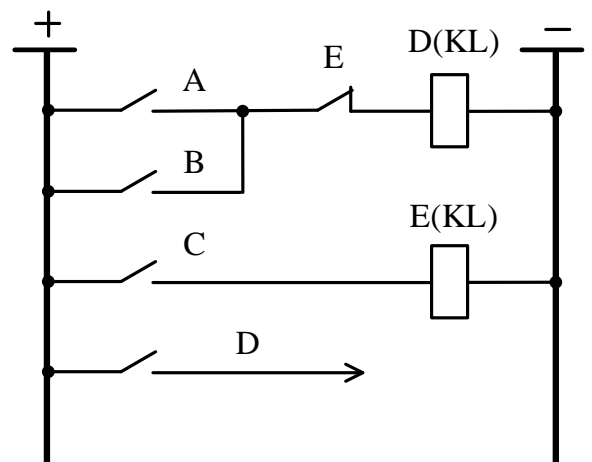
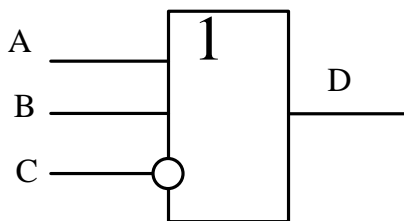
ДОДАТОК В

Порівняння обробки цифрових та релейно-контактних сигналів

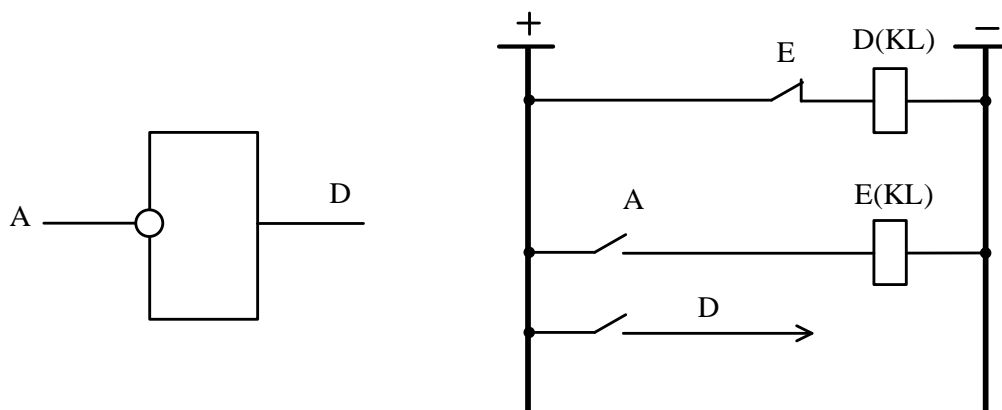
1. Логічна операція «АБО»



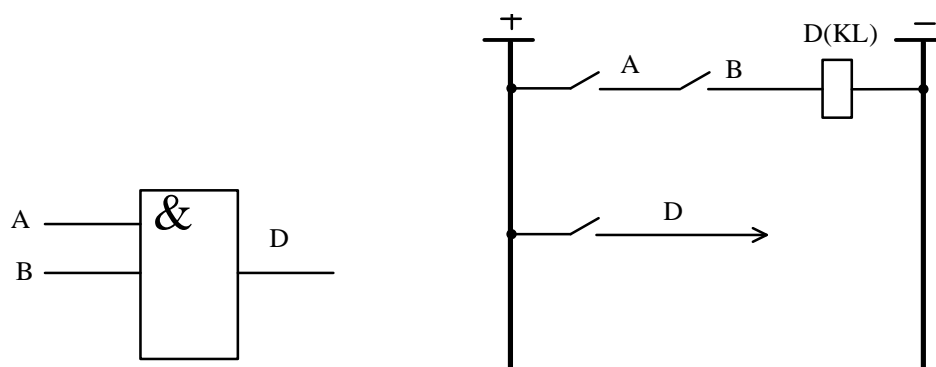
2. Логічна операція «АБО - НІ»



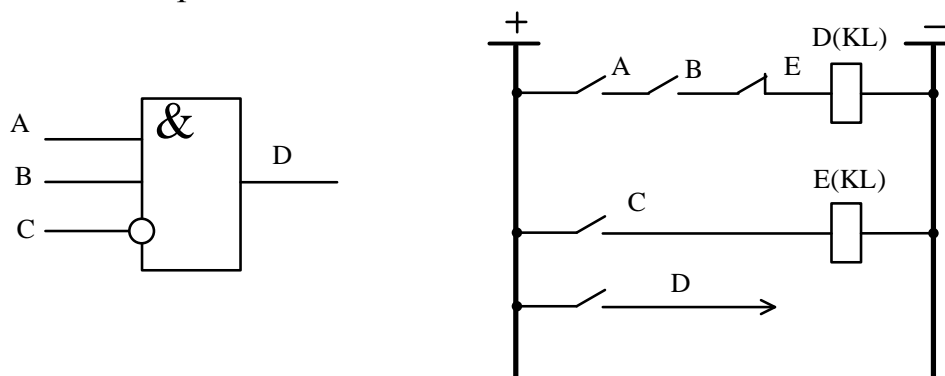
3. Логічна операція «НІ»



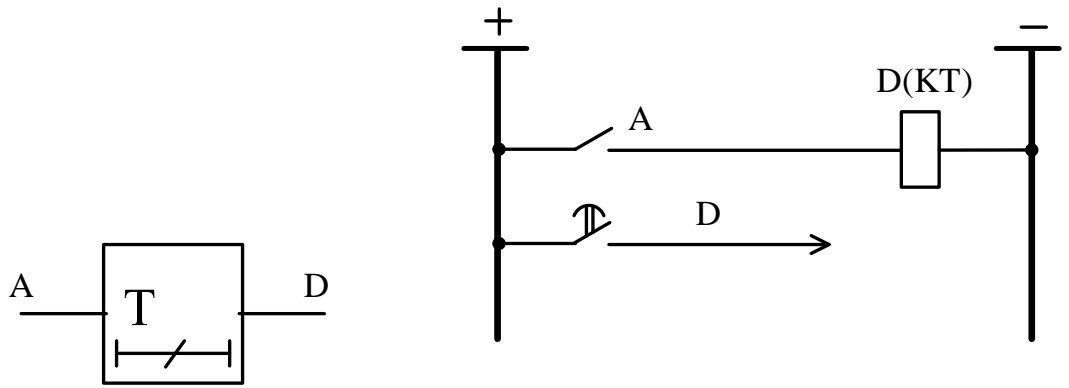
4. Логічна операція «І» Логічна операція «І»



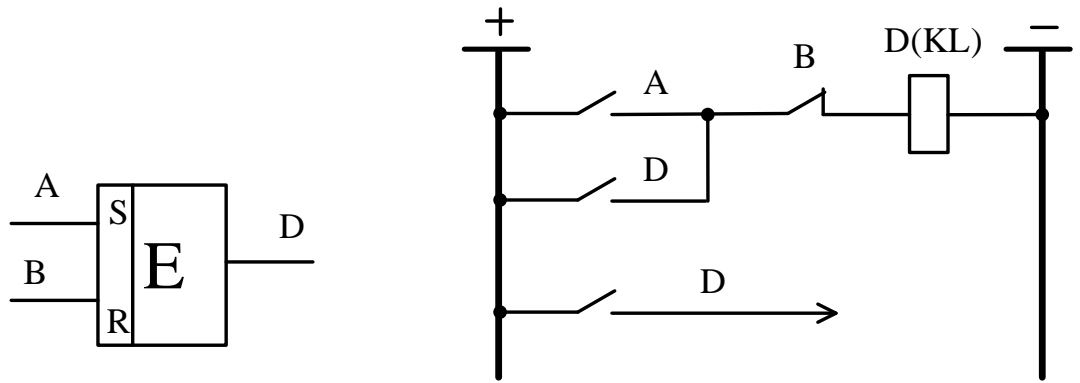
5. Логічна операція «І -НІ»



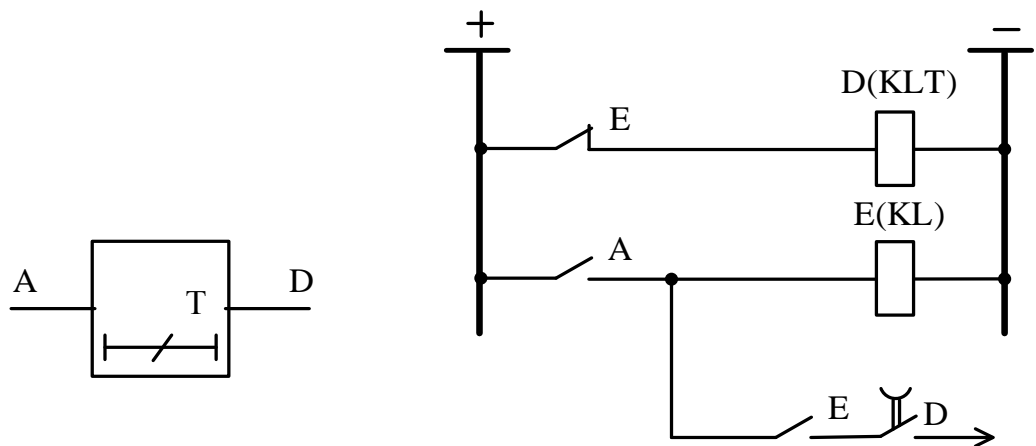
6.. Затримка часу на спрацювання



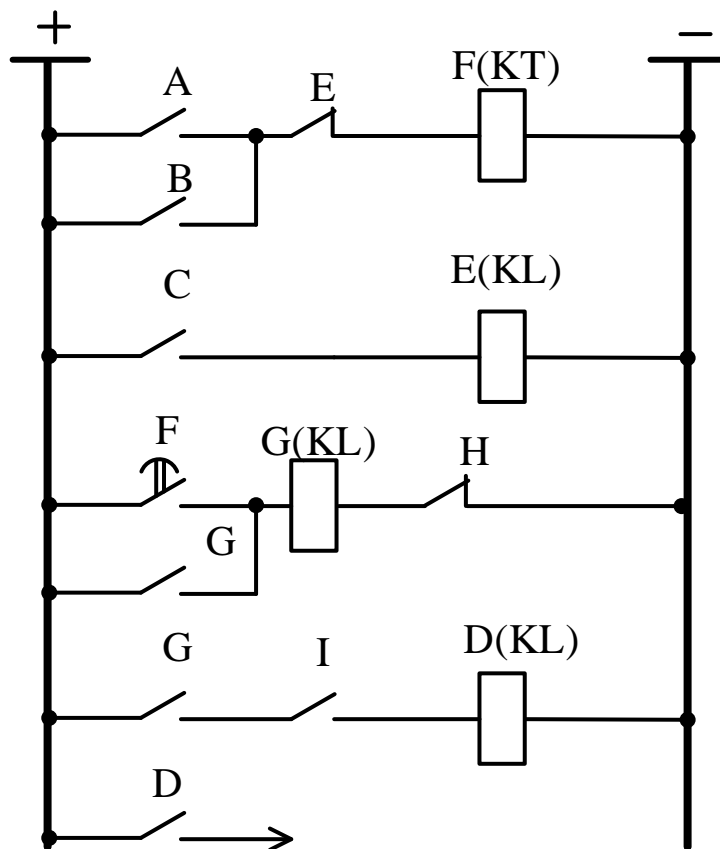
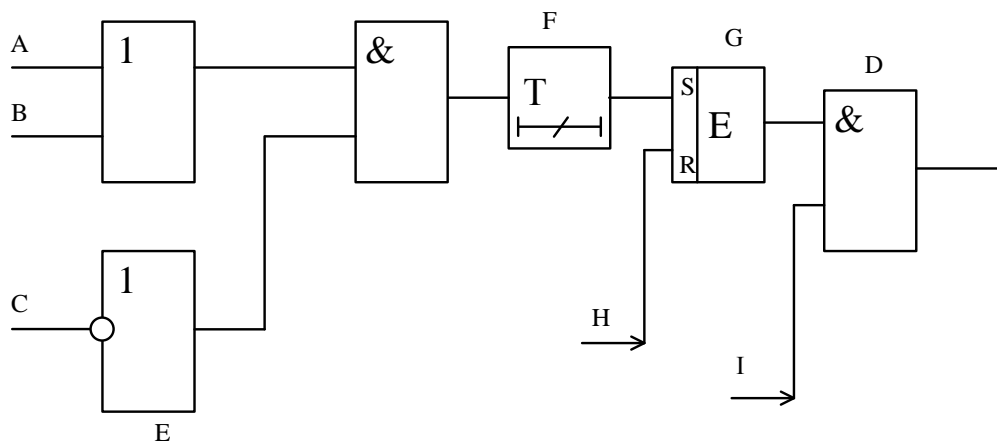
7. Статична пам'ять, тригер



8. Затримка часу на повернення



9. Функціональна схема простого цифрового пристрою



Навчальне видання

БАЖЕНОВ Володимир Миколайович

ОДЕГОВ Микола Миколайович

**АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

**Навчальний посібник
(українською мовою)**

За авторською редакцією

**Формат 60x84 1/16. Папір офсетний
Друк офсетний. Гарнітура Таймс. Ум. друк. арк. 10,75.
Наклад 100 прим. Замовлення №150201
Ціна договірна.**

**Видавець ТОВ «ПЛАНЕТА-ПРИНТ»
вул. Багалія, 16, м. Харків, 61002,
свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4568
від 17.06.2013.**

**Виготовлювач ФОП Черняк Л. О.
61002, м. Харків, вул. Багалія, 16
Свідоцтво № 2480000000079553, від 16.05.2007 р.**