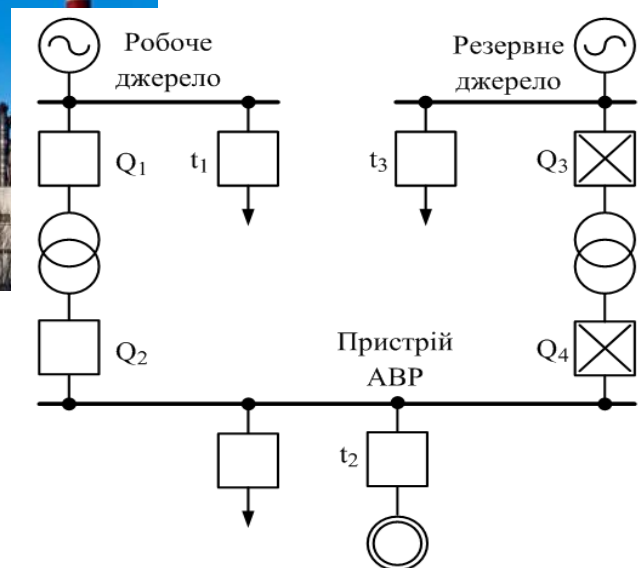


О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко, І. О. Гунько

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко, І. О. Гунько

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Електронний навчальний посібник
комбінованого (локального та мережного) використання

Вінниця
ВНТУ
2023

УДК 621.316.925

Р49

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 11 від 30.06.2022 р.)

Рецензенти:

С. В. Василець, доктор технічних наук, професор

О. О. Мірошник, доктор технічних наук, професор

А. В. Килимчук, кандидат технічних наук, начальник департаменту експлуатації високовольтних мереж ПрАТ «Рівнеобленерго»

Д. П. Печерога, начальник служби релейного захисту та автоматики АТ «Вінницяобленерго»

Рубаненко, О. Є.

Р49 Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 125 с.

Навчальний посібник призначений для виконання практичних робіт та для самостійної роботи студентів з дисципліни «Релейний захист і автоматика електричних станцій», а також може бути корисним для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка» денної та заочної форм навчання.

УДК 621.316.925

©ВНТУ, 2023

ЗМІСТ

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ.....	5
ВСТУП	7
1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНИХ ЗАХИСТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	8
1.1 Розрахунок уставок релейного захисту блока турбогенератор – трансформатор електростанції	8
1.2 Приклад розрахунку релейного захисту гідрогенератора СГКВ-480/115-64, який працює з трансформатором ТРДНС-25000/35	17
2 РОЗРАХУНОК УСТАВОК, ВИБІР ТИПІВ РЕЛЕ ТА ВИДІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	30
2.1 Розрахунок подовжнього диференціального захисту трансформатора	30
2.2 Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора	35
2.3 Розрахунок захисту трансформатора від перевантаження.....	37
2.4 Газовий захист трансформатора	38
3 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ТА ВИБІР ТИПІВ РЕЛЕЙНИХ ЗАХИСТІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	39
3.1 Розрахунок струмової відсічки лінії.....	39
3.2 Розрахунок максимального струмового захисту лінії	41
3.3 Розрахунок максимального струмового захисту нульової послідовності	43
4 АВТОМАТИЧНЕ ВМИКАННЯ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НАПАРАЛЕЛЬНУ РОБОТУ	48
4.1 Загальні положення.....	48
4.2 Автоматичне вмикання способом самосинхронізації.....	48
4.3 Автоматичне вмикання способом точної синхронізації	49
4.4 Умови задач	50
4.5 Контрольні запитання.....	50
5 АВТОМАТИЧНЕ ВМИКАННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА ОБЛАДНАННЯ (АВР).....	52
5.1 Загальні положення.....	52
5.2 Умови задач	54
5.3 Контрольні запитання.....	56
6 АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВМИКАННЯ (АПВ) ЛІНІЙ З ДВОСТОРОННІМ ЖИВЛЕННЯМ	57
6.1 Властивості ПАПВ.....	57
6.2 Способи пуску АПВ.....	57
6.3 Часові параметри, що враховуються під час налаштування ПАПВ.....	58
6.4 Прискорення дії захисту під час АПВ (ПДЗ АПВ)	60

6.5 ПДЗ після АПВ	60
6.6 ПДЗ до АПВ.....	61
6.7 Почергове АПВ (ПО АПВ)	63
6.8 АПВ в поєднанні з діями автоматичних відокремлювачів.....	65
6.9 Принцип виконання АПВ.....	65
6.10 АПВ на вимикачі з електромагнітним приводом	67
6.11 Робота АПВ.....	68
6.12 АПВ ЛЕП з двостороннім живленням	69
6.13 Вимоги до ПАПВ та розрахунок їхніх параметрів.....	71
6.14 Умови задач з розрахунку параметрів АПВ.....	77
6.15 Контрольні запитання.....	87
7 АВТОМАТИЧНЕ ЧАСТОТНЕ РОЗВАНТАЖЕННЯ (АЧР) ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ (ЕЕС)	88
7.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	88
7.2 Умови задач	89
7.3 Контрольні запитання.....	90
8 АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСА ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ НА ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	91
8.1 Загальні положення.....	91
8.2 Умова задачі	91
8.3 Контрольні запитання.....	92
9 АВТОМАТИКА ЛІКВІДАЦІЇ АСИНХРОННОГО РЕЖИМУ	93
9.1 Загальні положення.....	93
9.2 Умова задачі	99
9.3 Контрольні запитання.....	99
10 РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ	100
ЛІТЕРАТУРА	104
ДОДАТОК А. Приклади розв'язання задач.....	106

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

АПВ	– автоматичне повторне вмикання,
АПВ ОС	– автоматичне повторне вмикання з очікуванням синхронізму,
ОС	– очікування синхронізму,
АПВ УС	– АПВ з уловлюванням синхронізму,
УС	– уловлювання синхронізму,
АПВ С	– АПВ с самосинхронізацією,
С	– синхронізм,
ПАПВ	– пристрій АПВ,
П	– пристрій,
ПАПВ ОС	– пристрій АПВ ОС,
$t_{с.а.}$	– час спрацьовування АПВ,
$t_{в.в.}$	– час вимикання вимикача,
$t_{кт}$	– час спрацьовування реле часу
КSS	– реле синхронізації,
КА	– реле струму,
$\delta_{с.р}$	– кут спрацьовування реле,
$\delta_{п.в}$	– кут повернення реле,
АПВ УС	– АПВ з уловлюванням синхронізму,
СК	– синхронний компенсатор,
$t_{вим.в}$	– час вимикання вимикача,
ШАПВ	– швидкодійне АПВ,
АГП	– автомат гасіння поля,
ЕРС	– електрорушійна сила,
$Q_{роб.}$	– робочий вимикач,
$Q_{рез.}$	– резервний вимикач,
$U_{с.р}, I_{с.р}$	– напруга та струм спрацьовування реле,
$U_{п.р}, I_{п.р}$	– напруга та струм повернення реле,
$U_{зал.к}$	– значення залишкової напруги за КЗ,
$U_{зап}$	– напруга самозапуску електродвигунів,
$K_{від}$	– коефіцієнт відлагодження,
ПОН	– пусковий орган напруги (реле напруги)
АВР	– автоматичне введення резерву,
$K_I, K_{ТС}$	– коефіцієнт трансформації трансформатора струму,
K_i	– кратність пускового струму,
$U_{д.ном}$	– номінальна напруга електродвигуна,
S_k	– критичне ковзання,
$S_{дв}$	– ковзання двигуна,
$u_{ном}$	– номінальна частота обертання ротора електродвигуна,
НЗ	– нульова затримка, неселективний захист,
ПАВР	– пристрій введення резерву,
АЧР	– автоматичне частотне розвантаження,

ПАЧР – пристрій АЧР,
 K_n – коефіцієнт регулювального ефекта навантаження
ТАПВ – трифазне АПВ,
ПЛЕП – повітряна лінія електропересилань,
ОАПВ – однофазне АПВ,
ТАПВ – трифазне АПВ,
 $t_{АПВ}$ – час спрацювання АПВ,
 $t_{ОВ}$ – час відключення АПВ,
 t_B – час включення вимикача ЛЕП,
 $t_{БП}$ – час безструмової паузи,
 $t_{ГП}$ – час готовності привода,
 $t_{ОВ}$ – час відключення АПВ,
 $t_{ДС}$ – час деіонізації дугогасного середовища (наприклад повітря),
 $t_{СА}$ – час АПВ на спрацювання,
 $t_{СП}$ – час самоповернення привода вимикача в стан готовності,
 $t_{СА I}$ – час спрацювання першого циклу АПВ,
 $t_{СА II}$ – час спрацювання другого циклу АПВ,
 $t_{ПЗ}$ – час повернення захисту в початковий стан,
 $t_{БЗ}$ – час спрацювання швидкодійного захисту,
 $t_{МЗ}$ – час спрацювання повільно діючого захисту,
 $t_{СА}$ – час спрацювання АПВ,
ПДЗ – прискорення дії захисту,
ПО АПВ – почергове АПВ,
 $t_{С АПВ}$ – час спрацювання АПВ,
I – однократне АПВ,
II – однократне АПВ,
III – однократне АПВ.

ВСТУП

Діяльність людини тісно пов'язана з широким використанням електричної енергії. Велика кількість генерованої, транспортованої та споживаної електричної енергії потребує високих показників надійності електричного обладнання.

Значно актуальнішою постає задача якісної експлуатації електрообладнання (ЕО) в умовах війни. У вирішення цієї задачі важливу роль відіграють релейний захист та протиаварійна автоматика, які **дозволяють** швидко виявляти виникнення аварійних та особливих режимів в електричних системах, виявляти пошкоджене електричне обладнання, швидко його відключати найближчим вимикачем та сигналізувати експлуатуючому персоналу про виникнення аварійних та особливих режимів в електричних системах. Це дозволяє значно зменшити кількість пошкоджень, особливо суміжного з пошкодженням, електричного обладнання за рахунок зменшення часу існування аварійного режиму. А також це дозволяє скороти час знеструмлення споживачів та покращити якість електричної енергії в умовах пошкодження електричного обладнання внаслідок військових дій.

Метою посібника є ознайомлення зі схемами та методиками розрахунку параметрів релейного захисту та протиаварійної автоматики електрообладнання електроенергетичних систем. Матеріали, викладені в посібнику можуть бути використані під час навчального проєктування релейного захисту та автоматики відповідно до технічного завдання та нормативно-технічної документації та призначені допомогти у вивченні пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики електроенергетичних систем.

Для деяких задач в цьому розділі посібника наведено розв'язання. По тексту номери таких задач позначено додатковою літерою «р». Наприклад, **Задача 1р.**

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНИХ ЗАХИСТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

1.1 Розрахунок уставок релейного захисту блока турбогенератор - трансформатор електростанції

1.1.1 Початкові дані для розрахунку

Розглянемо розрахунок уставок спрацьовування захисту блока генератор-трансформатор. Турбогенератор типу ТВМ-500УЗ. Блочний трансформатор – ТЦ-630000/500.

Таблиця 1.1 – Номінальні дані генератора ТВМ-500УЗ

$S_{ном}$,	$U_{ном}$,	$I_{ном}$,	$I_{fном}$,	X''_d ,	X'_d ,	X_d ,	X_2 ,
МВ·А	кВ	кА	кА	в.о.	в.о.	в.о.	в.о.
588,2	36,75	9,24	5,600	0,27	0,38	0,243	0,327

Таблиця 1.2 – Номінальні дані трансформатора ТЦ-630000/500

$S_{ном}$,	$U_{ном}$,	$U_{ном}$,	U_k ,	I_x ,
МВ·А	кВ	кВ	%	%
630	525	36,75	14	0,25

1.1.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору уставок захистів необхідно провести розрахунок струмів КЗ. Розрахункова схема показана на рис. 1.1.

Поперечна надперехідна ЕРС обмотки статора:

$$\begin{aligned}
 E''_{q*} &= \sqrt{(U_{н*} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{н*} \cdot \sin \varphi + I_{н*} \cdot X''_d)^2} = \\
 &= \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,27)^2} = 1,166.
 \end{aligned}
 \tag{1.1}$$

Опір трансформатора відносно базових параметрів генератора:

$$X_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{Г.ном}}{S_{Т.ном}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{588,2}{630} = 0,13. \quad (1.2)$$

Визначимо струми КЗ у разі пошкодження на виводах генератора (точка замикання К1 на рис. 1.1):
за трифазного КЗ:

$$I_{II,0}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d''} = \frac{1,166}{0,27} = 4,319 \text{ в.о.}; \quad (1.3)$$

струм зворотної послідовності за двофазного КЗ:

$$I_{2II,0}^{(2)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_2} = \frac{1,166}{0,27 + 0,327} = 1,953 \text{ в.о.} \quad (1.4)$$

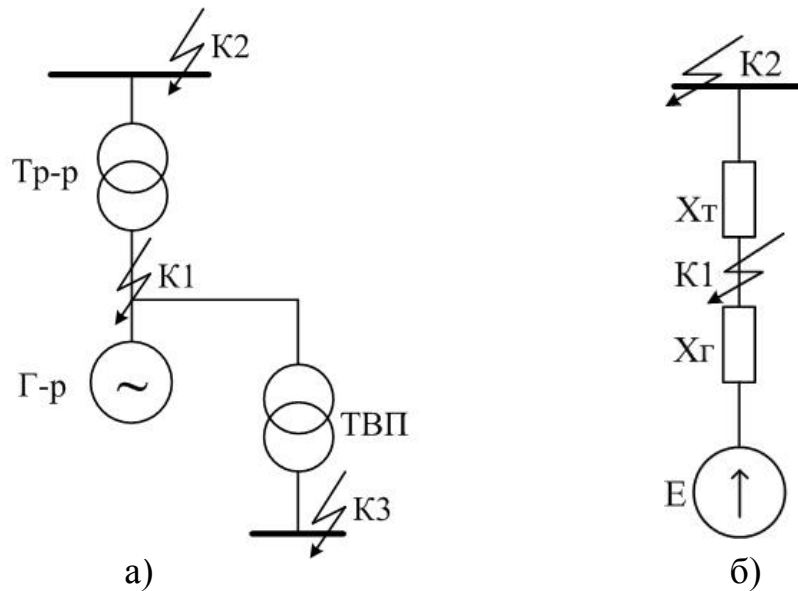


Рисунок 1.1 – Схеми для розрахунку уставок захисту блока генератор-трансформатор:
а) розрахункова схема, б) заступна схема

Визначимо струми КЗ у разі пошкодження за блочним трансформатором в точці замикання К2 (рис. 1.1):

$$I_{xII,0}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_T} = \frac{1,166}{0,27 + 0,13} = 2,915 \text{ в.о.}; \quad (1.5)$$

$$I_{2П,0*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{X_d'' + X_2 + 2X_T} = \frac{1,166}{0,27 + 0,327 + 0,13 \cdot 2} = 1,361 \text{ в.о.} \quad (1.6)$$

1.1.3 Захист від багатозфазних КЗ в обмотці статора та на його виводах

Вибираємо поздовжній диференційний захист з реле типу ДЗТ-11/5.

Далі робимо розрахунок параметрів цього захисту:

- кількість витків робочої обмотки реле беремо $w_{роб} = 144$ витки; коефіцієнти трансформації трансформаторів струму однакові:

$$n_{ТС} = \frac{12000}{5} = 2400;$$

- визначимо максимальну розрахункову величину первинного струму небалансу $I_{нб.розр.макс}$ в усталеному режимі протікання через трансформатори струму зовнішнього максимального струму:

$$I_{нб.розр.макс} = k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.макс} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 33100 = 1655 \text{ А}; \quad (1.7)$$

- визначимо МРС за протікання по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{роб} = \frac{k_n \cdot I_{нб.розр.макс} \cdot \omega_{роб}}{n_T} = \frac{1,6 \cdot 1655 \cdot 144}{2400} = 158,9 \text{ А}; \quad (1.8)$$

- визначимо МРС гальмування:

$$F_{гал} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{роб}^2}{100^2} - 1} = 136 \cdot \sqrt{\frac{158,9^2}{100^2} - 1} = 168,6 \text{ А}; \quad (1.9)$$

- визначимо вторинне значення струму гальмування:

$$I_{гал.в} = \frac{I_{зовн.розр.макс}}{n_T} = \frac{33100}{2400} = 13,79 \text{ А}; \quad (1.10)$$

- визначимо кількість витків в обмотці гальмування:

$$w_{гал.розр} = \frac{F_{гал}}{I_{гал.в}} = \frac{168,6}{13,79} = 12,2 \text{ вит.} \quad (1.11)$$

Беремо $w_{гал} = 13$ витків.

1.1.4 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо захист напруги 1-ї та 3-ї гармонік без зони нечутливості типу ЗЗГ-1. Захист ЗЗГ-1 має два органи:

- максимальне реле напруги першої гармоніки, яке захищає 85–90% витків обмотки статора зі сторони лінійних затискачів;

- реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням, яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі та саму нейтраль.

До реле напруги та реле з гальмуванням підводиться напруга зі сторони лінійних затискачів від трансформатора напруги типу ЗНОМ. Для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових затискачів від трансформатора напруги типу ЗОМ.

Захист діє з незалежною витримкою часу – 0,5 с.

1.1.5 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист з блок-реле типу КРС-2. Реле вмикається на різницю фазних струмів від трансформаторів струму, які встановлено на стороні нульових затискачів, та на міжфазну напругу від трансформатора напруги на виводах генератора. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті комплексної площини зі зсувом в 3-й квадрант, і яка охоплює початок координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу.

Опір спрацювання захисту:

$$\begin{aligned} Z_{сз} &= \frac{0,95 \cdot U_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{Г,ном} \cdot k_n \cdot k_{II} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нае})} = \\ &= \frac{0,95 \cdot 36,75}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 9,24 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^0 - 53^0)} \end{aligned} \quad (1.12)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_u = \frac{Z_{сз}}{Z_{діл}} = \frac{1,297}{0,938} = 1,38 > 1,2, \quad (1.13)$$

де

$$Z_{\text{дiл}} = Z_T + Z_{\Gamma} = 0,304 + 0,634 = 0,938 \text{ Ом}; \quad (1.14)$$

$$Z_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\Gamma.\text{ном}}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{37^2}{630} = 0,304 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Gamma} = X_d'' \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\Gamma.\text{ном}}} = 0,27 \cdot \frac{37^2}{588,2} = 0,634 \text{ Ом}. \quad (1.15)$$

Витримка часу I ступеня узгоджується з максимальною витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{\text{сз.I}} = t_{\text{ел.маx}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}. \quad (1.16)$$

Витримка часу II ступеня:

$$t_{\text{сз.II}} = t_{\text{сз.I}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}. \quad (1.17)$$

1.1.6 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та симетричних перевантажень

Використовуємо струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Захист здійснюється одним фільтр-реле струму зворотної послідовності типу РТФ-6М, яке має такі елементи:

- пусковий орган без витримки часу для забезпечення пуску і повернення інтегрального органу «відсічка II», його доставка визначається, як:

$$I_{\text{с.пуск}} = 0,1 \cdot I_{\Gamma.\text{ном}} = 0,1 \cdot 9240 = 924 \text{ А}; \quad (1.18)$$

- інтегральний орган з інтегрально-залежною величиною часу $t_{\text{дон}} = f(I_2)$, який забезпечує правильність роботи захисту під час зміни струму зворотної послідовності I_2 та охолодження ротора після усунення несиметричного перевантаження:

$$t_{\text{дон}} = \frac{A}{I_{2II,0}^2} = \frac{8}{1,953^2} = 2,1 \text{ с}; \quad (1.19)$$

- орган «відсічка I», який спрацьовує без витримки часу та призначений для дії захисту з незалежною витримкою часу, як резервний захист від зовнішніх несиметричних КЗ:

-

$$I_{сз2,I} = 0,4 \cdot I_{Г.ном} = 0,4 \cdot 9240 = 3696 \text{ А}; \quad (1.20)$$

- орган «відсічка II», який спрацьовує без витримки часу та призначений для резервування швидкодійних захистів турбогенератора з незалежною витримкою часу:

$$I_{сз2,II} = \frac{I_{2П,о}^2}{k_ч} = \frac{1,953 \cdot 9240}{1,2} = 15038 \text{ А}; \quad (1.21)$$

- сигнальний орган, який спрацьовує без витримки часу та призначений для фіксування з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора:

$$I_{сз2,СО} = 0,05 \cdot I_{Г.ном} = 0,05 \cdot 9240 = 462 \text{ А}. \quad (1.22)$$

1.1.7 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Використовуємо струмовий захист з двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу. Захист здійснюється за допомогою блок-реле РЗР-1М, яке має такі елементи:

- вхідний перетворювальний пристрій:

$$\frac{I_{рот.ном.в}}{I_{рзр.ном}} = 0,7 \div 1,2, \text{ де } I_{рзр.ном} = 2,5 \text{ А}; \quad (1.23)$$

- сигнальний орган, який спрацьовує без витримки часу за струмів збудження, коли вони перевищують допустиме значення:

$$I_{сз.СО,перв} = 1,05 \cdot I_{рот.ном} = 1,05 \cdot 5600 = 5880 \text{ А}, \quad (1.24)$$

витримка часу сигнального органу – 10 с;

- пусковий орган, який спрацьовує без витримки часу та контролює пуск і повернення інтегрального органу:

$$I_{сз.ПО,перв} = 1,1 \cdot I_{рот.ном} = 1,1 \cdot 5600 = 6160 \text{ А}; \quad (1.25)$$

- інтегральний орган, який діє з двома інтегрально-залежними витримками часу залежно від накопичування теплоти в обмотці збудження під час перевантажень та охолодження після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органу не здійснюється. Для приєднання реле РЗР-1М використовується пристрій П-528, який має трансформатор постійного струму.

1.1.8 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Використовуємо максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу з реле типу РТВК:

$$I_{сз} = \frac{k_n}{k_{\Pi}} \cdot I_{Г.ном} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 9240 = 9800 \text{ А.} \quad (1.26)$$

Витримка часу узгоджується з захистами, які діють на увімкнення.

1.1.9 Додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження під час його роботи з резервним збудником

Використовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання реле напруги

$$U_{сз} = 1,5 \cdot I_{рот.ном} \cdot R_{рот.ном} = 1,5 \cdot 5600 \cdot 0,0342 = 287,3 \text{ В.} \quad (1.27)$$

Витримка часу захисту – 20 с.

1.1.10 Захист від асинхронного режиму за втрати збудження

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу (одне з трьох реле опору типу КРС-2). Реле вмикається на різницю фазних струмів від трансформаторів струму та на міжфазну напругу від трансформатора напруги так, щоб кутлова характеристика знаходилась в III та IV квадрантах комплексної площини опору і не охоплювала початку координат. Лінія максимальної чутливості в комплексній площині за кута максимальної чутливості реле 80° розташовується в III квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики: $d = 1,1 \cdot X_d = 1,1 \cdot 2,43 = 2,673 \text{ в.о.}$

Зсув характеристики: $a = 0,4 \cdot X_d = 0,4 \cdot 0,38 = 0,152 \text{ в.о.}$

За цих параметрів забезпечується надійне неспрацювання захисту у разі нормального режиму роботи, режиму недозбудження та у випадку асинхронного режиму в енергосистемі.

Час дії захисту – 1-2 с.

Захист діє після виникнення струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

1.1.11 Захист від підвищення напруги на затискачах турбогенератора та трансформатора

Використовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, який діє за недопустимих підвищень напруги в режимі

холостого ходу або скидання навантаження. Пусковим органом є реле напруги типу РН-58/200. Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора використовується реле струму типу РТ-40Р. Реле напруги вмикається на міжфазну напругу від трансформатора напруги на виводах генератора.

Напруга спрацювання пускового органу:

$$U_{сз} = 1,2 \cdot U_{Г.ном} = 1,2 \cdot 36,75 = 44,1 \text{ кВ}, \quad (1.28)$$

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_n} = \frac{44,1}{350} = 0,126 \text{ кВ}. \quad (1.29)$$

Струм спрацювання реле блокування:

$$I_{сз} = 0,1 \cdot I_{Г.ном} = 0,1 \cdot 9240 = 924 \text{ А}, \quad (1.30)$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{924 \cdot 1}{2400} = 0,385 \text{ А}. \quad (1.31)$$

Витримка часу – 0,3 с.

1.1.12 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР-3, який виконується з накладанням на коло збудження змінного струму з частотою 25 Гц.

1.1.13 Захист від усіх випадків КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошинуванні високої напруги та міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Використовуємо загальний поздовжній диференційний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21.

Він виконується трифазним на всіх сторонах та трирелейним для підвищення чутливості і надійності.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = 0,3 \cdot I_{ном.ВН} = \frac{0,3 \cdot 9240}{525 / 36,75} = \frac{2772}{14,3} = 193,8 \text{ А}. \quad (1.32)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{П,о*}}^{(3)} \cdot I_{\text{Г.ном}}}{k_{\text{БТ}} \cdot I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 4,319 \cdot 9240}{14,3 \cdot 193,8} = \frac{34719,6}{277,1} = 12,5 > 2. \quad (1.33)$$

1.1.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраліями

Встановлюємо двоступеневий струмовий захист нульової послідовності з незалежною витримкою часу (реле струму типу РТ-40 та реле часу).

Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка комплекту I:

$$I_{\text{сз.I}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{k_{\text{н}}} = \frac{646}{1,5} = 430,7 \text{ А}, \quad (1.34)$$

$$I_{\text{ср.I}} = \frac{I_{\text{сз.I}}}{n_{\text{T1}}} = \frac{430,7}{400/5} = 5,38 \text{ А}. \quad (1.35)$$

Уставка комплекту II:

- за умовою забезпечення надійного спрацювання за неповнофазного вимкнення блока у разі мінімального навантаження:

$$I_{\text{сз.II}} = \frac{0,4 \cdot I_{\text{ном.ВН}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{0,4 \cdot 646}{1,2} = 215,3 \text{ А}, \quad (1.36)$$

$$I_{\text{ср.II}} = \frac{I_{\text{сз.II}}}{n_{\text{T1}}} = \frac{215,3}{80} = 2,69 \text{ А}; \quad (1.37)$$

- за умовою узгодження з захистом комплекту I:

$$I_{\text{ср.II}} = \frac{I_{\text{ср.I}}}{1,05} = \frac{5,38}{1,05} = 5,12 \text{ А}. \quad (1.38)$$

Беремо $I_{\text{ср.II}} = 2,69 \text{ А}$.

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{П,о*}}^{(3)} \cdot I_{\text{Г.ном}}}{k_{\text{БТ}} \cdot I_{\text{сз.I}}} = \frac{34719,6}{14,3 \cdot 430,7} = 5,64 > 2. \quad (1.39)$$

Витримка часу ділення:

- за умовою узгодження з резервним захистом елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{сз.дйл} = t_{сз.елем.макс.} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}; \quad (1.40)$$

- за умовою узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{сз.дйл} = t_{сз з прискоренням} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}. \quad (1.41)$$

Беремо:

$$t_{сз.дйл} = 1 \text{ с}.$$

Витримка часу першого ступеня комплекту II:

$$t_{сз.1} = t_{сз.дйл} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}. \quad (1.42)$$

Витримка часу другого ступеня комплекту II:

$$t_{сз.2} = t_{сз.1} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}. \quad (1.43)$$

1.1.15 Захист від замикань всередині бака трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле типу РЗТ-51.

1.2 Приклад розрахунку релейного захисту гідрогенератора СГКВ-480/115-64, який працює з трансформатором ТРДНС-25000/35

1.2.1 Розрахунок струмів КЗ для вибору уставок захисту

Для вибору уставок захисту потрібен розрахунок струмів КЗ для початкового моменту часу і в усталеному режимі, а також їх зміни в процесі КЗ. Схему блока генератор-трансформатор було показано на рисунку 1.1.

Вихідні дані параметрів блока і системи наведено в таблицях 1.3 – 1.4.

Система:

$$S_{с.ном} = 5800 \text{ МВА}; X_{с.ном*} = 0,4; U_{с.ном} = 35 \text{ кВ}; P_{с.макс} = 32 \text{ МВт}.$$

Визначаємо первинні і вторинні струми трансформатора в колах захисту.

Визначимо поперечну надперехідну ЕРС обмотки статора у разі номінального режиму генератора:

$$E_q'' = \sqrt{(U_{H*} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{H*} \cdot \sin \varphi + I_{H*} \cdot X_d'')^2} = \quad (1.44)$$

$$= \sqrt{(1 \cdot 1)^2 + (1 \cdot 0,45)^2} = 1,096,$$

де $U_{H*} = 1$ – номінальна напруга на виводах генератора у в.о.;

$I_{H*} = 1$ – номінальний струм статора генератора у в.о.;

φ_n – кут навантаження;

$X_d'' = 0,45$ – поздовжній надперехідний реактивний опір генератора прямої послідовності.

Таблиця 1.3 – Номінальні дані генератора

Тип генератора	СГКВ-480/115-64
Повна номінальна потужність, МВА	20
Активна номінальна потужність, МВт	20
Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	3,15
Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$, в.о.	0,85
Надперехідний індуктивний опір X_d'' , в.о.	0,45
X_d' , в.о.	0,57
X_d , в.о.	1,94
Кількість обертів, об/хв	93,8

Таблиця 1.4 – Номінальні дані трансформатора

Позначення у схемі	Тип трансформатора	$S_{ном}$	$U_{ном}$, кВ		U_k	P_x	I_x	P_k
		МВА	ВН	НН	%	МВт	%	МВт
БТ1-2	ТРДНС-25000/35	25	36,75	3,15-3,15	10,5	25	0,65	115
ТВП1-2	ТСЗ-400/10	0,4	3,15	0,4	5,5	1,3	3	5,4

Визначимо струм трифазного КЗ на виводах генератора:

$$I_{1*}^{n(3)} = \frac{E_{q*}''}{X_d''} = \frac{1,096}{0,45} = 2,44 \text{ в.о.}; \quad (1.45)$$

$$I_1^{n(3)} = I_{1*}^{n(3)} \cdot I_{НГ} = 2,44 \cdot 3670 = 8954,8 \text{кА}. \quad (1.46)$$

Таблиця 1.5 – Струми трансформаторів струму в колах захисту

Параметр	Числові значення для сторони	
	36,75 кВ	3,15-3,15 кВ
$I_{1н}, \text{ А}$	$25000/\sqrt{3} \cdot 36,75 = 393,2$	$25000/\sqrt{3} \cdot 3,15 = 4578,8$
n_T	500/5	5000/5
схема	Y	Y
$I_{2н}, \text{ А}$	$393,2 \cdot 1/100 = 3,932$	$4578,8 \cdot 1/1000 = 4,579$

Визначимо струм зворотної послідовності за двофазного КЗ на виводах генератора:

$$I_{2*}^{n(2)} = \frac{E_{q*}''}{X_d'' + X_{2*}} = \frac{1,096}{0,45 + 0,2} = 1,696 \text{ в.о.}, \quad (1.47)$$

де $X_{2*} = 0,2$ – реактивний опір зворотної послідовності генератора.

$$I_2^{n(2)} = I_{2*}^{n(2)} \cdot I_{НГ} = 1,696 \cdot 3670 = 3187,6 \text{кА}. \quad (1.48)$$

У разі КЗ за трансформатором на виводах ВН:

$$I_*^{i(3)} = \frac{E_{q*}''}{X_d'' + X_T} = \frac{1,096}{0,45 + 0,084} = 2,05 \text{ в.о.}, \quad (1.49)$$

$$\text{де } X_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}^c}{S_{T.ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{20}{25} = 0,084 \text{ в.о.}$$

1.2.2 Захист від багатofазних КЗ в обмотці статора і на його виводах

Використовується поздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами, який виконується трифазним трилінійним зі струмом

спрацювання, меншим від номінального струму генератора. Для захисту використовується реле типу РНТ - 565.

Розрахунок захисту виконується у такій послідовності:

1) визначаємо максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу $I_{нб.розр.мах}$ в усталеному режимі протікання через трансформатори струму зовнішнього розрахункового максимального струму $I_{зовн.розр.мах}$:

$$I_{нб.розр.мах} = k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 30980 = 1549 \text{ А}, \quad (1.50)$$

де $k_{одн} = 0,5$ – коефіцієнт однотипності ТС;

$I_{зовн.розр.мах}$ – визначається максимальним струмом зовнішнього КЗ $I_{КЗ.зовн.мах}$ або максимальним струмом асинхронного режиму;

2) визначається розрахунковий первинний струм спрацювання захисту за умови:

- відведення розрахункового струму небалансу

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{нб.розр.мах} = 1,3 \cdot 1549 = 2013,7 \text{ А}; \quad (1.51)$$

- відведення від максимального струму навантаження у разі обриву кола циркуляції:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{роб.мах} = 1,3 \cdot 2833 = 3682 \text{ А}, \quad (1.52)$$

де

$$I_{роб.мах} = \frac{I_{нав.мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} / k_T = \frac{37800}{\sqrt{3} \cdot 3150} / 2,45 = 2833 \text{ А}, \quad (1.53)$$

де k_T – коефіцієнт трансформації трансформатора на цьому ступені навантаження:

$$k_T = \frac{36,75}{3,15} = 2,45, \quad (1.54)$$

беремо $I_{сз} = 3682 \text{ А}$;

3) перевіряємо чутливість захисту в режимі мінімального струму КЗ в зоні дії захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.розр.мін}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 8954}{3682} = 2,115 > 2; \quad (1.55)$$

4) визначаємо струм спрацювання реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{n_{\text{T}}} = \frac{3682}{200} = 18,4 \text{ А}; \quad (1.56)$$

5) розраховуємо кількість витків диференціальної обмотки:

$$w_{\text{диф.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{100}{18,4} = 5,43 \text{ витка}. \quad (1.57)$$

Беремо $w_{\text{диф.розр}} = 5$ витків.

Оптимальні значення $I_{\text{сз}}$ і $I_{\text{ср}}$:

$$I_{\text{ср}} = \frac{F_{\text{ср}}}{w_{\text{диф.розр}}} = \frac{100}{5} = 20 \text{ А}; \quad (1.58)$$

$$I_{\text{сз}} = I_{\text{ср}} \cdot n_{\text{T}} = 20 \cdot 200 = 4000 \text{ А}. \quad (1.59)$$

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 8954,8}{3682} = 2,12 > 2. \quad (1.60)$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикається максимальний опір 10 Ом.

1.2.3 Захист від КЗ на землю (корпус) в обмотці статора

Використовується захист напруги першої і третьої гармонік без зони нечутливості типу ЗЗГ-1. Захист ЗЗГ-1 має два органи:

1) максимальне реле напруги першої гармоніки, яке називають реле напруги, захищає 85...90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;

2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням, яке називають реле з гальмуванням, захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі та саму нейтраль.

На реле напруги і на реле з гальмуванням подається напруга зі сторони лінійних виводів від трансформатора напруги типу ЗНОМ з номінальною напругою обмоток $U_{\phi} \left| \frac{100}{\sqrt{3}} \right| \frac{100}{3}$ В. До реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого трансформатора напруги типу ЗНОЛ або ЗНОМ з номінальною напругою обмоток $U_{\phi} \left| \frac{100}{\sqrt{3}} \right| 100$ В. Захист з незалежною витримкою часу близько 0,5 с.

1.2.4 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовують такі типи захисту:

1. МСЗ з пуском за напругою з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним реле струму (типу РТ-40, яке приєднується послідовно з фільтром реле струму зворотної послідовності), одним мінімальним реле напруги (типу РН-54/160, яке приєднується до фаз ТН на виводах генератора) і реле часу. Первинний струм спрацювання захисту вибираємо з умови відведення від номінального струму генератора:

$$I_{cз} = \frac{k_{від}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{Г.ном} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 3670 = 5183,2 \text{ А}, \quad (1.61)$$

де $k_{\epsilon} = 0,85$ – коефіцієнт повернення реле струму;

$k_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відведення;

$I_{Г.ном} = 3670$ (А) – номінальний струм гідрогенератора за паспортними даними.

Тоді струм спрацювання реле розраховується за виразом:

$$I_{сп} = \frac{I_{cз}}{n_T} \cdot k_c^3 = \frac{5183,2}{200} \cdot 1 = 25,9 \text{ А}. \quad (1.62)$$

2. Одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу. Захист має два ступені витримки часу. Розрахунок уставок захисту наведено раніше. Первинну напругу спрацювання захисту вибираємо з умови відведення від мінімальної експлуатаційної напруги:

$$U_{cз} = (0,6 \div 0,75) U_{Г.ном} = (0,6 \div 0,75) 3,15 = (1,85 \div 2,36) \text{ кВ}. \quad (1.63)$$

Напруга спрацювання реле напруги визначається за виразом:

$$U_{cp} = \frac{U_{cз}}{k_T} = \frac{2,36}{60} = 0,04 \text{ кВ.} \quad (1.64)$$

3. Витримку часу першого ступеня узгоджують з лінійними резервними захистами.

Витримка часу другого ступеня на ступінь селективності більша від витримки часу першого ступеня.

4. Коефіцієнт чутливості захисту

$$k_u = \frac{I_{k.min}}{I_{cз}} = \frac{0,87 \cdot 8954,8}{5183,2} = 1,51 > 1,5. \quad (1.65)$$

1.2.5 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ

Вибираємо струмовий захист зворотної послідовності з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним фільтр-реле струму зворотної послідовності типу РТФ-1М та реле часу, яке має дві витримки часу.

Первинний струм спрацювання захисту вибирається з умови узгодження зі струмовим захистом нульової послідовності, який встановлений на підвищувальному трансформаторі. Витримка часу вибирається з умови узгодження з захистом наступних елементів.

1.2.6 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

Використовується двоступеневий струмовий захист зворотної послідовності з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється фільтр - реле струму зворотної послідовності типу РТФ-7/2 і реле часу. Обидва ступені діють на вимкнення гідрогенератора. Розрахункові уставки захисту, струм спрацювання та витримки часу кожного зі ступенів узгоджуються з характеристикою допустимого часу протікання несиметричних струмів $t_{дон} = f(I_{Г2})$ для гідрогенераторів. Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацювання першого ступеня:

$$I_{cз.I} = 0,4 \cdot I_{Г.ном} = 0,4 \cdot 3670 = 1468 \text{ А}; \quad (1.66)$$

$$I_{cз.II} = 0,2 \cdot I_{Г.ном} = 0,2 \cdot 3670 = 734 \text{ А}; \quad (1.67)$$

- витримка часу другого ступеня: $t_{cз.II} = 15 \text{ хв};$

- струми спрацювання реле:

$$I_{cp.2} = \frac{1468 \cdot 1}{200} = 7,34 \text{ А}; \quad (1.68)$$

$$I_{cp.22} = \frac{734 \cdot 1}{200} = 3,67 \text{ А.} \quad (1.69)$$

1.2.7 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Використовуємо максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним реле струму типу РТ 40, увімкненим на струм фази послідовно з фільтр-реле струму зворотної послідовності та реле часу. Первинний струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{Г.ном} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 3670 = 4533,5 \text{ А.} \quad (1.70)$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{4533,5 \cdot 1}{200} = 22,66 \text{ А.} \quad (1.71)$$

1.2.8 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора і трансформатора

Використовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Захист призначений для попередження значного підвищення напруги в режимі х.х. або в режимі скидання навантаження. Як пусковий орган використовують реле напруги типу РН-53/200 з високим коефіцієнтом повернення (близько 0,9). Для виведення (з роботи) захисту типу РТ-40/Р реле напруги вмикається на міжфазну напругу трансформатора напруги на виводах генератора. Реле часу має бути термічно стійким. Первинна напруга спрацювання захисту:

$$U_{сз} = 1,5 \cdot U_{Г.ном} = 1,5 \cdot 3150 = 4725 \text{ В.} \quad (1.72)$$

Витримка часу $t_{сз} = 0,5 \text{ с.}$

Напруга спрацювання реле:

$$U_{cp} = \frac{4725}{60} = 78,75 \text{ В.} \quad (1.73)$$

1.2.9 Захист від втрати збудження

Захист виконується як МСЗ в колі статора генератора і мінімальний струмовий захист в колі випрямного трансформатора. За одночасного спрацювання обох захистів генератор вимикається. В процесі

самосинхронізації генератора захист виводиться з дії на час 2...9 с. Захист має спрацювати у разі збільшення струму статора до $1,1I_{Г.ном} = 1,1 \cdot 3670 = 4037$ А і за зменшення струму ротора до $0,5I_{р.ном} = 0,5 \cdot 950 = 475$ А.

Струм спрацювання реле:

$$I_{сп.1} = \frac{4037 \cdot 1}{200} = 20,2 \text{ А}; \quad (1.74)$$

$$I_{сп.2} = \frac{475 \cdot 1}{100} = 4,75 \text{ А}. \quad (1.75)$$

1.2.10 Захист від замикання на землю в одній точці кола ротора

Захист виконано на основі пристрою типу КЗР-3. В основу дії захисту ротора типу КЗР-3 покладено принцип накладання змінної напруги частотою 25 Гц на коло збудження і вимірювання величини активного струму. Цей струм визначає величину опору ізоляції кіл збудження. Захист діє з витримкою часу на увімкнення і зупинку блока.

1.2.11 Захист кіл ротора

Використовується двоступеневий максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу.

Захист виконується двофазним, дворелейним на кожному ступені з реле типу РТ-40 (яке приєднане до трансформатора струму на стороні випрямного трансформатора) та реле часу (з двома витримками часу).

Перший ступінь захисту:

- без витримки часу – діє на реле контролю тривалості перевантаження та на реле обмеження форсування;
- з першою витримкою часу – захист подає сигнал на вимкнення АРЗ;
- з другою витримкою часу – захист вимикає генератор.

Другий ступінь захисту:

- без витримки часу – вимикає АРЗ;
- з витримкою часу – вимикає генератор.

Розрахунок уставок захисту

Система збудження – двигун-генератор.

Перший ступінь

Первинний струм спрацювання першого ступеня:

$$I_{сп1} = 1,8 \cdot I_{р ном} = 1,8 \cdot 950 = 1710 \text{ А}. \quad (1.76)$$

Перша витримка часу захисту (на вимкнення АРЗ): $t_{сз.I} = 35$ с.

Друга витримка часу захисту (на вимкнення генератора): $t_{сз.II} = 50$ с.

Другий ступінь

Первинний струм спрацювання другого ступеня визначається струмом збудження в режимі форсування:

$$I_{сз.II} = k_{відл} \cdot I_{р.форс} = 2 \cdot 1710 = 3420 \text{ А}, \quad (1.77)$$

де $I_{р.форс} = k_{\Phi} \cdot I_{р.ном} = 1,8 \cdot 950 = 1710$ А.

Витримка часу захисту (на вимкнення генератора): $t_{сз} = 0,5$ с.

Струми спрацювання реле:

$$I_{ср.I} = \frac{1710 \cdot 1}{100} = 17,1 \text{ А}; \quad (1.78)$$

$$I_{ср.II} = 34,2 \text{ А}. \quad (1.79)$$

1.2.12 Пристрій для гасіння пожежі в гідрогенераторі

Пристрій діє автоматично у разі спрацювання основних захистів гідрогенератора з фіксуванням загоряння відповідними пристроями.

1.2.13 Релейний захист блокового трансформатора

Для захисту від міжфазних КЗ, згідно з рекомендаціями, використовуємо поздовжній диференційний струмовий захист з реле ДЗТ-11.

Струм спрацювання захисту для основної сторони (сторони ВН):

$$I_{сз.ОСН} = k_H \cdot I_{ном.ВН} = 1,5 \cdot 393,2 = 589,8 \text{ А}. \quad (1.80)$$

Попередня величина коефіцієнта чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{К.min}}{I_{сз}} = \frac{0,87 \cdot 2648}{589,8} = 3,9 \geq 2. \quad (1.81)$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз.осн} \cdot k_{сх}}{n_{Т.осн}} = \frac{589,8 \cdot 1}{100} = 5,9 \text{ А}. \quad (1.82)$$

Розрахункова кількість витків для основної сторони:

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{cp}}{I_{cp.осн}} = \frac{100}{5,9} = 16,9 \text{ витків.} \quad (1.83)$$

Беремо $w_{осн.розр} = 16$ витків, що відповідає:

$$I_{cp \text{ осн}} = \frac{100}{16} = 6,25 \text{ А;} \quad (1.84)$$

$$I_{сз} = \frac{6,25 \cdot 100}{1} = 625 \text{ А.} \quad (1.85)$$

Розрахункова кількість витків для інших сторін трансформатора:

$$w_{1розр} = w_{2розр} = w_{осн.розр} \cdot \frac{I_{2осн}}{I_{2неосн}} = 16 \cdot \frac{3,932}{4,579} = 13,8 \text{ витків.} \quad (1.86)$$

Беремо $w_1 = w_2 = 14$ витків.

Розрахунковий струм небалансу:

$$\begin{aligned} I_{нб.розр} &= (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН*} + \Delta w) \cdot I_{К.маx}^{(3)} = \\ &= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 - 0,01) \cdot 2648 = 662 \dots \text{А,} \end{aligned} \quad (1.87)$$

де $\Delta w = \frac{13,8 - 14}{13,8} = -0,01$.

Визначаємо кількість витків гальмівної обмотки у разі її вмикання на стороні ВН:

$$w_{Г.розр} = \frac{k_H \cdot I_{нб.розр} \cdot w_{осн.розр}}{I_{К.маx}^{(3)} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 662,7 \cdot 16,9}{2648 \cdot 0,8} = 7,9 \text{ витків.} \quad (1.88)$$

Беремо $w_{Г} = 9$ витків.

Отже, до встановлення на реле береться:

- в робочому колі: $w_{роб} = 16$ витків;

$$w_{1зр} = w_{2зр} = 14 \text{ витків;} \quad (1.89)$$

- в гальмівному колі: $w_r = 9$ витків.

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2648}{400} = 5,76 \geq 2. \quad (1.90)$$

Для захисту від виткових замикань і пошкоджень всередині бака трансформатора, які пов'язані з виділенням газів, використовуємо газовий захист з реле типу РЗТ-80.

Для захисту від надструмів КЗ використовуємо максимальний струмовий захист з регулюванням за напругою, який встановлюємо з обох сторін трансформатора.

Сторона НН:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗП}}}{k_B} \cdot I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,3 \cdot 1}{0,85} \cdot 2833 = 4332,8 \text{ А}; \quad (1.91)$$

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{СХ}}}{n_T} = \frac{4332,8 \cdot 1}{1000} = 4,3328 \text{ А}; \quad (1.92)$$

$$t_{\text{сз.1}} = 0,5 \text{ с.}$$

$$\text{Коефіцієнт чутливості: } k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 8954,8}{4332,8} = 1,79 \geq 1,5.$$

Напруга спрацювання пускового органу мінімальної напруги:

$$U_{\text{сп}} = \frac{0,8 \cdot U_{\text{ном}}}{k_H \cdot k_B \cdot n_H} = \frac{0,8 \cdot 3150}{1,1 \cdot 1,2 \cdot (3150/100)} \approx 60 \text{ В.} \quad (1.93)$$

Сторона ВН:

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,3 \cdot 1}{0,85} \cdot 242 = 370 \text{ А}; \quad (1.94)$$

$$I_{\text{сп}} = \frac{370 \cdot 1}{100} = 3,7 \text{ А}; \quad (1.95)$$

$$t_{\text{сз.2}} = t_{\text{сз.1}} + t_{\text{сз.1}} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}; \quad (1.96)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2648}{370} = 6,5 \geq 1,5. \quad (1.97)$$

Для захисту від перевантажень.

Сторона НН:

$$I_{c3} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{ном.НН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 4578,8 = 6009,7 \text{ А}, \quad (1.98)$$

$$I_{cp} = \frac{6009,7}{1000} = 6,0097 \text{ А}; \quad (1.99)$$

$$t_{пер.1} = t_{МТЗ} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}. \quad (1.100)$$

Сторона ВН:

$$I_{c3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 393,2 = 516 \text{ А}, \quad (1.101)$$

$$I_{cp} = \frac{516}{100} = 5,16 \text{ А}; \quad (1.102)$$

$$t_{пер.2} = t_{МТЗ.2} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}. \quad (1.103)$$

2 РОЗРАХУНОК УСТАВОК, ВИБІР ТИПІВ РЕЛЕ ТА ВИДІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

2.1 Розрахунок подовжнього диференціального захисту трансформатора

Існують електричні підстанції, на яких все ще використовуються диференційні захисти силових трансформаторів не мікропроцесорні, а захисти на реле серії РНТ і ДЗТ. Розрахунок захисту полягає у визначенні струмів спрацьовування захисту і реле, кількості витків обмоток реле електромеханічних реле і коефіцієнта чутливості.

Первинний струм спрацьовування захисту з реле РНТ-565 вибирають за умовами відведення від кидка струму намагнічування під час включення ненавантаженого трансформатора під напругу і максимальний струм небалансу за перехідних режимів зовнішніх КЗ. Диференційний захист, струм спрацьовування якого вибрано за умовою налаштування відведення від струму небалансу, найчастіше виявляється грубим і малоефективним. Тому для захисту трансформаторів напругою 110 кВ і вище доцільніше застосовувати реле серії ДЗТ, що завдяки наявності гальмової обмотки забезпечує неспрацьовування захисту від струмів небалансу за зовнішніх КЗ

Розрахунок уставок захистів силового трансформатора.

Знаходимо первинний струм на сторонах захищеного трансформатора відповідно до його номінальної потужності:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 230} = 15,81 \text{ (А)}, \quad (2.1)$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577,47 \text{ (А)}, \quad (2.2)$$

де $S_{\text{ном.тр}} = 6300$ кВА – номінальна потужність силового трансформатора;

$U_{\text{ном.ВН}} = U_{\text{ном.ВН.Тр}} = 230$ кВ – номінальна напруга обмотки високої напруги (ВН) силового трансформатора, а напруга електричної системи 220 кВ;

$U_{\text{ном.НН}} = 6,3$ кВ – номінальна напруга обмотки низької напруги (НН) силового трансформатора;

Коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму на стороні високої напруги силового трансформатора 230 кВ:

$$K_{\text{сх.ВН1}} = \sqrt{3},$$

а коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму (ТС) на стороні низької напруги силового трансформатора (СТ) 6,3 кВ:

$$K_{\text{сх нн2}} = 1.$$

Вибираємо такі коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму:

- на стороні високої напруги силового трансформатора (номінальний струм первинної обмотки ТС вибираємо 300 ампер, а вторинної обмотки – п'ять ампер):

$$K_{\text{ТС вн1}} = \frac{300}{50} = 6; \quad (2.3)$$

- на стороні низької напруги силового трансформатора (номінальний струм первинної обмотки ТС вибираємо 1000 ампер, а вторинної обмотки – п'ять ампер):

$$K_{\text{ТС нн 2}} = \frac{1000}{50} = 200. \quad (2.4)$$

Визначимо вторинні струми в плечах захисту, що відповідають номінальній потужності трансформатора:

$$I_{2\text{НОМ.ВН}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{1\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ІВ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15,81}{6} = 4,56 \text{ (А)}; \dots \quad (2.5)$$

$$I_{2\text{НОМ.НН}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{1\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ІН}}} = \frac{1 \cdot 577,4}{200} = 2,88 \text{ (А)}. \quad (2.6)$$

Оскільки $I_{2\text{НОМ.ВН}} = 4,56 > I_{2\text{НОМ.НН}} = 2,88 \text{ (А)}$, то вища сторона є основною стороною.

Визначаємо первинний струм спрацьовування захисту з умови відбудовування від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{С.З}} = 1,5 \cdot I_{1\text{НОМ.ВН}} = 1,5 \cdot 15,81 = 23,72 \text{ (А)}. \quad (2.7)$$

Знаходимо розрахунковий струм спрацьовування реле, приведений до основної сторони ВН (див. 2.7):

$$I_{C.P} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{C.3}}{K_{TCBH1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 23,72}{6} = 6,84 \text{ (A)}. \quad (2.8)$$

Для розрахунку кількості витків гальмової обмотки реле визначимо струм небалансу

$$I_{НБ.} = I'_{НБ.} + I''_{НБ.} + I'''_{НБ.}, \quad (2.9)$$

де $I'_{НБ.}$ – складова, обумовлена різницею намагнічувальних струмів трансформаторів в плечах захисту;

$I''_{НБ.}$ – складова, обумовлена наявністю РПН у трансформаторів;

$I'''_{НБ.}$ – складова, обумовлена відмінністю числа розрахункових і взятих витків реле на неосновній стороні:

$$I'_{НБ.} = K_{ОДН} \cdot K_{АПЕР} \cdot \varepsilon \cdot I_{К.МАХ}^{(3)}, \quad (2.10)$$

де $K_{ОДН} = 1$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

$K_{АПЕР} = 1$ – коефіцієнт, що враховує перехідний режим;

$\varepsilon = 0,1$ – відносне значення повної похибки трансформатора струму;

$I_{К.МАХ}^{(3)}$ – періодична складова струму за розрахункового зовнішнього трифазного КЗ.

За параметрами заступної схеми фрагмента електричної мережі визначаємо максимальний струм короткого замикання у випадку КЗ усередині трансформатора (третя точка замикання K_3 на рис. 2.1).

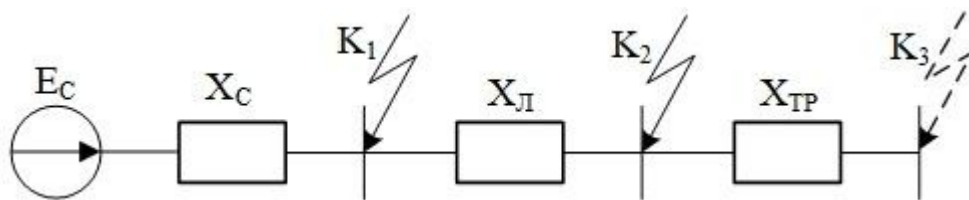


Рисунок 2.1 – Заступна схема

$$I_{К.МАХ}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C.МАХ} + x_{Л} + x_{ТР.МАХ})}; \quad (2.11)$$

де $x_{ТР.МАХ}$ – опір обмотки вищої напруги трансформатора в максимальному режимі.

Визначаємо опір системи:

$$x_{C.MAX} = \frac{U_H^2}{S_{K3}''} = \frac{220^2}{2000} = 24,2 \text{ (Ом)}; \quad (2.12)$$

$$x_{C.MIN} = \frac{U_H^2}{S_{K3.MIN}''} = \frac{220^2}{1700} = 28,47 \text{ (Ом)}. \quad (2.13)$$

Визначаємо опір живильних ліній:

$$x_{Л} = x_{ПИТ} \cdot l = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ (Ом)}, \quad (2.14)$$

де $x_{ПИТ}$ – питомий опір лінії електропередач, ($x_{ПИТ} = 0,4$ Ом/км), l – довжина лінії електропередач ($l=30$ км).

Розрахуємо опір трансформатора в максимальному режимі:

$$x_{ТР.MAX} = \frac{U_{K.MIN}}{100} \cdot \frac{(U_{ВН} \cdot (1+\Delta U))^2}{S_{ТР.НОМ}} = \frac{11,6}{100} \cdot \frac{(230 \cdot (1-0,12))^2}{6,3} = 754,3 \text{ (Ом)}. \quad (2.15)$$

Тут ΔU – ступінь регулювання трансформатора в максимальному режимі (РПН: $12 \cdot 1\%$; $\Delta U = 0,12$).

$$I_{K.MAX}^{(3)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (24,2 + 12 + 754,3)} = 161 \text{ (А)}. \quad (2.16)$$

Розрахуємо мінімальний струм короткого замикання за КЗ усередині трансформатора:

$$I_{K.MIN}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C.MIN} + x_{Л} + x_{ТР.MIN})}, \quad (2.17)$$

де $x_{ТР.MIN}$ – опір трансформатора в мінімальному режимі.

$$x_{ТР.MIN} = \frac{U_{K.MAX}}{100} \cdot \frac{(U_{ВН} \cdot (1-\Delta U))^2}{S_{ТР.НОМ}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{(230 \cdot (1-0,12))^2}{6,3} = 1337,7 \text{ (Ом)}; \quad (2.18)$$

$$I_{K.MIN}^{(3)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (28,47 + 12 + 1337,7)} = 92 \text{ (А)}. \quad (2.19)$$

(див. 2.13, 2.14, 2.18).

Струм двофазного короткого замикання в мінімальному режимі буде дорівнювати:

$$I_{K.MAX}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K.MIN}^{(3)} = 80 \text{ (A)}. \quad (2.20)$$

Тоді

$$I'_{НБ} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_{K.MAX}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 161 = 16,1 \text{ (A)}; \quad (2.21, \text{ а})$$

$$I''_{НБ} = (\Delta U_{\alpha} \cdot k_{\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot k_{\beta}). \quad (2.21, \text{ б})$$

де k_{α}, k_{β} – коефіцієнти розподілу струму, які дорівнюють відношенню складових струмів розрахункового зовнішнього КЗ, що проходять на стороні, де здійснюється регулювання напруги, до струму на стороні, де розглядається КЗ, НБ – небаланс;

$\Delta U_{\alpha}, \Delta U_{\beta}$ – відносні похибки, зумовлені регулюванням напруги і взяті такими, що дорівнюють половині діапазону регулювання.

$$I''_{НБ} = 0,12 \cdot 161 = 19,32 \text{ (A)}. \quad (2.22)$$

Визначимо кількість витків робочої обмотки реле, що включаються в плече захисту з боку обмотки високої напруги (ВН):

$$W_{ВН.ПОЗР} = \frac{F_{СП}}{I_{СП}} = \frac{100}{6,84} = 14,62 \text{ (витків)}. \quad (2.23)$$

де $F_{СП} = 100 \text{ А} \cdot \text{В}$ – мінімальна МРС спрацьовування захисту. Вибираємо кількість витків на основній стороні трансформатора $W_{ВН}$ – 15 витків.

Визначаємо кількість витків робочої обмотки реле, що включаються в плече захисту з боку обмотки низької напруги (НН) трансформатора:

Розрахункова кількість витків:

$$W_{НН.ПОЗР} = \frac{W_{ВН} \cdot I_{2НОМ.ВН}}{I_{2НОМ.НН}} = \frac{15 \cdot 4,56}{2,88} = 23,75 \text{ (витків)}. \quad (2.24)$$

Беремо $W_{НН} = 24$ витків.

Визначаємо повний струм небалансу з врахуванням третьої складової:

$$I_{\text{НБ}} = I'_{\text{НБ}} + I''_{\text{НБ}} + \left| \frac{W_{\text{НН}} - W_{\text{НН.ПОЗР}}}{W_{\text{НН.ПОЗР}}} \right| \cdot I^{(3)}_{\text{МАХ}} = 16,1 + 19,32 + \left| \frac{24 - 23,75}{23,75} \right| \cdot 161 = 37,11 \text{ (А)}. \quad (2.25)$$

Розрахуємо розрахункову кількість витків гальмівної обмотки реле, яка підключається в плече захисту з боку обмотки низької напруги трансформатора:

$$W_{\text{гал.розр}} = \left| \varepsilon + \Delta U + \frac{W_{\text{НН}} - W_{\text{НН.ПОЗР}}}{W_{\text{НН.ПОЗР}}} \right| \cdot \frac{1,5 \cdot W_{\text{НН}}}{\text{tg}\alpha}; \quad (2.26)$$

де $\varepsilon = 0,1$ – відносне значення повної похибки трансформаторів струму;

$\Delta U = 0,12$ – відносна похибка, обумовлена використанням в трансформаторі регулятора під навантаженням (РПН), вибирається такою, що дорівнює половині сумарного діапазону регулювання напруги;

α – кут нахилу дотичної до гальмової характеристики реле, що відповідає мінімальному гальмуванню для реле типу ДЗТ-11 $\text{tg}(\alpha) = 0,87$.

$$W_{\text{гал.розр}} = \left| 0,1 + 0,12 + \frac{24 - 23,75}{23,75} \right| \cdot \frac{1,5 \cdot 24}{0,87} = 9,53 \text{ (витків)}. \quad (2.27)$$

Вибираємо кількість витків гальмівної обмотки $W_{\text{гал.}} = 10$ витків.

Визначимо коефіцієнт чутливості диференціального захисту трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.МІН}}^{(2)}}{I_{\text{с.З}}} = \frac{80}{23,72} = 3,4 > 2. \quad (2.28)$$

Таким чином, чутливість захисту достатня.

2.2 Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора

На стороні вищої напруги трансформатора передбачається установлення максимального струмового захисту (МСЗ) з витримкою часу.

Максимальний робочий струм $I_{\text{РОБ МАХ}}$ силового трансформатора (номінальною повною потужністю $S_{\text{ТР НОМ}} = 18$ кВА, номінальною напругою обмотки високої напруги $U_{\text{РОБ МАХ}} = 36,75$ кВА) з сторони вищої напруги буде дорівнювати (з врахуванням коефіцієнта перевантаження – 1,4):

$$I_{\text{РОБ МАХ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТР НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (2.29)$$

$$I_{\text{РОБ МАХ}} = \frac{1,4 \cdot 6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 22,14 \text{ (А)}. \quad (2.30)$$

Струм спрацьовування захисту (СЗ) буде дорівнювати:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{ПОВ}}} \cdot I_{\text{РОБ МАХ}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 22,14 = 33,21 \text{ (А)}. \quad (2.31)$$

де $K_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності;

$K_{\text{ПОВ}}$ – коефіцієнт повернення реле.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ПОВ}}} \cdot I_{\text{СЗ}} = \frac{1}{6} \cdot 33,21 = 5,54 \text{ (А)}. \quad (2.32)$$

де $K_{\text{СХ}}$ – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму та реле
 $K_{\text{СХ}} = 1$ в.о.

Беремо до установаження реле типу РТ-40/6 з межами струму спрацьовування від 1,5А до 6А.

Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К.МІН}}^{(2)}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{80}{33,21} = 2,4 > 1,5. \quad (2.33)$$

Мінімальний струм двофазного короткого замикання $I_{\text{К.МІН}}^{(2)} = 80 \text{ (А)}$.

Таким чином, чутливість захисту достатня.

Напруга спрацьовування фільтра – реле зворотної послідовності (СР – спрацювання реле):

$$U_{2\text{С.З}} = 0,06 \cdot U_{\text{НОМ}} = 0,06 \cdot 220 = 13,8 \text{ (кВ)}; \quad (2.34)$$

$$U_{2\text{С.Р}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\frac{220 \cdot 10^3}{100}} = 6 \text{ (В)}. \quad (2.35)$$

Напруга спрацьовування захисту (СЗ) мінімальної напруги визначається з умови забезпечення повернення захисту після відключення КЗ:

$$U_{\text{С.З}} = \frac{U_{\text{мін}}}{K_{\text{НАД}} \cdot K_{\text{ПОВ}}}, \quad (2.36)$$

де U_{\min} – мінімальна залишкова напруга у місці розташування трансформатора напруги (ТН), від якого отримують живлення реле;

$K_{\text{над}}$ – коефіцієнт надійності ($K_{\text{над}} = 1,1 \div 1,2$);

$K_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення ($K_{\text{пов}} = 1,2$).

$$U_{\text{с.з}} = \frac{0,9 \cdot 220}{1,2 \cdot 1,2} = 143,75 \text{ (кВ)}, \quad (2.37)$$

де $U_{\min} = 220 \text{ кВ}$.

Напруга спрацьовування реле, підключеного через вимірювальний ТН:

$$U_{\text{с.р}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{143,75}{\frac{220}{100}} = 65,34 \text{ (В)}, \quad (2.38)$$

де коефіцієнт трансформації $K_{\text{ТН}}$ вимірювального трансформатора напруги дорівнює $220000/100 = 2200$ в.о.

Час спрацьовування МСЗ вибираємо за умовою забезпечення селективності: $t_{\text{с.з}} = 1,5 \text{ с}$.

Вибираємо реле часу РВ – 123 з уставками часу $0,25 - 3,5 \text{ с}$.

Чутливість захисту достатня.

Час спрацьовування МСЗ на стороні вищої напруги трансформатора буде дорівнювати:

$$t_{\text{вн}} = t_{\text{вдк}} + \Delta t = 1,5 + 0,4 = 1,9 \text{ (с)}; \quad (2.39)$$

$$\Delta t = t_{\text{вкл}} + \Delta t_{\text{кт1}} + \Delta t_{\text{кт2}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,1 + 0,1 + 0,15 = 0,4 \text{ (с)}. \quad (2.40)$$

2.3 Розрахунок захисту трансформатора від перевантаження

Струм спрацьовування захисту від перевантаження можна визначити за виразом:

$$I_{\text{с.з.перев}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{тр ном}}; \quad (2.41)$$

де $K_{\text{н}} = 1,05$ – коефіцієнт надійності;

$K_{\text{пов}} = 0,85$ – коефіцієнт повернення;

$$I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 230} = 15,81 \text{ (А)}; \quad (2.42)$$

$$I_{\text{с.з.перев}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{тр.ном}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 15,81 = 19,54 \text{ (А)}. \quad (2.43)$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{ІВВ}}} \cdot I_{\text{с.з.}} = \frac{1}{6} \cdot 19,54 = 3,26 \text{ (А)}. \quad (2.44)$$

Захист виконується на реле РТ-40/6 з межами струму спрацьовування від 1,5 до 6 А.

2.4 Газовий захист трансформатора

Силові трансформатори мають газовий захист, що реагує на усі види внутрішніх ушкоджень трансформатора, а також дає сигнал у разі витоку масла з бака.

Під час коротких замикань у трансформаторі розкладаються масло й ізоляційні матеріали. Гази, що утворюються, спрямовуються в розширник. Інтенсивне виділення газу викликає рух масла і пускає в хід газові реле, що встановлюються на патрубку, який з'єднує бак трансформатора і розширника.

Промисловість випускає реле типу РГ-22 із двома поплавцями і ртутними контакторами, а також реле типу РГ-43.

Під час короткого замикання виникає рух масла і захист без витримки часу відключає вимикач.

Після ремонту трансформатора, доливання масла, а також включення в роботу нового трансформатора, газовий захист включається з дією тільки на сигнал (два–три дні). У іншому випадку повітря, що виділяється з масла, може викликати помилкове відключення трансформатора.

3 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ТА ВИБІР ТИПІВ РЕЛЕЙНИХ ЗАХИСТІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Для ліній 220 кВ з заземленою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатозафазних замикань і від замикань на землю. На одиночних лініях з однобічним живленням встановлюються двоступінчасті струмові захисти. Від замикань на землю передбачається ступеневий струмовий спрямований захист нульової послідовності.

3.1 Розрахунок струмової відсічки лінії

Струм спрацьовування струмової відсічки (СВ) лінії, що живить трансформатори, має бути відведений (від «відведення») від кидка струму намагнічування трансформаторів за виразом:

$$I_{\text{СВ}} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\Sigma \text{тр}} \quad (3.1)$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів за виразом:

$$I_{\text{СВ}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^3, \quad (3.2)$$

де $K_{\text{від}}$ – коефіцієнт відведення, взятий від 4 до 5 в.о. за миттєвого спрацьовування захисту;

$I_{\Sigma \text{тр}}$ – сумарний номінальний струм трансформаторів, які отримують живлення по контрольованій лінії;

$K_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності; вибирається від 1,5 до 1,6 для захисту з реле РТ-40.

$I_{\text{СВ}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ – найбільший зі струмів, що проходять у місці розташування захисту під час трифазних КЗ за трансформатором у максимальному режимі системи.

$$I_{\text{Тр ном}} = I_{\Sigma \text{тр}} = \frac{S_{\text{Тр ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 230} = 15,82 (\text{А}); \quad (3.3)$$

$$I_{\text{СВ}} \geq 5 \cdot 15,82 = 79,1 (\text{А}); \quad (3.4)$$

$$I_{\text{СВ}} \geq 1,5 \cdot 161 = 241,5 (\text{А}). \quad (3.5)$$

Вибираємо струм спрацьовування захисту «струмова відсічка» $I_{\text{СВ}} = 241,5 \text{ А}$. Струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{CB}}}{K_{\text{TC}}} = \frac{241,5}{6} = 40,25 \text{ (A)}, \quad (3.6)$$

де K_{TC} – коефіцієнт трансформації вимірювального трансформатора струму (див. (2.3)).

Беремо струмове реле типу РТ-40/50 з межами спрацювання від 12,5 до 50 ампер.

Струм двофазного КЗ в точці K_2 (див. рис. 2.1)

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad (3.7)$$

Струм трифазного КЗ в точці K_2 (див. рис. 2.1)

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{\text{л}})} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (28,47 + 12)} = 3139 \text{ (A)}; \quad (3.8)$$

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3139 = 2730 \text{ (A)}; \quad (3.9)$$

Чутливість струмової відсічки лінії, що живить трансформатор, визначають під час двофазного КЗ наприкінці контрольованої лінії:

$$K_{\text{ч1}} = \frac{I_{k2}^{(2)}}{I_{\text{CB}}} = \frac{2730}{241,5} = 11,3 > 1,5. \quad (3.10)$$

Чутливість струмової відсічки задовольняє вимоги.

Напруга спрацювання фільтр – реле вибирається з умови забезпечення відведення від напруги небалансу фільтра в нормальному режимі:

$$U_{2\text{с.з.}} = 0,06 \cdot U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ (кВ)}. \quad (3.11)$$

Напруга спрацювання захисту після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{K_{\text{відв}} \cdot K_{\text{пов}}}; \quad (3.12)$$

де $K_{\text{відв}}=1,2$ – коефіцієнт відведення (ВІД або ВІДВ – відведення);

$K_{\text{пов}}=1,2$ – коефіцієнт повернення реле.

Мінімальна напруга після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{\min} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}} = 0,9 \cdot 230 = 207 \text{ (кВ)}; \quad (3.13)$$

Напруга спрацювання захисту

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{207}{1,2 \cdot 1,2} = 143,75 \text{ (кВ)}; \quad (3.14)$$

Напруга спрацювання мінімального реле напруги визначається, виходячи з умови забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{\text{с.р}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{143,75 \cdot 10^3}{\frac{220 \cdot 10^3}{100}} = 65,34 \text{ (В)}. \quad (3.15)$$

Беремо реле типу РН-53/200 з межами напруги спрацювання від 50 В до 200 В.

Залишкова напруга (міжфазна напруга при КЗ в місці розташування захисту) (див. 2.14, 2.15):

$$\begin{aligned} U_{\text{зал}} &= \sqrt{3} \cdot I_{\text{к макс}}^{(3)} \cdot (X_{\text{ЛЕП}} + X_{\text{Тр}}) = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к макс}}^{(3)} \cdot (X_{\text{ЛЕП}} + X_{\text{Тр}}) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 161 \cdot (12 + 754,3) = 213,44 \text{ (кВ)} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Коефіцієнт чутливості для резервного захисту, що реагує на зменшення напруги (див. 2.14, 2.15, 3.14, 3.16):

$$K_{\text{ч2}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{зал}}}, \quad (3.17)$$

$$K_{\text{ч2}} = \frac{143,75}{213,44} = 0,67 < 1,2. \quad (3.18)$$

Коефіцієнт чутливості для резервного захисту (захисту мінімальної дії) має бути не більшим 1,2 в.о.

3.2 Розрахунок максимального струмового захисту лінії

Первинний струм спрацювання максимального струмового захисту, встановленого на лінії, яка живить трансформатор, вибирається за умови відведення від струмів самозапуску $I_{\text{спз}}$:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_{ПОВ}} \cdot I_{РОБ.МАХ}, \quad (3.19)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, взятий від 1,1 до 1,2 для реле РТ-40 і РТ-80;

$K_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення реле, взятий 0,8 для реле РТ-40;

$K_{C3П}$ – коефіцієнт самозапуску навантаження після відключення зовнішнього КЗ;

$I_{РОБ.МАХ}$ – максимальний робочий струм лінії після відключення зовнішнього КЗ.

Коефіцієнт самозапуску вибираємо для узагальненого навантаження таким, що дорівнює 3.

Робочий максимальний струм трансформатора дорівнює:

$$I_{РОБ.МАХ} = \frac{1,4 \cdot S_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 220} = 23,15 \text{ (А)}. \quad (3.20)$$

Тоді струм спрацювання максимального струмового захисту I_{C3} за (3.19):

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,8} \cdot 23,15 = 104,2 \text{ (А)}. \quad (3.21)$$

де коефіцієнт надійності – 1,2 в.о.; коефіцієнт самозапуску навантаження – 3 в.о.; коефіцієнт повернення реле струму захисту – 0,8 в.о..

Струм спрацювання реле визначається за виразом 3.22 (див. (2.3)):

$$I_{CП} = \frac{K_{CХ}}{K_{ТC}} \cdot I_{C3} = \frac{1}{6} \cdot 104,2 = 17,4 \text{ (А)}. \quad (3.22)$$

Вибираємо реле РТ-40/100 з межами струму спрацювання від 12,5 до 50 А.

Чутливість захисту визначається за коефіцієнтом чутливості до двофазного КЗ наприкінці лінії (див. (3.9)):

$$K_{ч} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{2730}{104,2} = 26,2 > 1,5. \quad (3.23)$$

Чутливість МСЗ задовольняє вимоги ПУЕ.

Час спрацювання МСЗ лінії дорівнює $t_{МСЗ}$:

$$t_{ВН} = t_{ВН} + \Delta t = 2 + 0,4 = 2,4 \text{ (с)}. \quad (3.24)$$

Ступінь селективності:

$$\Delta t = t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{КТ1}} + \Delta t_{\text{КТ2}} + t_3 = 0,05 + 0,1 + 0,1 + 0,15 = 0,4 \text{ (с)}, \quad (3.25)$$

де $t_{\text{відкл}} = 0,05 \text{ с}$ – час відключення вимикача;

$\Delta t_{\text{КТ1}} = 0,1 \text{ с}$ – похибка реле часу КТ1;

$\Delta t_{\text{КТ2}} = 0,1 \text{ с}$ – похибка реле часу КТ2;

$t_3 = 0,15 \text{ с}$ – час запасу.

3.3 Розрахунок максимального струмового захисту нульової послідовності

Максимальний струмовий захист нульової послідовності реагує на однофазні і двофазні КЗ на землю.

Розрахунок ступеневого максимального струмового захисту нульової послідовності полягає у визначенні струмів спрацювання, витримки часу і чутливості кожного зі ступенів захисту.

Першим ступенем струмового захисту нульової послідовності є струмова відсічка (св) нульової послідовності (св 0). Струм спрацювання відсічки має бути відведений від кидка струму намагнічування трансформаторів, що мають глухо заземлену нейтраль та вмикаються під напругу у разі увімкнення лінії $I_{\text{св 0}}$:

$$I_{\text{св 0}} \geq (3 - 4) \cdot I_{\text{тр.ном}}; \quad (3.26)$$

де $I_{\text{тр.ном}}$ – номінальний струм трансформатора.

$$I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}} (1 - \Delta U)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot (1 - 0,12)} = 17,97 \text{ (А)}, \quad (3.27)$$

де ΔU – зміна напруги за допомогою РПН у відносних одиницях (РПН: $12 \cdot 1\%$; $\Delta U = 0,12$).

Тоді струм спрацювання струмової відсічки нульової послідовності $I_{\text{св 0}}$:

$$I_{\text{св 0}} > (3 - 4) \cdot 17,97 = (53,91 - 71,88) \text{ А}. \quad (3.28)$$

Перевіряємо можливість установлення ненаправленої відсічки, яка відведена від струмів КЗ у точці K_1 (див. рис. 2.1). Визначаємо максимальне і мінімальне значення струму нульової послідовності в точці K_1 .

Параметри заступної схеми зворотної послідовності вибираємо такими, що дорівнюють параметрам заступної схеми прямої послідовності. Параметри заступної схеми нульової послідовності: опір нульової послідовності в максимальному режимі роботи електричної системи $X_{C0\text{MAX}}$, опір нульової послідовності системи в мінімальному режимі роботи електричної системи $X_{C0\text{MIN}}$, опір нульової послідовності лінії $X_{Л0}$, опір нульової послідовності трансформатора в максимальному режимі роботи електричної системи $X_{Тр0\text{MAX}}$, опір нульової послідовності трансформатора в мінімальному режимі роботи електричної системи $X_{Тр0\text{MIN}}$, опір прямої послідовності трансформатора в мінімальному режимі роботи електричної системи $X_{Тр\text{MIN}}$ (див. (2.12)–(2.15), (2.18)):

$$X_{C0\text{MAX}} = 2 \cdot X_{C\text{MAX}} = 2 \cdot 24,2 = 48,4 \text{ (Ом)}; \quad (3.29)$$

$$X_{C0\text{MIN}} = 2 \cdot X_{C\text{MIN}} = 2 \cdot 28,47 = 56,94 \text{ (Ом)}; \quad (3.30)$$

$$X_{Л0} = 3,5 \cdot X_{Л} = 3,5 \cdot 12 = 42 \text{ (Ом)}; \quad (3.31)$$

$$X_{Тр0\text{MAX}} = X_{Тр\text{MAX}} = 754,3 \text{ (Ом)}; \quad (3.32)$$

$$X_{Тр0\text{MIN}} = X_{Тр\text{MIN}} = 1337,7 \text{ (Ом)}. \quad (3.33)$$

Опір нульової послідовності у випадку КЗ в т. K_1 (див. рис. 2.1) дорівнює – у максимальному режимі:

$$X_{0K1\text{MAX}} = \frac{X_{C0\text{MAX}}(X_{Л0} + X_{Тр0\text{MAX}})}{X_{C0\text{MAX}} + X_{Л0} + X_{Тр0\text{MAX}}} = \frac{48,4 \cdot (42 + 754,3)}{48,4 + 42 + 754,3} = 45,6 \text{ (Ом)}. \quad (3.34)$$

– у мінімальному режимі

$$X_{0K1\text{MIN}} = \frac{X_{C0\text{MIN}}(X_{Л0} + X_{Тр0\text{MIN}})}{X_{C0\text{MIN}} + X_{Л0} + X_{Тр0\text{MIN}}} = \frac{48,4 \cdot (42 + 1337,7)}{48,4 + 42 + 1337,7} = 54,7 \text{ (Ом)}. \quad (3.35)$$

Тоді

$$3 \cdot I_{0K1\text{MAX}}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{X_{C0\text{MAX}} + X_{0K1\text{MAX}}} = \frac{3 \cdot 220 \cdot 10^3}{24,2 + 24,2 + 45,6} = 7021 \text{ (А)}; \quad (3.36)$$

$$3 \cdot I_{0K1\text{MIN}}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{X_{C0\text{MIN}} + X_{0K1\text{MIN}}} = \frac{3 \cdot 220 \cdot 10^3}{28,47 + 28,47 + 54,7} = 5912 \text{ (А)}, \quad (3.37)$$

де $I_{0K1\text{MAX}}^{(1)}$ та $I_{0K1\text{MIN}}^{(1)}$ – струми нульової послідовності під час однофазних КЗ в точці K_1 в максимальному та в мінімальному режимах роботи енергетичної системи.

Потроєні складові струмів нульової послідовності від електричної системи до точки КЗ під час однофазного КЗ в точці К₁ у максимальному та мінімальному режимах роботи електричної системи (див. рис. 2.1):

$$3 \cdot I_{C0MAX}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{0K1MAX}^{(1)} \cdot X_{0K1MAX}}{X_{C0MAX}} = 7021 \cdot \frac{45,6}{48,4} = 6615 \text{ (A)}; \quad (3.38)$$

$$3 \cdot I_{C0MIN}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{0K1MIN}^{(1)} \cdot X_{0K1MIN}}{X_{C0MIN}} = 5912 \cdot \frac{54,7}{56,94} = 5679 \text{ (A)}. \quad (3.39)$$

Потроєні складові струмів від лінії електропередач до точки КЗ в точці К₁ під час однофазного КЗ у максимальному та мінімальному режимах роботи електричної системи:

$$3 \cdot I_{Л0MAX}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{0K1MAX}^{(1)} \cdot X_{0K1MAX}}{X_{Л0} + X_{TPMAX0}} = 7021 \cdot \frac{45,6}{42 + 754,3} = 406 \text{ (A)}; \quad (3.40)$$

$$3 \cdot I_{Л0MIN}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{0K1MIN}^{(1)} \cdot X_{0K1MIN}}{X_{Л0} + X_{TP0MIN}} = 5912 \cdot \frac{54,6}{14 + 1117,7} = 233 \text{ (A)}. \quad (3.41)$$

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії електропередач (ЛЕП) має бути відведений від максимального значення потроєного струму нульової послідовності, що проходить у місці установлення захисту:

$$I_{CB} \geq K_H \cdot 3 \cdot I_{C0LMAX}^{(1)}; \quad (3.42)$$

де $K_H = 1,3$ – коефіцієнт надійності, що враховує похибку реле, вплив аперіодичної складової і необхідний запас.

$$I_{CB} > 1,3 \cdot 406 = 527,8 \text{ A}. \quad (3.43)$$

Коефіцієнт чутливості релейного захисту «струмова відсічка» визначається за двофазного КЗ на землю наприкінці захищеної ЛЕП в точці К₂ (див. рис. 2.1).

$$K_{чCB} = \frac{I_{кК2}^{(2)}}{I_{C3}}. \quad (3.44)$$

Опір прямої послідовності до точки КЗ у випадку КЗ в точці К₂ (див. рис. 2.1):

$$X_{1K2} = 28,46 + 12 = 40,47 \text{ (Ом)}; \quad (3.45)$$

Опір нульової послідовності до точки КЗ у випадку КЗ в точці К₂ (див. рис. 2.1) в мінімальному режимі роботи електричної системи:

$$X_{0K2MIN} = \frac{X_{TP0MIN} (X_{J0} + X_{C0MIN})}{X_{TP0MIN} + X_{J0} + X_{C0MIN}} = \frac{1337,7 \cdot (42 + 56,94)}{56,94 + 42 + 13,37} = 92,13 \text{ (Ом)}. \quad (3.46)$$

Потроєний струм нульової послідовності до точки КЗ у випадку подвійного КЗ в точці К₂ (див. рис. 2.1) в мінімальному режимі роботи електричної системи:

на землю:

$$3 \cdot I_{0K2MIN}^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{X_{1K2} + 2X_{0K2MIN}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3}{40,47 + 2 \cdot 92,13} = 1696 \text{ (А)}. \quad (3.47)$$

Потроєна складова струму подвійного КЗ від електричної системи під час КЗ в точці К₂ в мінімальному режимі роботи електричної системи:

$$3 \cdot I_{C0K2MIN}^{(1,1)} = 3 \cdot I_{0K2MIN}^{(1,1)} \frac{X_{0K2MIN}}{X_{J0} + X_{C0MIN}} = 1696 \cdot \frac{92,13}{42 + 56,94} = 1579 \text{ (А)}. \quad (3.48)$$

Потроєна складова струму нульової послідовності під час подвійного КЗ, від системи до трансформатора в мінімальному режимі роботи електричної системи:

$$3 \cdot I_{C0K2MIN.TP}^{(1,1)} = 3 \cdot I_{0K2MIN}^{(1,1)} \frac{X_{0K2MIN}}{X_{TP0MIN}} = 1696 \cdot \frac{67,4}{1337,7} = 117 \text{ (А)}. \quad (3.49)$$

Знаходимо коефіцієнт чутливості (див (3.43)):

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot I_{C0K2MIN.C}^{(1,1)}}{I_{\text{СВ}}} = \frac{1579}{527,8} = 2,99 > 1,5. \quad (3.50)$$

Чутливість захисту задовольняє вимоги і немає необхідності встановлювати спрямований захист.

Струм спрацьовування реле струмової відсічки струмового захисту нульової послідовності визначається за виразом (див (2.3)):

$$I_{\text{СРСВ}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТС}}} \cdot I_{\text{СВ}} = \frac{1}{6} \cdot 71,88 = 11,98 \text{ (А)}. \quad (3.51)$$

де $K_{\text{ТС}}$ – коефіцієнт трансформації вимірювального трансформатора струму.

Вибираємо реле РТ-40/50 з межами струму спрацьовування 12,5–50 А.

Струм спрацьовування реле другого ступеня струмового захисту нульової послідовності вибирається за умовою відведення від струму небалансу в нульовому проводі трансформаторів струму у разі КЗ між трьома фазами за трансформаторами живильних підстанцій, тобто в третій (К₃) точці короткого замикання в усталеному (У) режимі:

$$I_{CP} = K_{ВІД} \cdot K_{АПЕР} \cdot I_{НБ\ У}; \quad (3.52)$$

де $I_{НБ\ У}$ – струм небалансу в нульовому проводі в усталеному режимі КЗ;

$$I_{НБ\ У} = K_{НБ} \cdot I_{РА}; \quad (3.53)$$

де $I_{РА} = I_{К\ МАХ}^{(3)} = 161\ А$ – максимальне значення фазного струму, що проходить у місці установлення релейного захисту під час зовнішнього трифазного (міжфазного) КЗ;

$K_{НБ}$ – коефіцієнт небалансу, береться 0,1;

$K_{ВІД}$ – коефіцієнт відведення, що враховує похибку реле, помилки розрахунку і необхідний запас, дорівнює 1,25 в.о.;

$K_{АПЕР}$ – коефіцієнт, що враховує збільшення струму небалансу в перехідному режимі, за витримки часу до 0,3 с дорівнює 1,5.

$$I_{НБ\ У} = 0,1 \cdot 161 = 16,1\ (А); \quad (3.54)$$

$$I_{СЗ} = 1,25 \cdot 1,5 \cdot 16,1 = 30,2\ (А). \quad (3.55)$$

Струм спрацьовування реле (СР) (див. (2.3)):

$$I_{CP} = \frac{K_{СХ}}{K_{ТС}} \cdot I_{СЗ} = \frac{1}{6} \cdot 30,2 = 5,03\ (А). \quad (3.56)$$

Вибираємо реле РТ-40/6 з межами струму спрацьовування 1,5 – 6 А. Знаходимо коефіцієнт чутливості

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot I_{C0K2\ MIN}^{(1,1)}}{I_{СЗ}} = \frac{1579}{30,2} = 52,3 > 1,5. \quad (3.57)$$

Витримка часу другого ступеня вибирається за умовою відведення від різночасності вимикання фаз вимикача і становить 0,1 – 0,2 с.

4 АВТОМАТИЧНЕ ВМИКАННЯ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА ПАРАЛЕЛЬНУ РОБОТУ

4.1 Загальні положення

Процес увімкнення синхронної машини на паралельну роботу з енергосистемою називається синхронізацією. Для успішного вмикання генератора в мережу необхідно, щоб поштовх зрівняльного струму в момент вмикання не перевищував допустимого значення. Для виконання цієї умови необхідно попередньо відрегулювати частоту обертання генератора так, щоб вона стала близькою до синхронної, а напругу на його виводах (якщо генератор збуджений) зробити близькою до напруги енергосистеми та вибрати момент подачі команди на вмикання вимикача.

На практиці допускаються відхилення від ідеальних умов в момент вмикання:

$$\omega_r = \omega_c, E_r = U_c, < (U_c E_r) = 0,$$

що викликає поштовхи вмикання та електромагнітного моменту на валу машини. Тому операція синхронізації є відповідальною, яка потребує розрахунку та дотримання допустимих умов її виконання.

В експлуатації використовуються два основних способи синхронізації: точна синхронізація та самосинхронізація.

4.2 Автоматичне вмикання способом самосинхронізації

Під час вмикання синхронної машини в мережу способом самосинхронізації мають бути дотримані такі вимоги: генератор незбуджений, АГП вимкнено, залишкова напруга на виводах статора не перевищує $0,1 - 0,3 U_{ном}$; ковзання та прискорення машини не мають перевищувати допустимих значень. Оскільки генератор, який включається в мережу, незбуджений, момент його включення в мережу відносно фази напруги системи не має значення.

Далі за включенням генератора подається нормальне збудження. Експоненціально наростаючий струм збудження створює відповідно наростаючий синхронний момент, який забезпечує втягування генератора в синхронізм з енергосистемою.

Відповідно до нормованого критерію, вмикання генератора допускається, якщо відносне значення періодичної складової зрівняльного струму вмикання:

$$I_{\text{зрів}} = \frac{1,05}{X_d'' + X_c} \leq 3,5, \quad (4.1)$$

де X_d'' – перехідний опір генератора по повздовжній осі;

X_c – опір мережі, приведений до напруги генератора, в.о.

4.3 Автоматичне вмикання способом точної синхронізації

Під час вмикання способом точної синхронізації генератор розвертається до частоти, близької до синхронної, та збуджується.

Потім вручну або за допомогою автоматики зменшуються частота та напруга генератора, який синхронізується.

Після цього вибирається момент подачі команди на вмикання генератора в мережу.

У випадку недотримання ідеальних умов синхронізації, в момент вмикання з'являється поштовх зрівняльного струму ввімкнення вимикача:

$$I_{\text{зрів}} = \frac{U_c - E_r}{X_d'' + X_c} = \frac{\Delta U}{X_{\Sigma}}, \quad (4.2)$$

де ΔU – різниця синхронізованих напруг в момент вмикання;

X_{Σ} – сумарний надперехідний опір генератора X_d'' та опір електроенергетичної системи X_c .

Якщо ЕРС генератора та напруга системи однакові за абсолютним значенням та в момент вмикання зсунені на кут вмикання вимикача $\delta_{\text{в.в.}}$, то зрівняльний струм буде дорівнювати:

$$I_{\text{зрів}} = \frac{2 \cdot U \cdot \sin\left(\frac{\delta_{\text{в.в.}}}{2}\right)}{X_{\Sigma}}. \quad (4.3)$$

Значення струму вмикання за точної автоматичної синхронізації не нормується, однак зазвичай допускається, щоб зрівняльний струм під час вмикання вимикача дорівнював:

$I_{\text{зрів}} = 1$ в.о. для генераторів з надперехідним опором $X_d'' = 0,25$;

та $I_{\text{зрів}} = \frac{0,25}{X_d''} \cdot I_{\text{ном.ген.}} = 0,25/X_d''$ – для генераторів з $X_d'' > 0,25$.

4.4 Умови задач

Задача 1р. Визначити можливість підключення до шин електроенергетичної системи турбогенератора потужністю $S_{Г.НОМ}$ (або $S_{Г}$) та надперехідним опором X''_d через трансформатор потужністю $S_{Т.НОМ}$ (або $S_{Т}$) на паралельну роботу способом самосинхронізації (дані в табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Початкові дані до задачі 1

Варіант	1	2	3	4	5	6
$U_{Г}$, Ом	10,5	15,75	20	20	6,3	10,5
$l_{л}$, км	80	100	120	140	60	90
$S_{Т}$, МВ·А	125	200	250	400	100	160
$U_{к}$, %	11	11	11	11	12	12
$S_{Г}$, МВ·А	117,5	188	235	353	90	138
X''_d , в.о.	0,183	0,22	0,20	0,17	0,20	0,19

Задача 2р. Визначити поштовх струму під час підключення до шин електроенергетичної системи турбогенератора потужністю $S_{Г.НОМ}$ та опором X''_d на паралельну роботу способом точної синхронізації, якщо потужності генератора та системи однакові та дорівнюють номінальним, а кут вмикання дорівнює $\delta_{вмик.}$. Дані трансформатора та генератора за умовами задачі 2 подано в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Початкові дані до задачі 2

Варіант	1	2	3	4	5	6
$\delta_{вмик.}$, °	3	50	10	8	6	4
X''_d , в.о.	0,2	0,18	0,19	0,17	0,30	0,21

4.5 Контрольні запитання

1. Назвіть операції та послідовність їх виконання під час вмикання генератора на паралельну роботу способом самосинхронізації.

Які переваги та недоліки цього способу синхронізації порівняно зі способом точної синхронізації?

2. Назвіть операції та послідовність їх виконання під час вмикання генератора на паралельну роботу способом точної синхронізації.

Які переваги та недоліки цього способу синхронізації порівняно зі способом точної синхронізації?

3. Чому в автоматичних точних синхронізаторах відбувається контроль ковзання, тобто імпульс на вмикання дозволяється подавати за досить малої різниці кутової швидкості обертання ротора генератора та ЕРС електроенергетичної системи?

4. Що вам відомо про напругу биття під час точної синхронізації генератора з електроенергетичною системою як «обвідну» значень напруг генератора та системи. Як виміряти напругу биття? Напруга биття як джерело інформації про процес точної синхронізації.

5. Як і чому здійснюється однократність дії схеми автоматичної синхронізації?

6. Поясніть принцип дії реле різниці частот в схемі самосинхронізації.

5 АВТОМАТИЧНЕ ВМИКАННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА ОБЛАДНАННЯ (АВР)

5.1 Загальні положення

В системах електрозабезпечення за наявності двох (або більше) джерел живлення часто доцільно працювати за розімкненою схемою. В такому разі всі джерела увімкнені, але не «зв'язані» між собою, кожне джерело електричної енергії забезпечує живлення певних споживачів. Такий режим роботи мережі пояснюється необхідністю: зменшити струм КЗ, спростити релейний захист, створити необхідний режим електроенергетичної системи за напругою, зменшити витрати електроенергії та под. Однак, водночас надійність електрозабезпечення в розімкнених мережах виявляється більш низькою, ніж в замкнених, оскільки відключення єдиного джерела призводить до припинення живлення всіх його споживачів. Електрозабезпечення споживачів, що втратили живлення, можна відновити автоматичним підключенням до іншого джерела живлення за допомогою пристрою автоматичного вмикання резервного джерела (ПАВР).

Застосовують різні схеми ПАВР, однак всі вони мають задовольняти наведені нижче основні вимоги.

1. Знаходитись в стані постійної готовності до дії та спрацьовувати у разі припинення живлення споживачів з будь-яких причин та за наявності нормованих значень напруги з іншої (відносно сторони підключення робочого джерела електроенергії) сторони лінії електропередач (ЛЕП), до якої приєднано резервне джерело живлення споживачів. Щоб не допустити вмикання резервного джерела на коротке замикання, лінія робочого джерела на момент дії ПАВР має бути вимкнена вимикачем зі сторони шин споживачів. Вимкнений стан вимикача (який підключає резервне джерело електроенергії) контролюється його допоміжними контактами або контролюється за допомогою реле положення. Ці допоміжні контакти або контакти реле положення вимикача мають бути використані в схемі вмикання вимикача резервного джерела. Ознакою припинення живлення є зникнення напруги на шинах споживачів, тому контрольованим параметром, який впливає на спрацьовування ПАВР, є напруга на шинах споживачів та її значення. У разі зниження напруги до певного значення ПАВР починає діяти.

2. Мати мінімально можливий час спрацьовування $t_{\text{АВР1}}$. Це необхідно для скорочення тривалості перерви живлення споживачів та для забезпечення самозапуску електродвигунів. Мінімальний час $t_{\text{АВР1}}$ визначається необхідністю увімкнути спрацьовування ПАВР за коротких замикань на елементах мережі, з'єднаних з робочим джерелом живлення, якщо в такому

випадку напруга на резервних шинах стане нижчою за напругу спрацювання пристрою АВР. Такі пошкодження вимикаються швидкодійним захистом пошкоджених елементів. Під час вибору витримки часу необхідно також узгодити дію ПАВР з дією устаткування автоматичного повторного включення (УАПВ) та з дією інших пристроїв АПВ, розташованих ближче до робочого джерела живлення.

3. Мати однократність дії, що необхідно для запобігання багаторазового вмикання резервного джерела на стійке коротке замикання.

4. Забезпечувати, разом з захистом, швидке відімкнення резервного джерела живлення та його споживачів від пошкоженої резервної секції шин і тим самим зберегти нормальну роботу споживачів. Для цього передбачається прискорення дії захисту після АВР.

5. Не допускати небезпечних вмикань синхронних електродвигунів та перевантажень обладнання.

Високий ступінь надійності електропостачання споживачів забезпечують схеми живлення одночасно від двох та більше джерел живлення. Однак більша кількість підстанцій, які мають два та більше джерел живлення, працюють за схемою одnobічного живлення, що є менш надійним, але більш простим, і, в ряді випадків, єдино можливим та доречним способом живлення.

Недоліком одностороннього живлення є те, що аварійне вимкнення робочого джерела призводить до припинення живлення споживачів, що може бути усунено швидким автоматичним вмиканням резервного джерела (АВР). Простота схем та висока ефективність обумовили широке застосування АВР на електростанціях та в електричних мережах.

Принцип дії АВР

У випадку вимкнення з будь-якої причини робочого вимикача $Q_{\text{роб.}}$, який забезпечує живлення споживачів в робочому режимі, після закінчення встановленої витримки часу автоматично вмикається резервний вимикач $Q_{\text{рез.}}$, який забезпечує живлення споживача від резервного джерела. Подача команди на вмикання резервного джерела здійснюється від блок-контактів вимикача робочого кола або від контактів реле положення «вимкнено» цього вимикача. Однак живлення споживачів може зникнути й за увімкненого вимикача на ввіді від робочого джерела. Це відбувається через пошкодження в мережі живлення за межами контролюваного об'єкта, який резервується. Для того щоб забезпечити дію АВР, в цих випадках, передбачається спеціальний пусковий орган напруги ПОН. В задачу пускового органу входить вмикання вимикача робочого живлення у разі зникнення напруги на шинах споживачів.

Напруга спрацювання мінімального реле напруги вибирається так, щоб ПОН не приходив в дію за знижених напруг, викликаних КЗ або самозапуском електродвигунів. Тоді:

$$U_{c.p} = \frac{U_{зал.к}}{K_{від}}; \quad (5.1)$$

$$U_{c.p} = \frac{U_{зап}}{K_{від}}; \quad (5.2)$$

де $U_{зал.кз}$ – найменше розрахункове значення залишкової напруги у разі КЗ;

$U_{сам.зап.}$ – найменша напруга під час самозапуску електродвигунів;

$K_{від}$ – коефіцієнт відлагодження, який дорівнює 1,2.

Далі вибирається менше значення напруги спрацювання з отриманих за формулами (5.1) та (5.2) напруг.

Витримка часу ПОН має бути на ступінь селективності $\Delta t = 0,5$ с більша витримки часу захистів $t_{c.з,max}$, що діють у разі КЗ на приєднаннях, які відходять від шин робочого джерела та від шин джерел, які живлять резервний споживач (шини вищої та нижчої напруг підстанції):

$$t_{пон} = t_{c.з,max} + \Delta t . \quad (5.3)$$

За необхідності витримка часу ПОН має узгоджуватись з часом дії ПАПВ робочого джерела. До установаження витримки часу, приймається найбільша витримка часу.

5.2 Умови задач

Задача 3. Визначити уставку реле часу пристрою автоматичного вмикання резерву (реле показано на схемі рис. 5.1) та визначити, в якій послідовності спрацьовують вимикачі Q_1 , Q_2 , Q_3 та Q_4 . Ступінь селективності $\Delta t = 0,5$ с.

Відомо, що час вимкнення приєднань вибирається з урахуванням часу дії релейного захисту та вимкнення вимикачів.

Таблиця 5.1 – Початкові дані до задачі 3

Варіант	1	2	3	4	5	6
Час t_1 , с	1,6	0,6	1,5	2,0	1,1	2,1
Час t_2 , с	0,6	0,5	1,0	1,6	1,5	1,1
Час t_3 , с	2,0	1,1	1,6	1,0	2,1	2,5

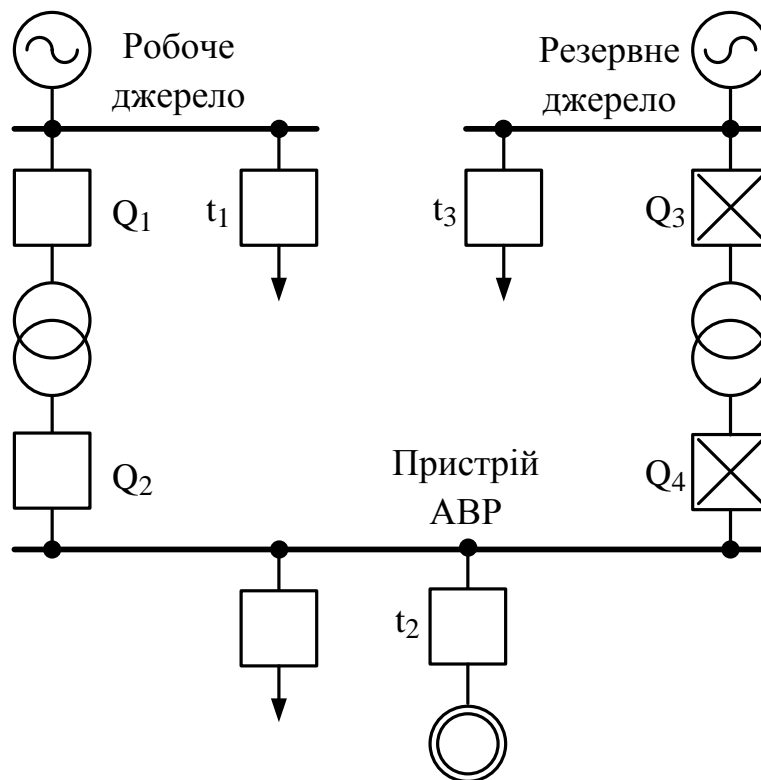


Рисунок 5.1 –Схема до задачі 3

Задача 4. Електроживлення асинхронного електричного двигуна номінальною потужністю $P_{д.ном}$ (номінальне значення напруги $U_{д.ном} = 6$ кВ, кратність пускового струму K_i) здійснюється через трансформатор потужністю $S_{т.ном}$ ($K_U = 110$ кВ/6,3 кВ, $U_K = 10,5\%$).

Визначити уставку мінімального реле напруги пристрою автоматичного вмикання резерву.

Таблиця 5.2 – Початкові дані до задачі 4

Варіант	1	2	3	4	5	6
$P_{д.ном},$ кВт	500	200	400	315	250	132
$\cos(\varphi_{ном})$	0,85	0,92	0,9	0,91	0,86	0,88
$K_i,$ в.о.	6	7	6,5	7,5	5	5,5
$S_{т.ном},$ кВА	560	250	500	400	400	160

Задача 5р. Якою буде напруга на шинах асинхронного двигуна $U_{дв.}$ потужністю $P_{д.ном}$ ($U_{д.ном} = 6$ кВ, номінальна частота обертання $n_{ном}$, кратність пускового струму K_i) у разі перемикання на резервне живлення (трансформатор потужністю $S_{т.ном}$, $K_U = 110$ кВ/6 кВ, $U_K = 8\%$), якщо в момент вмикання ковзання плин двигуна $s_{дв.}$, а критичне ковзання $s_K = 0,10$.

Таблиця 5.3 – Початкові дані до задачі 5

Варіант	1	2	3	4	5	6
$P_{д.ном}, \text{кВт}$	132	500	315	400	200	250
$\cos(\varphi_{ном})$	0,88	0,85	0,91	0,9	0,92	0,85
$n_{ном}, \text{об/хв}$	985	1475	1485	1485	985	985
$K_i, \text{в.о.}$	5,5	6	7,5	6,5	7	5
$S_{т.ном}, \text{кВА}$	160	560	400	500	250	400
$S_{дв.}$	0,2	0,25	0,3	0,15	0,35	0,28

5.3 Контрольні запитання

1. Яким має бути час повернення реле в пристрої АВР для забезпечення однократності його дії?
2. Для чого необхідно забезпечувати однократність дії ПАВР?
3. В схемі рис. 5.1 запропонуйте принцип прискорення дії захисту під час спрацювання АВР.
4. Перерахуйте вимоги до ПАВР.

6 АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВМИКАННЯ (АПВ) ЛІНІЙ З ДВОСТОРОННІМ ЖИВЛЕННЯМ

Якщо обладнання, яке було відімкнене захистом, знову увімкнуті після завершення безструмової паузи, необхідної для деіонізації середовища іонізованою дугою в місці КЗ, то це увімкнення часто буває успішним і відновлює схему живлення [1–5].

Така операція, що виконується автоматично, називається автоматичне повторне ввімкнення АПВ [6–10].

Розрізняють одно-, дво- та трикратні АПВ: ТАПВ – трифазні АПВ, ОАПВ – однофазні. ОАПВ використовуються лише в мережах із заземленою нейтраллю.

Відсоток успішних АПВ ПЛЕП: I – 60–80%; II – 10–15%; III – 1,5–3%. Для кабельних мереж: I – 45–55%. Для іншого електрообладнання – 65–75%.

Для України обов'язковим є АПВ для ліній з напругою 1 кВ і більше кіловольт та поширюється на трансформатори потужністю 1 МВА і більше, на електродвигуни. В Україні використовуються однократні АПВ, рідше двократні АПВ. трикратні АПВ – не використовуються з причин низької ефективності.

Чим вищою є напруга, тим частішими є однофазні замикання (на ПЛЕП 500 кВ – 90% від всіх замикань). Для важливих ПЛЕП разом з ТАПВ використовують і ОАПВ. ОАПВ виконується лише однократним.

6.1 Властивості ПАПВ

У ПАПВ мають бути такі властивості.

1. Якомога більша швидкодія.
2. Кратність дії АПВ (за умови стійких КЗ) не вище заданої.
3. Автоматичне повернення в режим готовності ПАПВ після успішного АПВ.
4. Неспрацьовування ПАПВ у разі оперативного відключення вимикача ЛЕП.
5. Неспрацьовування ПАПВ у разі відключення вимикача ЛЕП, викликаного дією релейного захисту під час короткого замикання (КЗ) ЛЕП.
6. Можливість автоматичної заборони АПВ у випадку дії відповідних видів захисту або автоматики ЛЕП.

6.2 Способи пуску АПВ

1. За невідповідності стану вимикача (відключений) попередній оперативній команді «ввімкнути» (рис. 6.1).
2. У разі спрацювання РЗА.

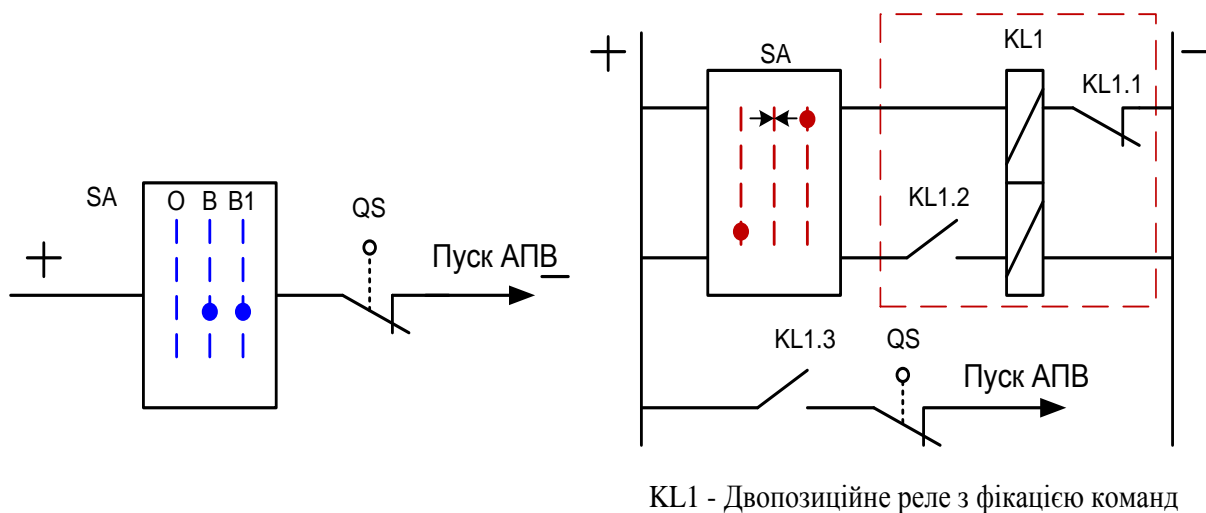


Рисунок 6.1

6.3 Часові параметри, що враховуються під час налаштування ПАПВ

Під час налаштування ПАПВ потрібно враховувати такі параметри [11–14]:

1. Час спрацювання АПВ $t_{c.a}$.

2. Час самоповернення привода АПВ $t_{c.n}$. $t_{c.n}$ – залежить від результатів випробування циклами вимикачів (від їх готовності) і знаходиться в межах: 15 – 20 с – для однократного АПВ та 60 – 130 с – для двократного.

3. Час деіонізації ізоляційного середовища $t_{d.c}$ (повітря) залежить від робочої напруги, значення і тривалості струму КЗ, від метеоумов у місці КЗ
За ТАПВ час деіонізації $t_{d.c}$ дорівнює:

- 35 кВ – 0,08 с;
- 110 кВ – 0,17 с;
- 220 кВ – 0,25 с;
- 500 кВ – 0,3-0,4 с.

4. Час повернення привода вимикача в стан готовності до повторного вмикання після відключення вимикача називається часом готовності привода $t_{г.п}$. У повітряних вимикачів $t_{г.п} \approx 0$ с., у масляних вимикачів:

$$t_{г.п} \approx 0,1 - 0,4 \text{ с.}$$

Необхідне значення часу спрацювання АПВ $t_{c.a.1}$ під час пуску від невідповідності положення ключа управління вимикачем і супроводжувальних блок-контактів вимикача залежить від умов:

$$\left. \begin{array}{l} 1. \quad t_{c.a.I} \geq t_{2.n} + t_{зан} \\ 2. \quad t_{c.a.I} \geq t_{\partial.c} - t_{6.6} + t_{зан} \\ 3. \quad t_{c.a.I} \geq t_{2.6} - t_{6.6} + t_{зан} \\ 4. \quad t_{c.a.I} \geq t_{n.3} - t_{6.6} + t_{зан} \end{array} \right\} t_{зан} = 0,4 - 0,5 \text{ с},$$

де $t_{2.n}$ – час готовності привода,

$t_{2.6}$ – час готовності вимикача,

$t_{\partial.c}$ – час деіонізації середовища,

$t_{n.3}$ – час повернення захисту, встановленого із сторони живлення,

$t_{зан}$ – час запасу,

$t_{6.6}$ – час ввімкнення вимикача,

$t_{c.a}$ (t_{CA}) – час спрацювання АПВ.

Оскільки у повітряних вимикачів $t_{2.n} \approx 0$ с, то для АПВ-I користуються першою умовою, а для АПВ-II – визначальною є третя умова.

$$t_{c.a.II} \geq t_{2.n} = 15 - 20 \text{ с}.$$

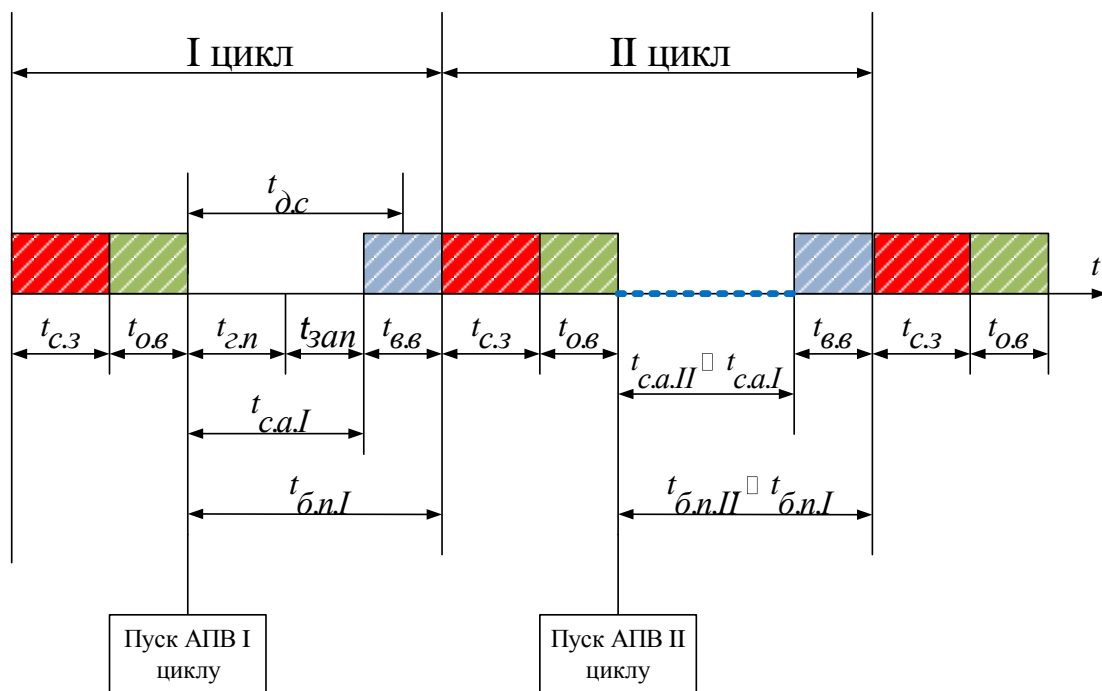


Рисунок 6.2

На рис. 6.2 показано: $t_{c.3}$ – час спрацювання захисту, встановленого із сторони живлення, $t_{6.6}$ – час ввімкнення вимикача, $t_{o.6}$ – час вимкнення вимикача, $t_{\bar{o}.n}$ – час безструмової паузи, t_{CA} – час спрацювання АПВ.

6.4 Прискорення дії захисту під час АПВ (ПДЗ АПВ)

Можна скорочувати час відключення КЗ захистами з відносною селективністю [9–10].

Варіанти прискорення дії захисту (ПДЗ):

1. ПДЗ після АПВ.
2. ПДЗ до АПВ.
3. Почергове АПВ (ПО АПВ).

6.5 ПДЗ після АПВ

Услід за АПВ на час, достатній для відключення вимикача, виводиться витримка часу найбільш чутливого ступеня захисту.

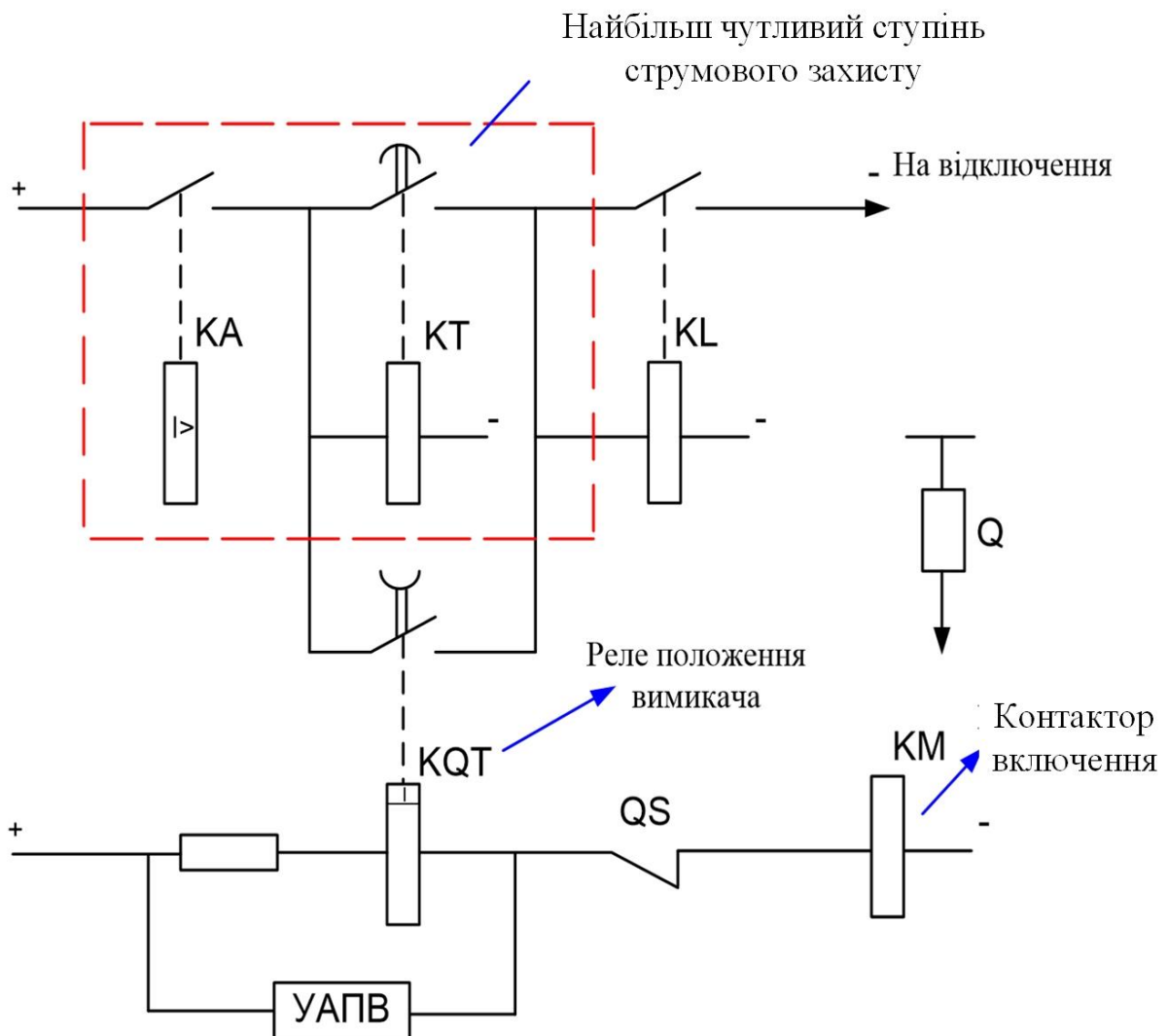


Рисунок 6.3

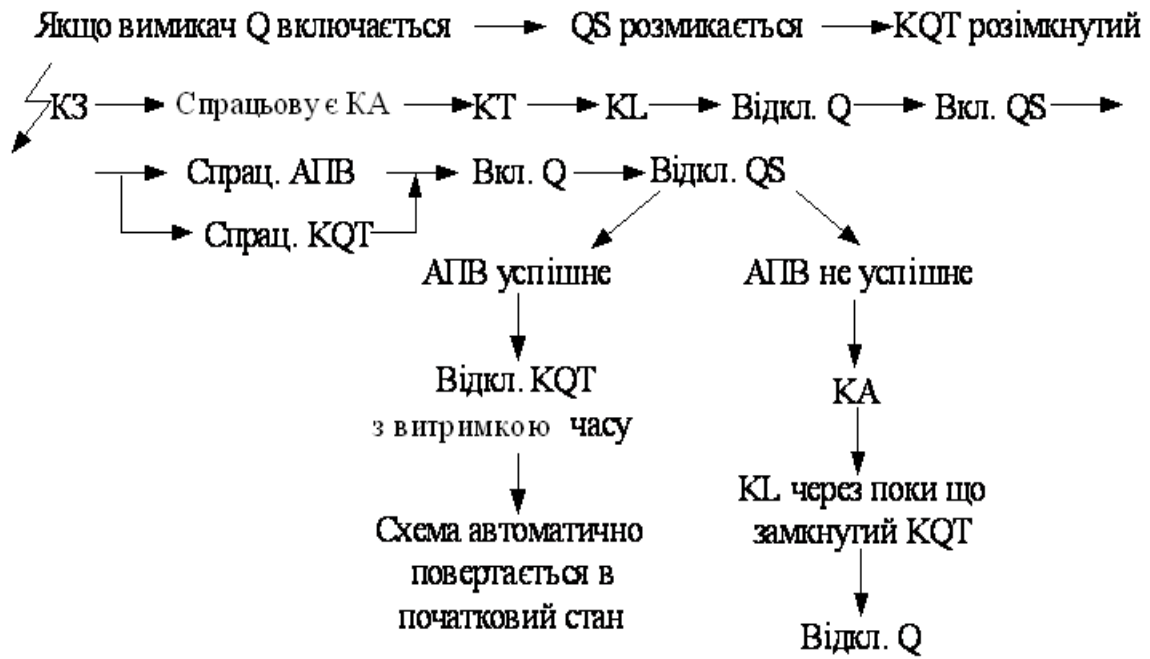


Рисунок 6.4

6.6 ПДЗ до АПВ

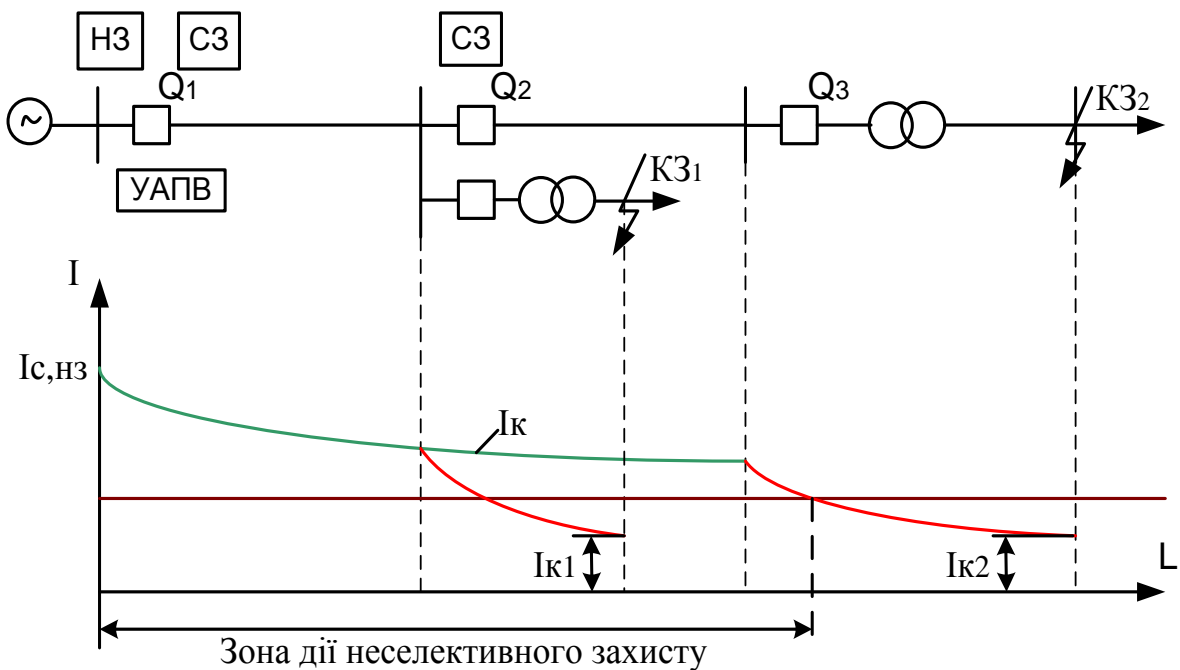


Рисунок 6.5

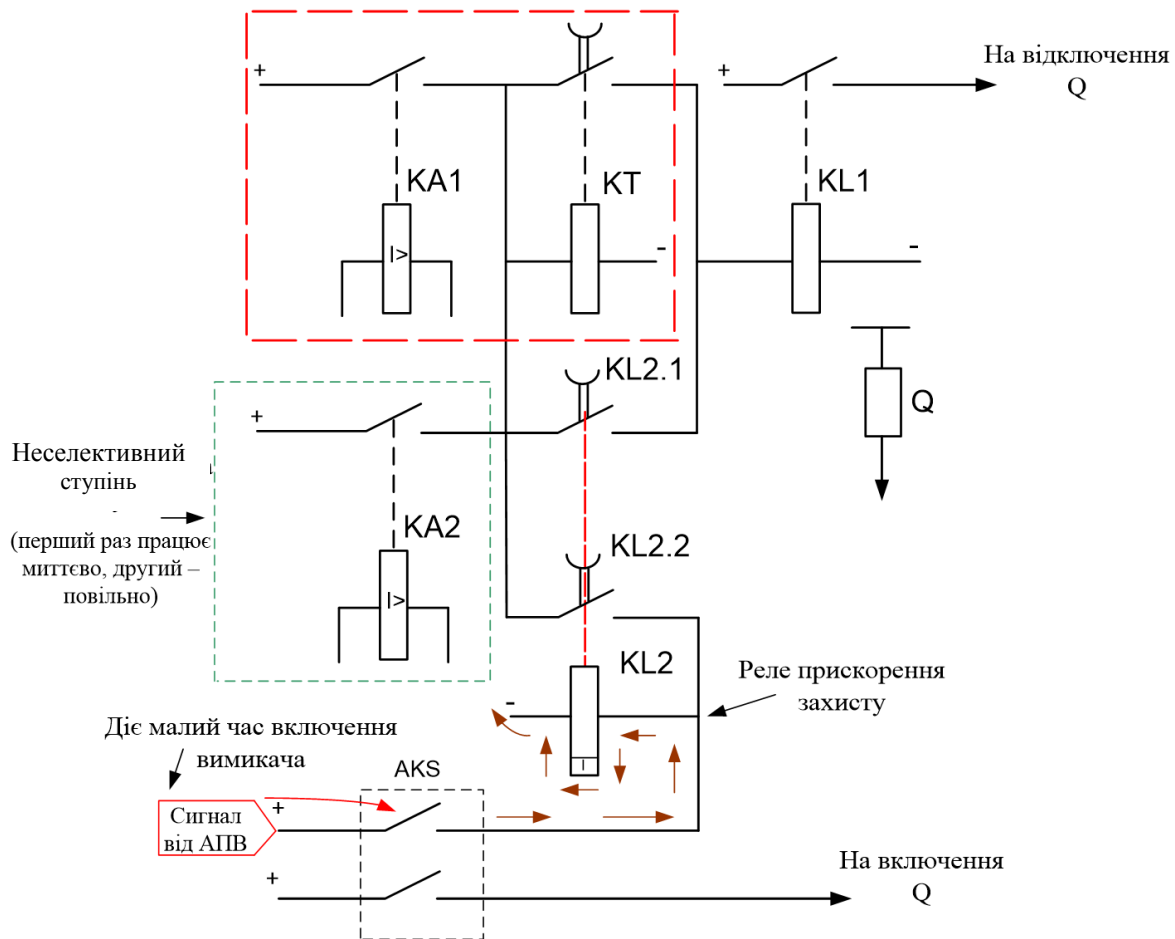


Рисунок 6.6

В нормальному режимі контакт вимикача Q замкнутий, реле KL2 знеструмлено → контакт KL2.1 замкнутий → неселективний ступінь захисту (НЗ) введений в дію і готовий спрацювати в будь-який момент часу за КЗ в будь-якій точці.

За КЗ → спрацює реле KA2 → через KL2.1 → реле KL1 → відключається вимикач Q → спрацює ПАПВ → замикається. АКС → спрацює вимикач Q → спрацює реле KL2 (тимчасово, на час дії АПУ) → KL2.1 розмикається миттєво, KL2.2 замикається миттєво → KL2 знеструмлюється → KL2.1 з витримкою часу починає замикатись, KL2.2 з витримкою часу розмикається → за цей час селективно спрацює KA1 → KT → KL1 → селективно відключається Q3 лише пошкодженої лінії.

Це потрібно, щоб струмовий захист (СЗІ) ближньої до джерела ділянки ЛЕП з нульової затримкою (НЗ) в часі відключав повторно тільки свою (ближню до джерела) ділянку, а не дальню, оскільки АПУ дальньої ділянки спрацює пізніше, ніж ближньої, а за цей час ближня до джерела ділянка ЛЕП вже відключиться пристроєм релейного захисту.

6.7 Почергове АПВ (ПО АПВ)

ПО АПВ має переваги під час дії захисту до та після АПВ. Установлення пристроїв релейного захисту та автоматики показано на рис. 6.7. Швидкодійні неселективні ступені захисту призначені захищати кожен свою ділянку, але, на жаль, захоплюють і частину іншої суміжної ділянки.

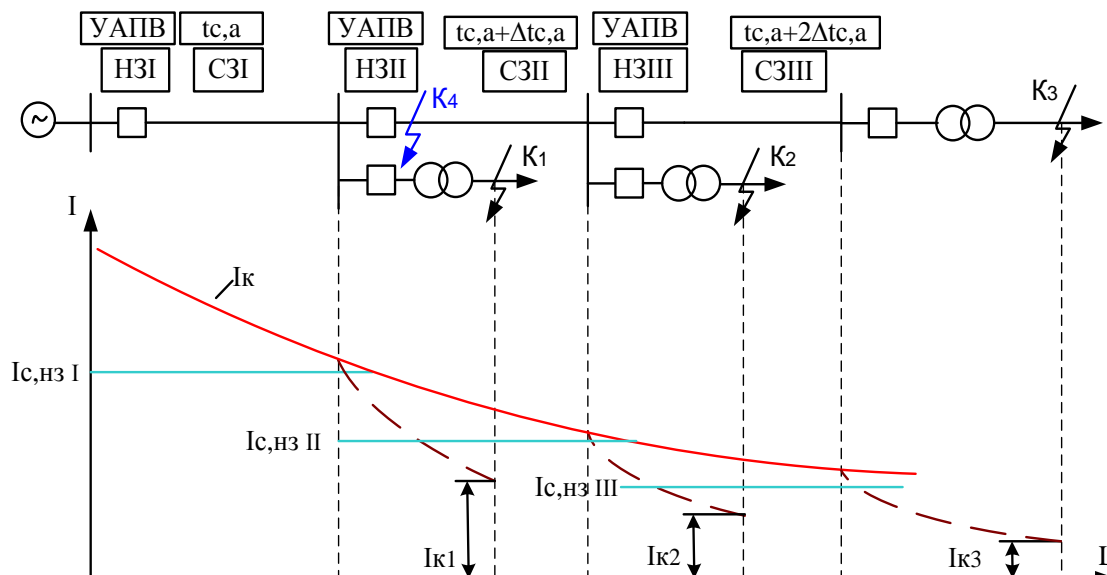


Рисунок 6.7

Час спрацювання ПАПВ послідовно зростає на ступінь $\Delta t_{c,a}$ з віддаленням від джерела живлення.

Залежно від місця КЗ відключаються миттєво або тільки пошкоджена, або і наступна ділянка.

В другому випадку, першим з часом $t_{c,a,i}$ ($i = 1,2$) діє ПАПВ наступної ділянки (ближньої до джерела), а АПВ пошкодженої відбувається пізніше, з часом:

$$t_{c,a,(i+1)} = t_{c,a,i} + \Delta t_{c,a}.$$

Після АПВ ділянки, неселективний ступінь захисту залишається ще введеним на час, достатній для відключення вимикача (у випадку відключення вимикача на своїй ділянці), а потім автоматично виводиться більш раннє АПВ попередньої ділянки. Тому, якщо КЗ стійке, миттєво повторно відключається тільки пошкоджена ділянка і ліквідація КЗ відбувається селективно та без витримки часу. У випадку відключення тільки однієї ділянки та стійкого КЗ обидва рази діє неселективний ступінь захисту цієї ділянки.

Збільшення часу спрацювання АПВ $t_{c,a}$ на час $\Delta t_{c,a}$, або на час $2\Delta t_{c,a}$ є недоліком, який можна частково усунути автоматичним виключенням «добавок» до $t_{c,a}$, якщо після відключення КЗ одразу відновлюється напруга

на шинах цієї підстанції чи струм в живильній лінії. Це означає, що КЗ знаходиться поза зоною дії неселективного ступеня захисту наступної ділянки і тому цей ступінь захисту не спрацьовує, а ділянка ЛЕП не відключається.

Після завершення всіх відключень і циклів АПВ на ділянках, що залишилися включеними, неселективні ступені захистів (НЗ) знову автоматично вводяться. Одну зі схем управління неселективним ступенем захисту (НЗ) під час почергового автоматичного повторного включення (ПО АПВ) показано на рис. 6.8.

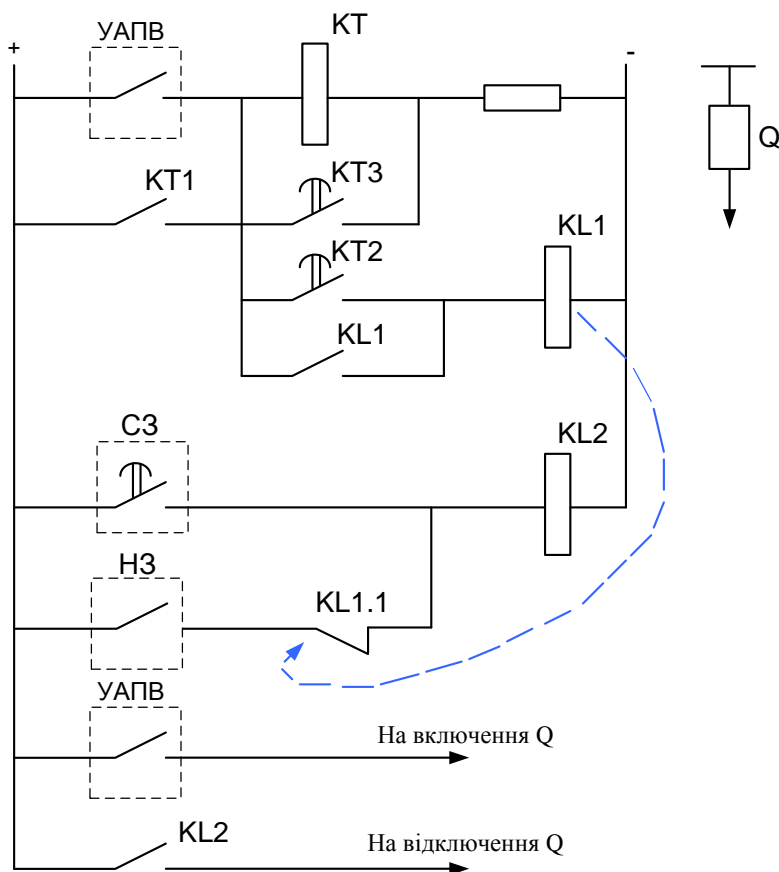


Рисунок 6.8

До АПВ неселективний ступінь захисту (НЗ) введений контактом проміжного реле KL1. Пристрій АПВ, спрацьовуючи, запускає реле часу КТ, яке далі самостійно утримується контактом КТ1. Після закінчення часу, достатнього для відключення неселективним ступенем захисту стійкого КЗ на своїй ділянці, замикається імпульсний контакт КТ2. Реле KL1 спрацьовує, виводить неселективний ступінь захисту і самоутримується до замикання упорного контакту КТ3, який деблокує реле часу КТ. Реле KL1 втрачає живлення і знову вводить неселективний ступінь захисту НЗ. Уставка часу спрацювання контакту КТ3 реле часу КТ має перевищувати час повного циклу неуспішного АПВ дальньої ділянки.

6.8 АПВ в поєднанні з діями автоматичних відокремлювачів

Наявність АПВ дозволяє замінити в деяких випадках вимикачі автоматичними відокремлювачами (АВ) і таким чином дозволяє здешевити електричне устаткування.

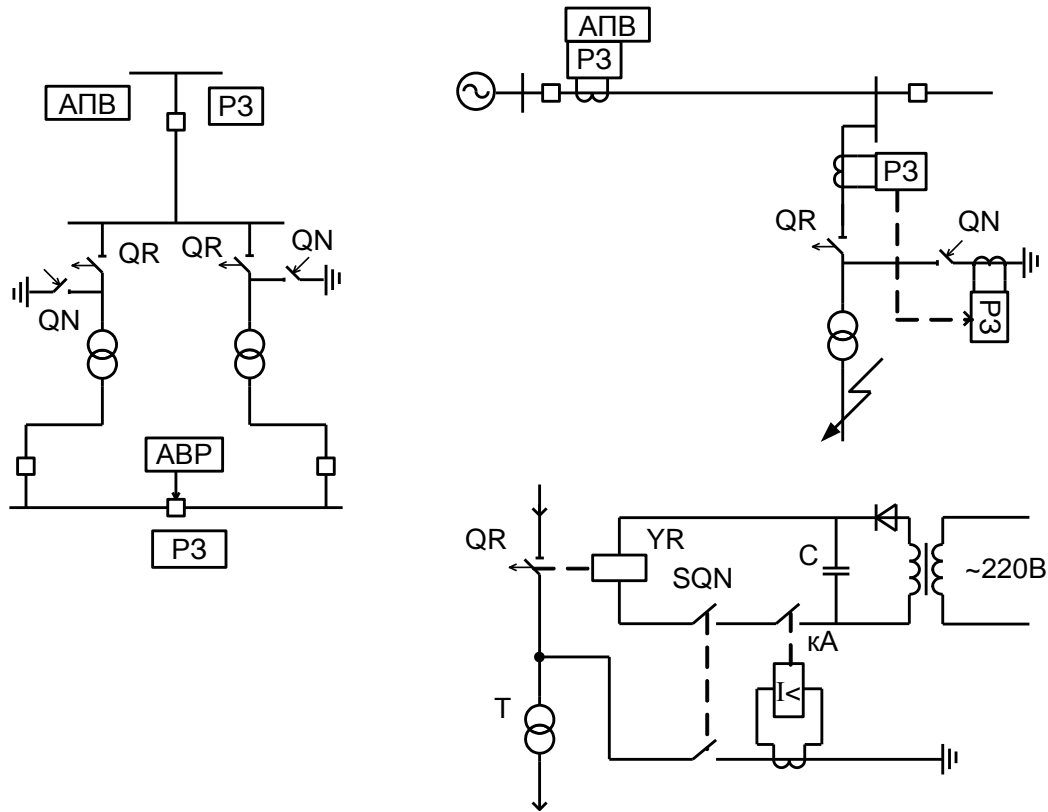


Рисунок 6.9

Зникнення струму в колі короткозамикача слугує ознакою відключення живлення і викликає сигнал відключення відокремлювача QR.

6.9 Принцип виконання АПВ

Для АПВ вимикача з пружинним приводом та для АПВ з запасом енергії попередньо зарядженого конденсатора для одиничних ліній, які не мають паралельних зв'язків, існують три різновиди ТАПВ, виконаних залежно від конкретних умов:

1. Несинхронне АПВ (НАПВ);
2. Швидкодійне АПВ (БАПВ);
3. АПВ з уловлюванням синхронізму (АПВ УС).

Несинхронне АПВ здійснюється без будь-яких обмежень за кутом ввімкнення, а тому значення цього кута може бути $\pm(120\div 135^\circ)$, за якого синхронні машини відчувають найбільший динамічний вплив.

Нормовані максимально допустимі у разі НАПВ значення струмів ввімкнення з кутом 180° (у вітках генераторів). Якщо ЕРС синхронних генераторів після відключення лінії не підвищуються більше, ніж на 5%, то такі струми, віднесені до номінального струму генератора, дорівнюють:

- для гідрогенераторів:

$$\frac{I_{\pi, \max, g}''}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,84}{x_d''};$$

- для турбогенераторів:

$$\frac{I_{\pi, \max, g}''}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,7}{x_d''}.$$

Якщо відомо, що за рахунок відключення навантаження в циклі НАПВ (після відключення РЗ ЛЕП) можливе суттєве підвищення частоти обертання, що для всіх генераторів береться:

$$\frac{I_{\pi, \max, g}''}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,625}{x_d''}.$$

Крім умови допустимості НАПВ за кутом вмикання перевіряється збереження стійкості (синхронної) після АПВ.

Для розрахунку НАПВ складається заступна схема для ЕРС генераторів $E_q'' = (1 \div 1,05) \cdot U_{\text{ном}}$. Далі визначається розподіл струму ввімкнення, з кутом π , по вітках генераторів (з перевіркою допустимості цих струмів). Вітки навантажень відкидаються. У випадку від'ємного результату розрахунку і за наявності суттєвих місцевих навантажень розрахунок повторюють з введенням в заступну схему віток цих навантажень (які забирають від генератора частину струму вмикання) з параметрами: ЕРС навантаження $E_H'' = 0,9U_{\text{ном}}$, відносний опір $x_H = 0,35$ в.о. Якщо результат додатний, то НАПВ допустиме.

Пристроями механічного АПВ оснащуються пружинні і вантажні приводи вимикачів.

Наявність механічного АПВ ускладнює конструкцію привода і призводить до його пришвидшеного зносу, оскільки привод не встигає «підготуватись» до повторного вимкнення вимикача.

Схему електричного АПВ вимикача з пружинним приводом на змінному струмі показано на рисунку 6.10.

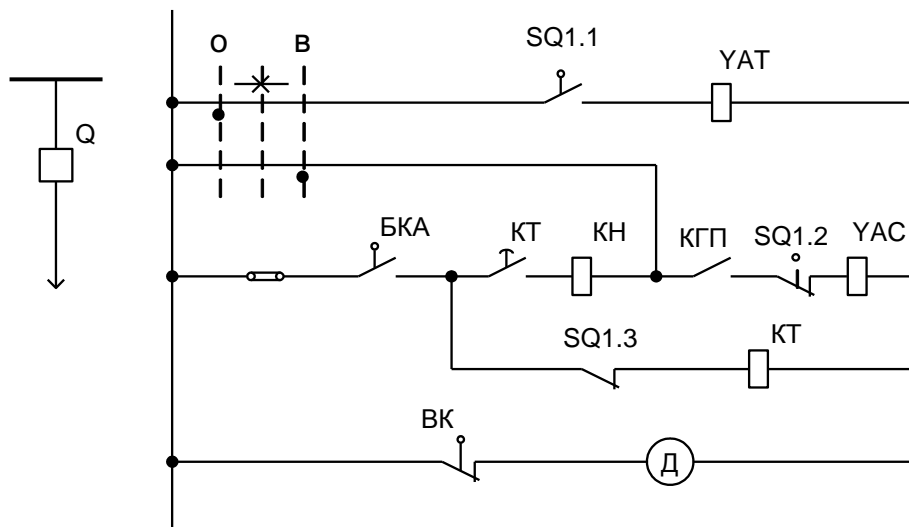


Рисунок 6.10

На рис. 6.10 показано: БКА – допоміжний контакт аварійного відключення вимикача; КГП – контакт готовності привода; ВК – кінцевий контакт привода вимикача, SA – перемикач.

Контакт БКА – замикається, якщо перемикач SA знаходиться в положенні «В» («включений»), а потім контакт БКА залишається замкнутим, навіть у разі відключення вимикача Q релейним захистом. Розмикається контакт БКА за положення перемикача SA → «0».

Під час КЗ спрацьовує релейний захист, відключаючи вимикач Q. Далі через час спрацьовування АПВ $t_{АПВ} = t_{КТ}$ на котушку увімкнення вимикача YAC через контакти БКА, КТ, КН, КГП, SQ1.2 подається живлення → вимикач Q вмикається. Автоматичне заведення пружин привода вимикача Q здійснюється шляхом подавання напруги на електричний двигун Д і шляхом відключення напруги в колі двигуна у разі повного заведення пружини.

Якщо перемикач SA був в положенні «0», то контакт БКА розімкнений і вимикач Q не спрацьовує.

Однократність АПВ забезпечується тим, що контакт КТ ковзний (імпульсний). Час готовності привода вимикача (замикання КГП) дорівнює часу заведення пружини, а також дорівнює часу повернення АПВ в стан готовності. У разі повторного КЗ (після АПВ) спочатку спрацьовує реле часу КТ (замикається і розмикається контакт реле часу КТ), а тільки потім замикається контакт КГП.

Недоліком розглянутої схеми є можливість багаторазового вимкнення вимикача у випадку тривалого замикання ковзного контакту.

6.10 АПВ на вимикачі з електромагнітним приводом

АПВ на вимикачі з електромагнітним приводом здійснюється за допомогою спеціального реле повторного увімкнення – РПВ.

Реле РПО, яке спрацьовує під час вимкнення вимикача, реле блокування від багатократного ввімкнення РБМ, перемикач SA, що має шість положень:

- В1 – попередньо включено;
- В2 – включити;
- В – включено;
- Q1 – попередньо відключено;
- Q2 – відключити;
- О – відключено.

Час заряджання конденсатора в схемі АПВ – 20–30 с.

Електромагнітний привод потребує спеціального джерела постійного (випрямленого) оперативного струму (або потребує акумуляторну батарею (АБ) або потребує попередньо заряджену конденсаторну батарею).

Котушка включення вимикача отримує живлення від спеціального випрямляча, приєднаного до трансформатора власних потреб п/ст.

АПВ виконується за допомогою реле повторного включення РПВ-358(58), блока живлення БПЗ та конденсаторної батареї 1С.

РПО – проміжне реле, що спрацьовує за положення вимикача «відключено».

РБМ – реле блокування від багатократного включення вимикача.

ВРП1 – проміжне реле, призначене для розряджання конденсаторної батареї (конденсатора) С1 на котушку відключення YAT під час відключення перемикачем (ключем керування) SA.

6.11 Робота АПВ

У разі перемикачання перемикача SA, С заряджається через R_2 за $\tau = R_2 \cdot C$. Під час КЗ спрацьовує реле захисту (РЗ), замикаються контакти РЗ → відключається Q через YAT → замикається QS1 (В1) → спрацьовує КТ(РВ) → реле часу КТ (РВ) вмикається, оскільки перемикач SA знаходився у положенні «увімкнено», а вимикач Q відключився і його реле РПО спрацювало та замкнуло контакт РПО. Запуск АПВ виконується через реле часу КТ (РВ).

Через час певний час замикається контакт реле КТ1 (РВ1). Конденсатор С2 розряджається через КТ1 на обмотку проміжного реле КЛ (РП_I) → це обмотка спрацювання проміжного реле РП(КЛ).

Реле РП (замикається РП2) і на контактор пуску КП через РП2, обмотку самоутримування цього проміжного реле РП_{II}(КЛ_{II}) подається живлення.

КП спрацьовує, замикає контакти КП1,КП2 → спрацьовує контактор включення КВ.

Якщо КЗ не ліквідувалось →спрацьовує РЗ.

Батарея С1 → заряджена → через контакт РЗ → котушку →РБМ → SQ2(В2) →спрацьовує КЗ → відключається Q.

Конденсатор С2 не встигає зарядитися і тому, не зважаючи на спрацювання РПО, РВ, замикання контакту РВ1, спрацювання РП1 не буде (час заряджання С2 → 20–30 с).

За відключеного положення перемикача SA конденсатор С2 розряджений через R₃. Тому під час включення Q через ключ на КЗ АПВ не спрацює.

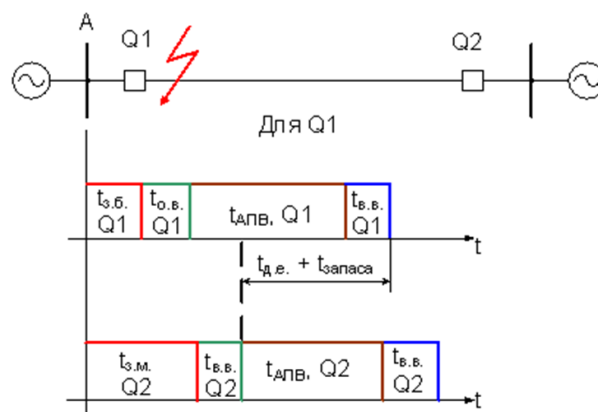
Реле блокування запобігає можливості багатократного включення у разі стійкого КЗ і зварювання контактів РП2 ним 3-4 КУ.

6.12 АПВ ЛЕП з двостороннім живленням

У випадку пошкодження ЛЕП необхідно її відключити з двох сторін. Для цього може бути використане АПВ з контролем синхронізації.

Але в системах енергозабезпечення, як правило, присутні один або декілька шунтувальних зв'язків і відключення однієї з ЛЕП не призводить до порушення синхронізації.

Відключення вимикачів ЛЕП відбувається в різний час. У разі КЗ в точці К1 спочатку швидко відключається Q1, а потім повільно Q2.



$t_{АПВ Q1}$ – час не має бути малим через деіонізацію навколишнього середовища

Рисунок 6.11

$$t_{с.АПВ1(1)} = t_{с.з2} + t_{вим.вим2} + t_{д.с} + t_{зан} - t_{с.з1} - t_{вим.вим1} - t_{у.в1};$$

$$t_{с.АПВ1(2)} = t_{с.з1} + t_{вим.вим1} + t_{д.с} + t_{зан} - t_{с.з2} - t_{вим.вим2} - t_{у.в2};$$

припустимо, що $t_{вим.вим1} = t_{вим.вим2}$, тоді

$$t_{с.АПВ1(1)} = t_{с.з2} + t_{д.с} + t_{зан} - (t_{с.з1} + t_{у.в.вим1}),$$

$$t_{с.АПВ1(2)} = t_{с.з1} + t_{д.с} + t_{зан} - (t_{с.з2} + t_{у.в.вим}).$$

За спрацювання АПВ на стійке КЗ АПВ – обов'язковий контроль мінімальної напруги ($0,7 U_{ном}$).

Час АПВ Q2 вибирають з 2-х умов:

- 1) за замикання контактів К U (через мале K_B)
- 2) коли КЗ через великий опір КУ спрацьовує і тримає контакти замкнутими.

З двох витримок часу вибираємо більший час

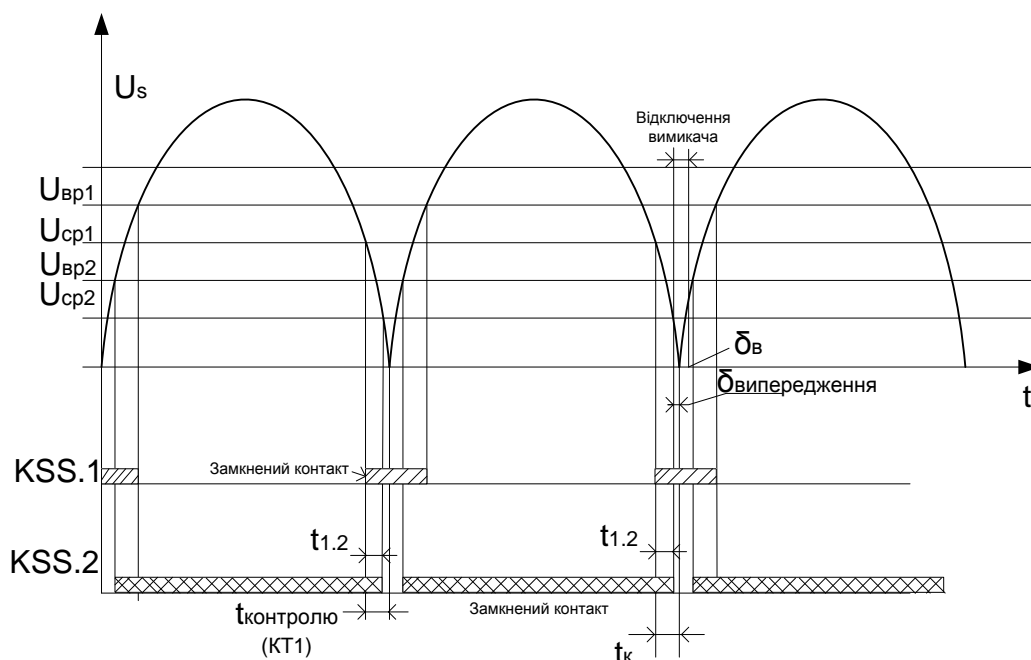


Рисунок 6.12

На рисунку 6.12: KSS.1 – реле мінімальної напруги, спрацьовує, коли відпустить якір, тоді контакт KSS.1 замикається, а повертається, коли контакт KSS.1 розмикається, а якір притягується.

Якщо $t_{12} < t_k$ – АПВ не працює.

Якщо $t_{12} > t_k$ – АПВ працює.

Якщо накладку SX перевести в інше положення, лише тоді АПВ працює як АПВ з уловлюванням синхронізму.

6.12.1 Загальні відомості про АПВ

Більшість пошкоджень повітряних ліній електропередач виникає внаслідок сплетення проводів за умов сильного вітру та ожеледі, порушення ізоляції під час грози, падіння дерев, накидів, замикання проводів механізмами, що рухаються і т. п. Ці пошкодження нестійкі та за швидкого вимкнення пошкодженої лінії самоусуваються. В цьому випадку за повторного вмикання лінії вона залишається в роботі та електрозабезпечення споживачів не припиняється. Повторне вмикання здійснюється автоматично пристроєм автоматичного повторного вмикання (ПАПВ). У випадку стійких пошкоджень захист знову вимикає лінію після

дії ПАПВ, тобто відбувається неуспішне АПВ. За статистичними даними, ПАПВ в системах електрозабезпечення нашої країни мають в середньому 60–75% успішних дій. Така ефективність ПАПВ робить їх одним з основних засобів підвищення надійності електрозабезпечення. Пристроями АПВ мають обладнуватися повітряні та змішані кабельно-повітряні лінії усіх типів напругою вище 1 кВ за наявності на них відповідних комутаційних апаратів. В експлуатації використовуються пристрої АПВ, які відрізняються за такими основними ознаками: за числом фаз вимикачів, які вмикаються пристроєм АПВ, – трифазне (ТАПВ) та однофазне (ОАПВ); за способом перевірки синхронізму за АПВ – для ліній з двостороннім живленням; за способом впливу на привод вимикача – механічні та електричні пристрої АПВ; за кратністю дії – АПВ однократної та багатократної дії. Існують АПВ збірних шин – АПВШ. Таке АПВ є обов'язковим на знижувальних підстанціях у разі відсутності АВР. Автоматичне повторне включення споживачів, які були відключені пристроями АЧР, називається АПВЧ. Насамперед АПВЧ використовується для відповідальних споживачів, а також на необслуговуваних підстанціях без телеуправління.

Схеми ПАПВ розрізняються також за способом пуску, за способом повернення в положення готовності до дії, за типом елементів схеми електрозабезпечення, обладнаних пристроєм АПВ.

6.13 Вимоги до ПАПВ та розрахунок їхніх параметрів

Всі пристрої АПВ мають задовольняти такі основні вимоги:

1. Вони мають знаходитись в стані постійної готовності до дії та спрацьовувати у всіх випадках аварійного вимкнення вимикача, крім випадків вимкнення вимикача релейним захистом після вмикання його черговим персоналом; не мають приходити в дію у разі оперативних вимкнень вимикачів черговим персоналом, що забезпечується пуском пристроїв АПВ від невідповідності положень вимикача та його ключа управління, які виникають завжди за будь-якого автоматичного вимикання вимикача. В експлуатації використовується також пуск пристрою АПВ під час спрацювання релейного захисту. Однак такий пуск не забезпечує дії АПВ під час аварійних вимкнень, які не супроводжуються спрацюванням релейного захисту, тому його рекомендується використовувати лише в окремих випадках. Схеми АПВ мають допускати можливість автоматичного виведення їх з дії у разі спрацювання тих чи інших захистів.

2. Пристрої АПВ мають мати мінімально можливий час спрацювання $t_{АПВ}$ для того, щоб скоротити тривалість перерви живлення споживачів. Практично можливо виконати АПВ таким, яке діє без затримки. Для успішної дії АПВ необхідно, щоб час спрацювання $t_{АПВ}$ був більшим: часу $t_{г.п.}$, необхідного для встановлення готовності привода до роботи на

вмикання (для використовуваних типів приводів з врахуванням умов їх роботи $t_{г.п.} \sim 00,1 \dots 0,3$ с); часу $t_{д.с.}$, необхідного для деіонізації середовища в точці пошкодження (для установок напругою до 220 кВ $t_{д.с.} \sim 00,2$ с); часу готовності вимикача $t_{г.в.}$, необхідного для вимикальної здібності вимикача після вмикання ним струму КЗ. Для однократного АПВ час $t_{г.в.}$ завжди менший за суму часу $t_{г.п.}$ та часу вмикання вимикача $t_{в.в.}$. Тому визначальною звичайно є умова $t_{АПВ1} > t_{г.п.}$. Водночас з врахуванням часу запасу $t_{зап.} = 0,4 \dots 0,5$ с час спрацювання ПАПВ для ліній з одностороннім живленням:

$$t_{АПВ1} = t_{г.п.} \pm t_{зап.} = 0,5 \dots 0,8 \text{ с.}$$

В окремих випадках для повітряних ліній, коли велика вірогідність їх пошкодження у разі падіння дерев та з інших аналогічних причин, для ефективності АПВ його витримку часу доцільно брати трохи підвищеною – близько декількох секунд. В цьому випадку також зменшується вірогідність неселективного перегорання запобіжників у разі неуспішного АПВ, встановлених на елементах систем електрозабезпечення, розташованих ближче до джерела живлення, ніж розглядуваний вимикач з пристроєм АПВ. Схема ПАПВ у всіх випадках має бути виконана так, щоб тривалість впливу на вмикання вимикача була достаньою. Реле часу, яке використовується в схемах ПАПВ для створення затримки часу $t_{АПВ1}$, має похибки, які залежать від часу.

3. Автоматично з заданою затримкою часу пристрої АПВ мають повертатися в стан готовності до нової дії після вмикання в роботу вимикача. Під час вибору витримки часу $t_{АПВ2}$ на повертання пристрою АПВ в стан готовності до дії необхідним є виконання таких вимог:

– пристрій не має робити багатократні вмикання вимикача на коротке замикання, яке не усунулось. Це забезпечується за умови, якщо релейний захист з максимальною витримкою часу $t_{с.3max}$ встигає вимкнути вимикач, який ввімкнений на коротке замикання, раніше, ніж пристрій АПВ повертається до стану готовності до нової дії, тобто має виконуватись:

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{в.в.} + t_{с.3max} + t_{о.в.} + t_{зап.}$$

де $t_{зап.}$ – час, що дорівнює ступеню селективності захисту лінії;

– пристрій має бути готовим до дії не раніше, ніж це допускається за умовами роботи вимикача після успішного вмикання його в роботу пристроєм АПВ.

Досвід показує, що для однократного АПВ обидві вказані в п. 3 умови виконуються, якщо взяти $t_{АПВ2} = 15 \dots 25$ с. Для ПАПВ двократної дії час

повернення до стану готовності після другого циклу вибирається таким, що дорівнює $t_{АПВ2} = 60 \dots 100$ с.

У випадку пошкодження ліній з двостороннім живленням вони вимикаються захистом з обох сторін і для здійснення їх АПВ необхідні УАПВ на вимикачах обох кінців лінії, дії яких мають бути узгоджені. АПВ здійснюється тільки одноразово.

Під час вибору витримки часу АПВ необхідно окрім умов, дійсних для ліній з одностороннім живленням ($t_{с.а.} = t_{г.п} + t_{зап}$ та $t_{с.а.} = t_{д.с} - t_{в.е} + t_{зап}$), враховувати ще й третю умову:

$$t_{с.а1} = t_{с.32} - t_{с.33} + t_{о.в2} - t_{о.в1} + t_{д.с} - t_{в.в1} + t_{зап} , \quad (6.1)$$

де $t_{о.в1}$, $t_{в.в1}$ – найменші витримки часу спрацювання захисту, вимикання та вмикання вимикача на своєму кінці (індекс 1) лінії, на якому вибирається витримка часу АПВ;

$t_{с.32}$, $t_{с.33}$, $t_{о.в2}$ – витримки другого (третього) ступеню захисту та часу вимкнення вимикача на другому кінці лінії;

$t_{д.с}$ – час деіонізації середовища (0,15–0,2 с) для повітряних ліній напругою 110 кВ та (0,35–0,4 с) – для повітряних ліній напругою 500 кВ;

$t_{зап}$ – час запасу.

Вибирається найбільше з трьох отриманих значень.

Залежно від обставин можуть вибиратись такі види ТАПВ: несинхронні (НАПВ), швидкодійні (ШАПВ), з очікуванням (контролем) синхронізму (АПВОС), з уловлюванням синхронізму (АПВУС) та з самосинхронізацією (АПВС).

6.13.1 Несинхронні АПВ

Розрахунок НАПВ зводиться до перевірки допустимості вмикання з необмеженим кутом. Відповідно до цього були нормовані максимально допустимі за НАПВ значення струмів ввімкнення з кутом 180° :

– для турбогенераторів та гідрогенераторів за врахування можливих підвищень відносних значень ЕРС відповідно до 1,2 та до 1,5

$$I_G = \frac{0,625}{x''_d}; \quad (6.2)$$

– для синхронних компенсаторів

$$I_{СК} = \frac{0,64}{x''_d}; \quad (6.3)$$

– для трансформаторів та автотрансформаторів

$$I_{\text{Тр}} = \frac{100}{U_{\text{к}} (\%)}; \quad (6.4)$$

де x_d'' – надперехідний опір генераторів та синхронних компенсаторів, в.о.;

$U_{\text{к.з.}}$ – напруга КЗ трансформаторів;

$I_{\text{н.с}}$ – максимально можливий струм несинхронного вмикання, в.о.;

$$I_{\text{н.с}} = \frac{U_{\text{с}}}{x} = \frac{2,1}{x};$$

де x – сумарний опір між надперехідною ЕРС E'' та напругою електроенергетичної системи $U_{\text{с}}$, в.о.

Для розрахунку струмів вмикання під час несинхронного АПВ $I_{\text{н.с}}$, що протікають через генератори, трансформатори та синхронні компенсатори, складається заступна схема, в якій генератори та синхронні компенсатори входять своїми надперехідними опорами x_d'' , а трансформатори та лінії електропередачі – своїми реактивними опорами. Розрахункова схема зводиться до результуючого опору $x_{\text{рез}}$, з однієї сторони якого знаходиться еквівалентна надперехідна ЕРС генератора E_T'' , а з іншої – напруга енергосистеми $U_{\text{с}}$ (або іншої електростанції). Потім знаходиться розподіл струму несинхронного АПВ $I_{\text{н.с}}$ між всіма генераторами та трансформаторами в окремих частинах системи. Якщо умови (6.2) – (6.4) дотримуються, то НАПВ здійснюється.

Якщо струми $I_{\text{н.с}}$ перевищують допустимі значення, необхідно виконувати уточнювальний розрахунок з врахуванням навантаження, підключеного паралельно генераторам. Водночас навантаження вводиться до заступної схеми такими параметрами: $E_{\text{н}} = 0,9$ та $x_{\text{н}} = 0,35$ (приведене до номінальної потужності навантаження). Урахування навантаження доцільно в тих випадках, коли його потужність порівнюється з потужністю генераторів, що відділилися, або перевищує її.

6.13.2 Швидкодійні АПВ

Принцип ШАПВ полягає в тому, щоб після відключення вимикачів ввімкнути їх з обох сторін повторно якомога швидше, так, щоб за час, який називається безструмовою паузою, кут між векторами напруги не встиг значно збільшитися. Тому ШАПВ використовується тільки на лініях, які оснащені швидкодійним захистом з абсолютною селективністю та

обладнаних повітряними вимикачами, які забезпечують необхідну швидкість дії.

Допустимість використання ШАПВ визначається за двома умовами:
– збереження динамічної стійкості

$$\delta_{\text{вмик.}} = \delta_{\text{доп.д}} \quad (6.5)$$

– за моментом на валу генератора

$$\delta_{\text{вмик.}} \leq \delta_{\text{доп.м}} \quad (6.6)$$

де $\delta_{\text{вмик.}}$, $\delta_{\text{доп.д}}$ та $\delta_{\text{доп.м}}$ – відповідно кут вмикання та допустимі значення кутів.

Умову (6.6) можна розглядати як виконання умови за струмом вмикання:

$$I_{\text{вмик}} \leq I_{\text{доп.д}} \quad (6.7)$$

де $I_{\text{вмик.}}$ – струм несинхронного вмикання $I_{\text{НС}}$, який визначається за умовами НАПВ;

$I_{\text{доп.}}$ – допустима величина струму вмикання, одержана з (6.2)–(6.4) та помножена на коефіцієнт $K\delta$, який визначається за кривими $K\delta = f(\delta_{\text{вмик.}})$ для розрахункового значення $\delta_{\text{вмик.}}$.

Розрахунковий вираз для визначення кута $\delta_{\text{вмик.}}$ має вигляд:

$$\delta_{\text{вмик.}} = \delta_{\text{поч.}} + 9000 \cdot P_{\text{л}} \left(\frac{1}{P_{\text{r1}} \times T_{\text{I2}}} + \frac{1}{P_{\text{r2}} \times T_{\text{I2}}} \right) \cdot t_{\text{ШАПВ}}^2, \quad (6.8)$$

де $P_{\text{л}}$ – потужність, яка передається по ЛЕП до її ввімкнення, МВт;

P_{r1} , P_{r2} та T_{I1} , T_{I2} – відповідно сумарні потужності генераторів, МВт, та постійні інерції мас, які обертаються в частинах енергосистеми, що розділилися;

$\delta_{\text{поч.}}$ – кут навантаження в доаварійному режимі, град.;

$t_{\text{ШАПВ}}$ – час циклу ШАПВ, с.

$$t_{\text{ШАПВ}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{в.в}} + t_{\text{б.п}}; \quad (6.9)$$

де $t_{\text{с.з}}$, $t_{\text{в.в}}$, $t_{\text{б.п}}$ – час спрацювання захисту, ввімкнення вимикача та безструмової паузи, відповідно. Час $t_{\text{б.п}}$ вибирається за умови $t_{\text{б.п}} > t_{\text{д.с}}$, де $t_{\text{д.с}}$ – час деіонізації середовища.

Кут $\delta_{\text{доп.д}}$ в умові (6.5) може бути визначений за відомими правилами перевірки динамічної стійкості передачі.

6.13.3 АПВ з очікуванням синхронізму

Призначення автоматичного повторного ввімкнення з очікуванням синхронізму АПВОС – здійснення АПВОС як за синхронізму напруг, так і за втрати синхронізму, якщо різниця частот несинхронних напруг мала.

Затримка часу спрацювання пристрою АПВ (ПАПВ) визначається з врахуванням умови для ліній з одностороннім живленням.

У випадку втрати синхронізму виникає взаємне ковзання векторів напруг на контактах вимикача U_s з кутовою частотою ω_s та відбувається биття напруги ΔU . За період цього биття контакт реле KSS замкнутий протягом часу t_δ (рис. 6.13) проходження суми кутів повернення реле $\delta_{п.р.} = \delta_{пов.}$ та спрацювання $\delta_{с.р.} = \delta_{спр.}$ цього реле. Якщо $t_\delta > t_{с.а.}$, то АПВ відбувається. В іншому випадку АПВОС, запускаючись та повертаючись в кожному періоді ковзання T_s , «чекає» зниження плинності до значення, меншого або ж гранично рівного (максимально допустимого) $\omega_{с.мд} = (\delta_{п.р.} + \delta_{с.р.})/t_{с.р.}$, одержуваного примусово, оскільки вставки за кутом та часом задано. Найбільший кут вмикання має місце за умови $t_\delta = t_{с.а.}$ та дорівнює $\omega_{мд} = \delta_{с.р.} + \omega_{с.мд} \cdot t_{в.в.}$. За наявності обхідного зв'язку між частинами енергосистеми $\delta_{с.р.}$ має бути більшим за початковий кут $\delta_{поч.}$ між двома напругами на кінцях вимкненої лінії – $\delta_{с.р.} = 1,2\delta_{поч.}$. Кут повернення реле $\delta_{п.р.} = K_\pi \cdot \delta_{с.р.}$, де коефіцієнт повертання $K_\pi = 0,8$.

6.13.4 АПВ з уловлюванням синхронізму

Пристрої автоматичного повторного ввімкнення з уловлюванням синхронізму АПВУС відрізняються від АПВОС тільки більш досконалим органом контролю синхронізму. Це дозволяє забезпечувати значення $\omega_{с.мд}$ на порядок більшим, ніж дозволяє АПВОС. Ковзання контролюється протягом різниці кутів повертання $\delta_{п.р1}$ реле контролю синхронізму KSS1 та $\delta_{п.р2}$ реле KSS2. Якщо час t_δ проходження цього кута більший витримки часу $t_{кт}$ реле часу КТ1, яке запускається під час повертання реле KSS1, то останнє встигає спрацювати і в момент відпускання реле KSS2 подається команда на ввімкнення. Кут повертання реле KSS2 – постійний кут випередження $\delta_{оп.}$. Значення $\omega_{с.мг} = (\delta_{в.р1} - \delta_{в.р2})/t_{кт}$, а найбільший кут ввімкнення $\delta_{мд} = \omega_{с.мд} \cdot t_{в.в.} - \delta_{в.р2}$ (рис. 6.14). Якщо $\omega_s > \omega_{с.мд}$, тобто $t_\delta < t_{кт}$, реле KSS2 відпускає реле КТ1, яке не встигне спрацювати, то ввімкнення не відбувається.

Виходячи з можливих уставок контролю синхронізму, можна мати $\delta_{п.р1} = 50^\circ$ і $\delta_{п.р2} = 20^\circ$ або $\delta_{п.р1} \approx 60-90^\circ$ та $\delta_{п.р2} \approx 30^\circ$.

6.14 Умови задач з розрахунку параметрів АПВ

Задача 6. Визначити максимально допустиму частоту плинину $f_{s,мд}$, за якої діє АПВОС (рис. 6.13, 6.21), та найбільший кут вмикання вимикача ЛЕП $\delta_{мд}$, якщо задано:

- час вмикання вимикача $t_{вмик}$;
- уставка на реле часу КТ $t_{кт} = t_{с.а}$;
- уставка на реле контролю синхронізму KSS ($\delta_{с.р}$, $\delta_{п.р}$).

Таблиця 6.1 – Початкові дані до задачі 6

Варіант	1	2	3	4	5	6
$t_{в.в}$, с	0,1	0,12	0,2	0,2	0,2	0,1
$t_{кт}$, с	1,0	1,5	1,2	1,5	1,0	1,2
$\delta_{с.р}$, °	20	25	30	35	40	35
$\delta_{п.р}$, °	16	20	24	30	32	28

Задача 7. Визначити максимально допустиму частоту ковзання $f_{s,мд}$, за якої діє АПВУС (рис. 6.22), та найбільший кут увімкнення $\delta_{мд}$ за цієї частоти $f_s = 0$, якщо відомо:

- уставка реле часу КТ $t_{кт}$;
- час вмикання вимикача $t_{вмик}$;
- уставки повернення реле KSS ($\delta_{п.р1}$ та $\delta_{п.р2}$).

Таблиця 6.2 – Початкові дані до задачі 7

Варіант	1	2	3	4	5	6
$t_{вмик}$, с	0,2	0,1	0,15	0,18	0,12	0,2
$t_{кт}$, с	0,2	0,18	0,1	0,12	0,14	0,16
$\delta_{п.р1}$, °	50	40	45	50	40	45
$\delta_{п.р2}$, °	25	20	25	20	25	20

Задача 8. Визначити допустимість НАПВ на лінії 110 кВ, яка постачає електроенергію підстанції, де є синхронні компенсатори (рис. 6.15, 6.19), в режимі роботи однієї лінії та одного СК.

Питомий опір лінії $X_{пит} = 0,4$ Ом/км.

Таблиця 6.3 – Початкові дані до задачі 8

Варіант	1	2	3	4	5	6
$X''_{d.r.}$, Ом	5	8	10	7	6	9
$L_{л.}$, км	25	30	35	30	25	20
$S_{T.}$, МВ.А	63	40	125	63	40	80
$U_{к.}$, %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
$Q_{с.к.}$, МВ.А	15	16	50	16	15	50
$X''_{d.ск.}$, в.о.	0,2	0,16	0,28	0,19	0,2	0,205

Задача 9. Визначити допустимість використання НАПВ (рис. 6.16) на лініях 110 кВ, які «зв'язують» ГЕС з системою в режимі роботи однієї лінії та двох генераторів. Питомий опір лінії $X_{пит} = 0,4$ Ом/км.

Таблиця 6.4 – Початкові дані до задачі 9

Варіант	1	2	3	4	5	6
$X''_{d.r.}$, в.о.	0,16	0,19	0,28	0,22	0,19	35
l_A , км	35	40	45	50	45	40
$S_{r.}$, МВ.А	40	63	80	80	40	40
$U_{к.}$, %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
$S_{r.}$, МВ.А	27,5	46	71	65	26,9	35
X_c , в.о.	12	10	8	10	14	12

Задача 10р.

Вибрати витримку реле часу в пристрої АПВ ($t_{с.а}$), який встановлений на вимикачі Q1 (рис. 6.17) лінії з двостороннім живленням.

На вимикачах Q1 та Q2 діє МСЗ з витримкою часу $t_{мтз}$ та струмом відсічки з часом дії $t_{с0}$.

Відповідь проілюструвати погодинною діаграмою дії пристроїв РЗ та А на вимикачах Q1 та Q2 в циклі АПВ. $t_{вмик.в.}$, $t_{вим.в.}$, $t_{д.с.}$, $t_{г.п.}$, $t_{зап.}$ – час вмикання та вимикання вимикача, деіонізації середовища, готовності привода та запаса.

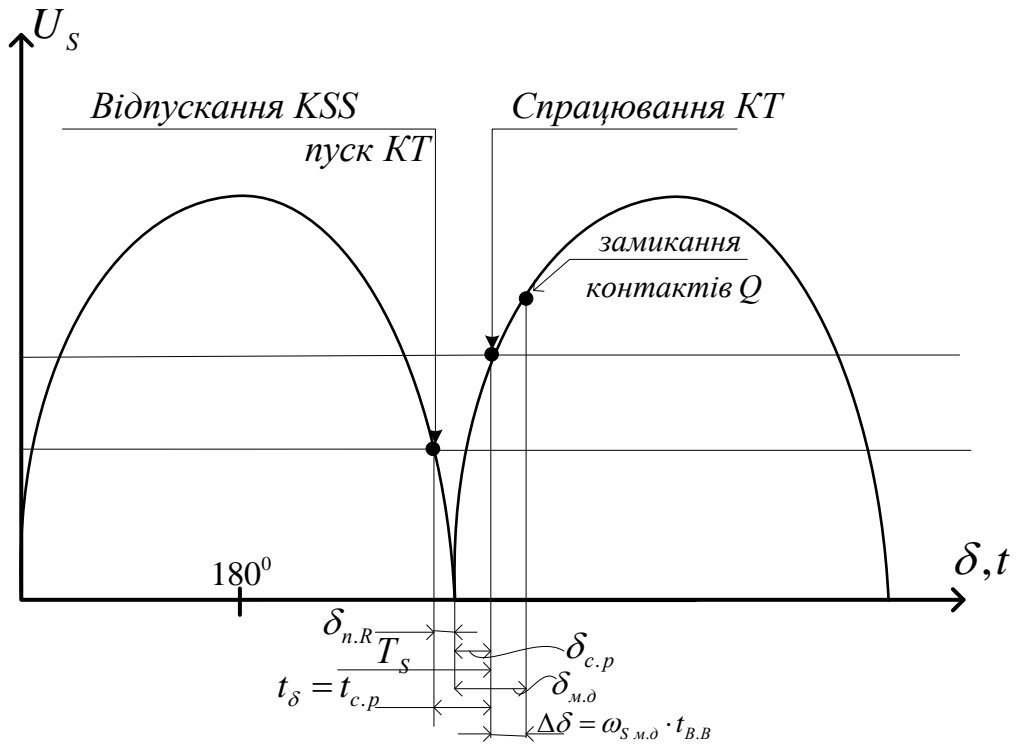


Рисунок 6.13 – Діаграма АПВОС (до задачі б) у випадку, коли $\omega_s = \omega_{s.m.d}$

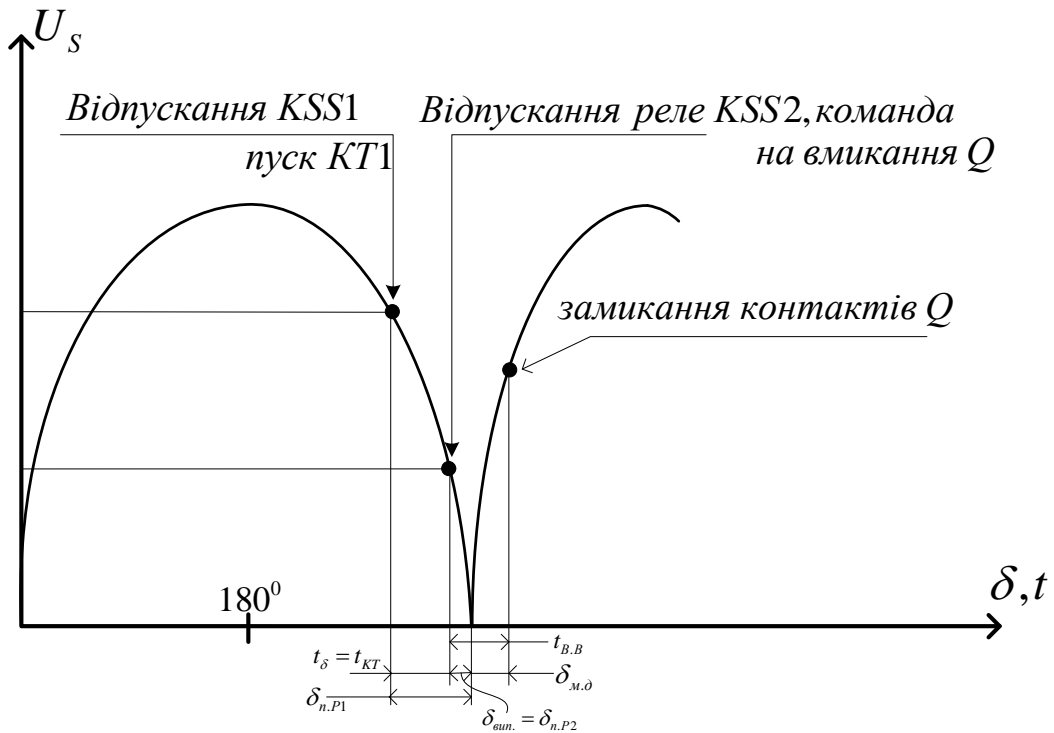


Рисунок 6.14 – Діаграма АПВУС (до задачі 7р) у випадку, коли $\omega_s = \omega_{s.m.d}$

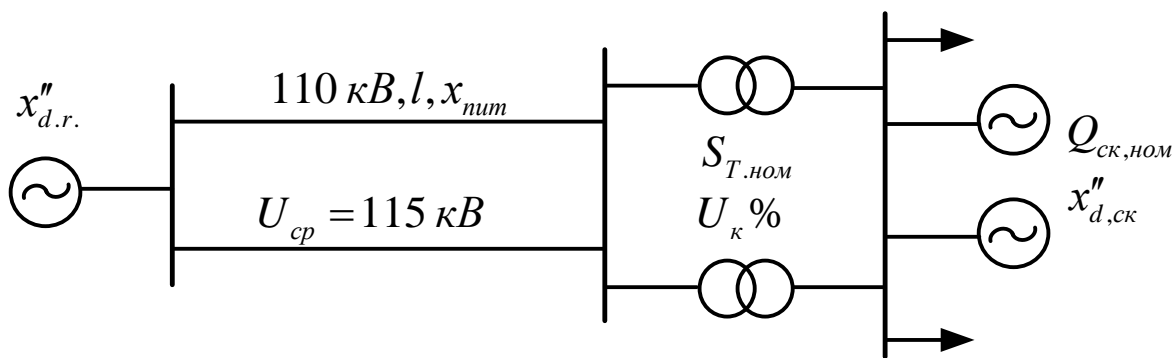


Рисунок 6.15 – Схема до задачі 8

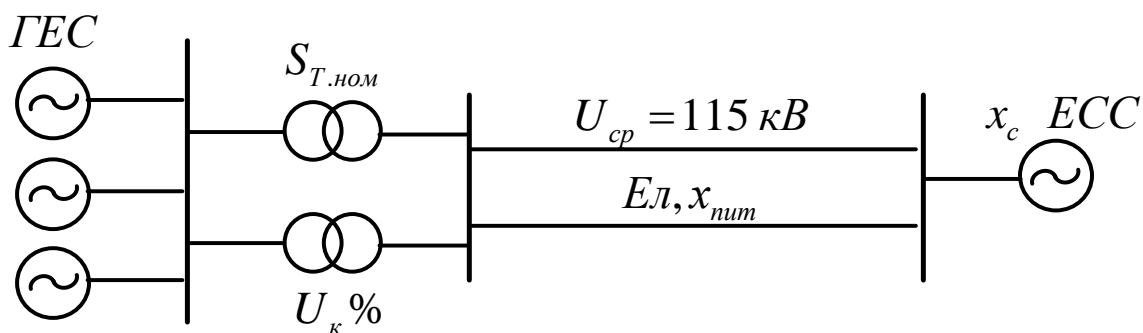


Рисунок 6.16 – Схема до задачі 9

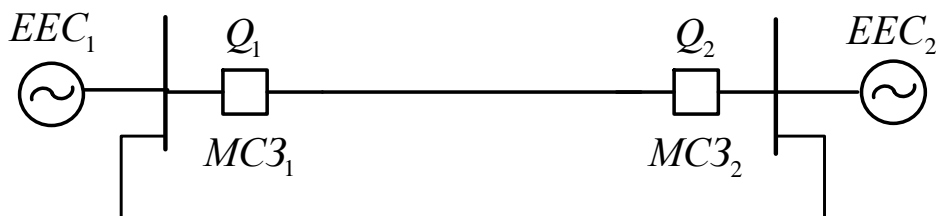


Рисунок 6.17 – Схема до задачі 10р

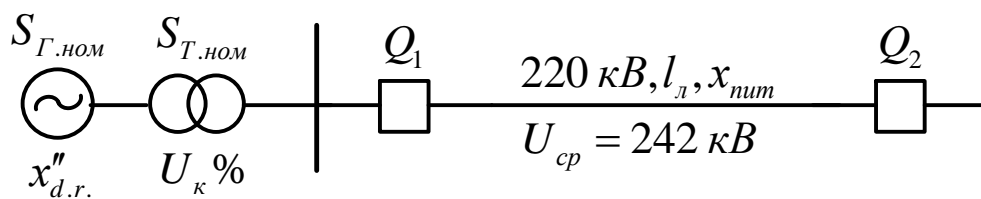


Рисунок 6.18 – Схема до задач 11 та 12

Таблиця 6.5 – Початкові дані до задачі 10р

Варіант	1	2	3	4	5	6
$t_{мсз}, c$	1,3	1,5	2,3	1,8	2,5	1,1
$t_{с.о.}, c$	0,3	0,2	0,1	0,15	0,25	0,1
$t_{вмик.в.}, c$	0,2	0,08	0,6	0,13	0,25	0,1
$t_{вим.в.1} = t_{вим.в.2.}, c$	0,08	0,05	0,08	0,7	0,08	0,6
$t_{д.с.}, c$	0,4	0,25	0,17	0,08	0,3	0,35
$t_{г.п.}, c$	0	0,15	0,3	0	0	0
$t_{зап.}, c$	0,3	0,35	0,4	0,3	0,35	0,4

Задача 11. Визначити допустимість проведення НАПВ в заданій схемі, (див. рис. 6.18, рис. 6.19). Приймальна система нескінченної потужності. Питомий опір лінії $X_{пит} = 0,38 \text{ Ом/км}$.

Таблиця 6.6 – Початкові дані до задачі 11

Варіант	1	2	3	4	5	6
$U_{г}, \text{ Ом}$	10,5	15,75	20	20	6,3	10,5
$l_{л}, \text{ км}$	80	100	120	140	60	90
$S_{т}, \text{ МВА}$	125	200	250	400	100	160
$U_{к}, \%$	11	11	11	11	12	12
$S_{г.}, \text{ МВА}$	117,5	188	235	353	90	138
$X''_{д}, \text{ в.о.}$	0,183	0,22	0,20	0,17	0,20	0,19

Задача 12. Визначити допустимість проведення ШАПВ в заданій схемі (див. рис. 6.18, рис. 6.20). Приймальна система нескінченної потужності.

Таблиця 6.7 – Початкові дані до задачі 12

Параметр	Позна-чення	Номер варіанта					
		1	2	3	4	5	6
Потужність, що передається по лініях	$P_{л}, \text{ Вт}$	60	150	80	120	140	50
Постійна інерція генератора	$T_{у}, c$	13	10	14	9	11	15
Початковий кут	$\delta_{поч.}, ^\circ$	5	12	10	11	14	6
Час спрацювання захисту	$t_{с.з.},$	0,05	0,04	0,06	0,02	0,08	0,07
Час вимкнення вимикача	$t_{вим.в.}, c$	0,04	0,08	0,06	0,04	0,06	0,08
Час деіонізації середовища	$t_{д.с.}, c$	0,20	0,22	0,24	0,21	0,25	0,23
Потужність генератора	$P_{г}, \text{ МВт}$	100	300	160	220	200	110
Допустимий кут за динамічною стійкістю	$\delta_{доп.д.}, ^\circ$	60	70	60	65	75	60
Допустимий кут за моментом на валу	$\delta_{доп.м.}, ^\circ$	45	55	50	55	60	60

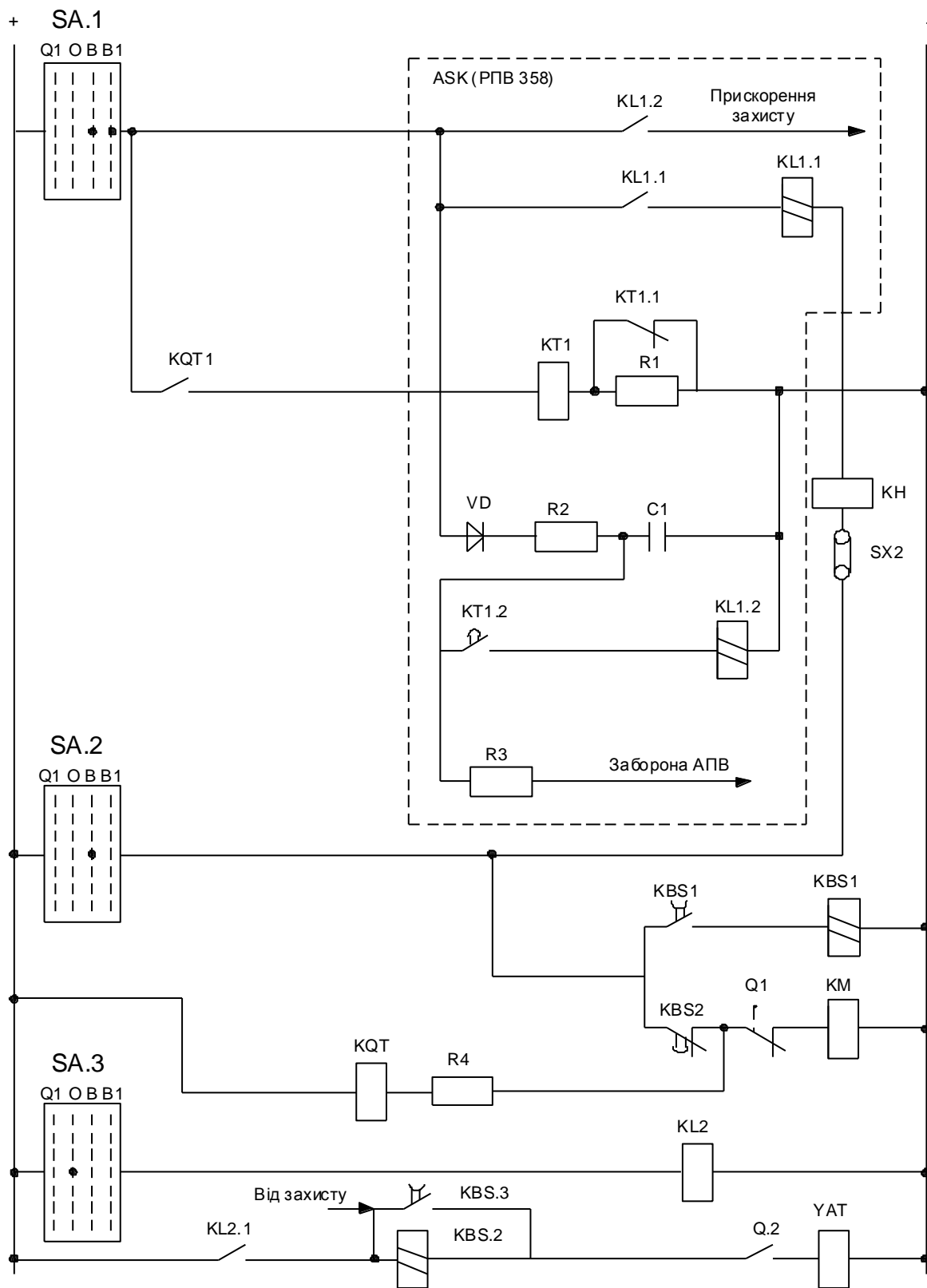


Рисунок 6.19 – Схема несинхронного АПВ

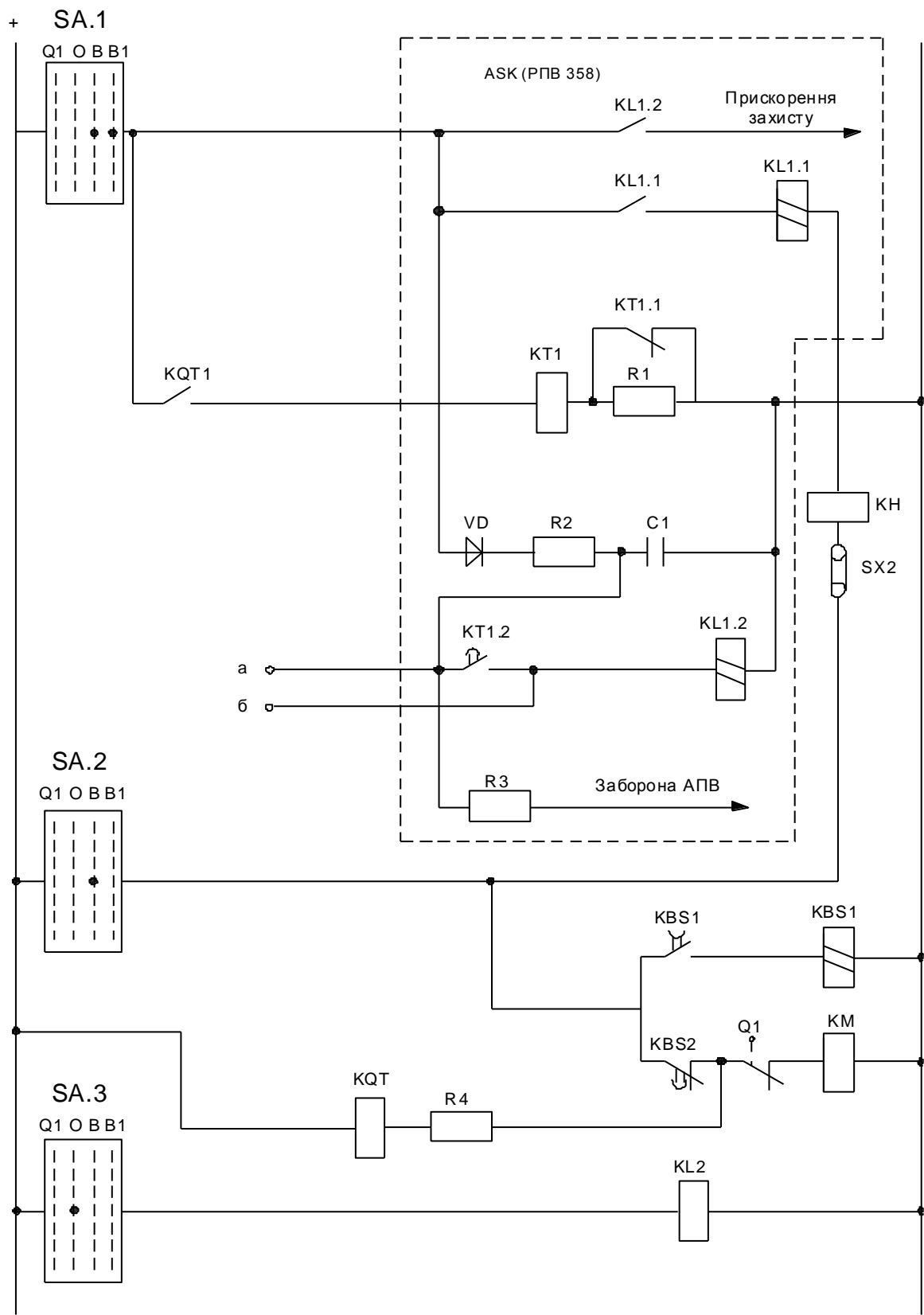


Рисунок 6.20 – Схема швидкодійного АПВ

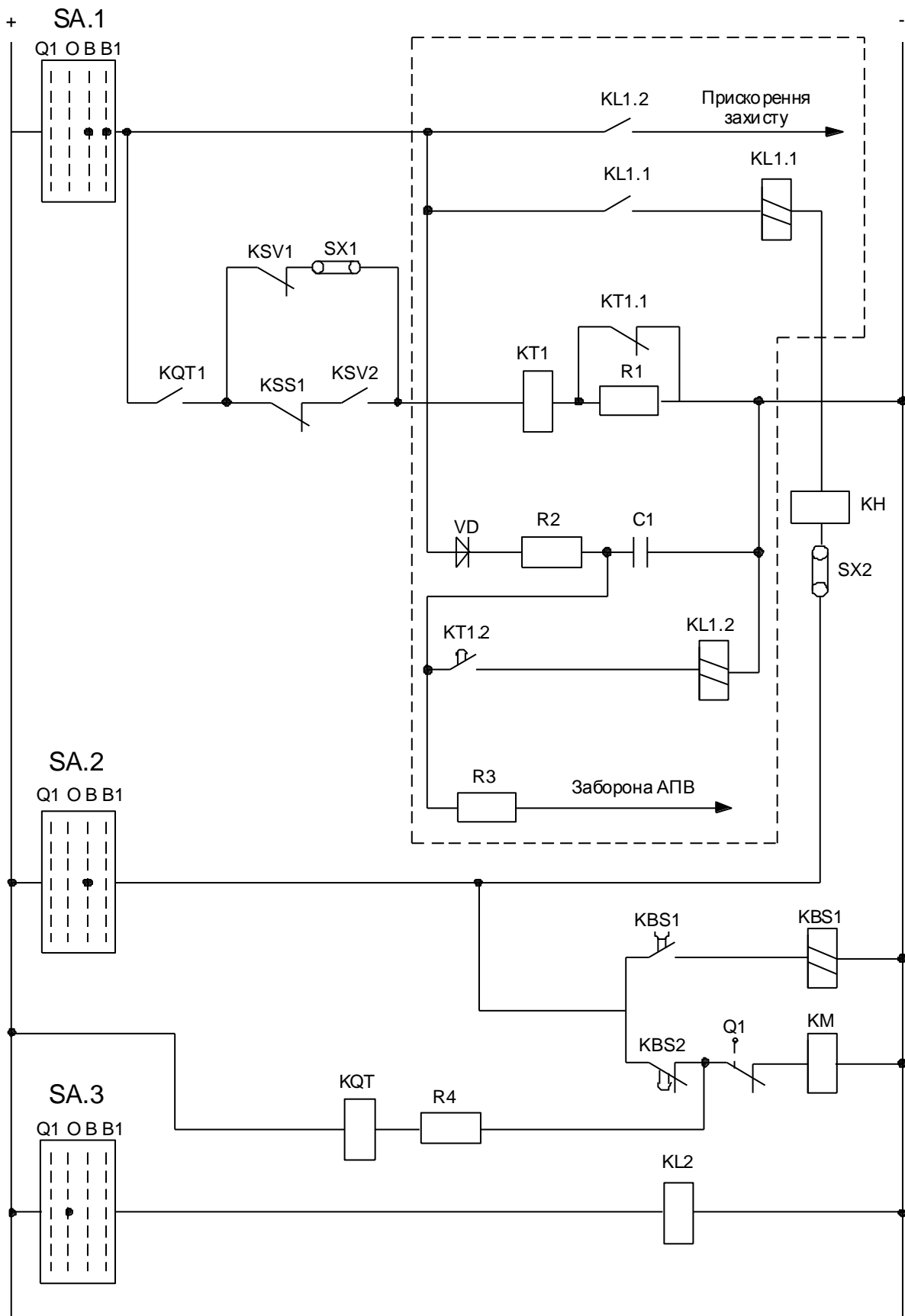


Рисунок 6.21 – Схема АПВОС з очікуванням синхронізму

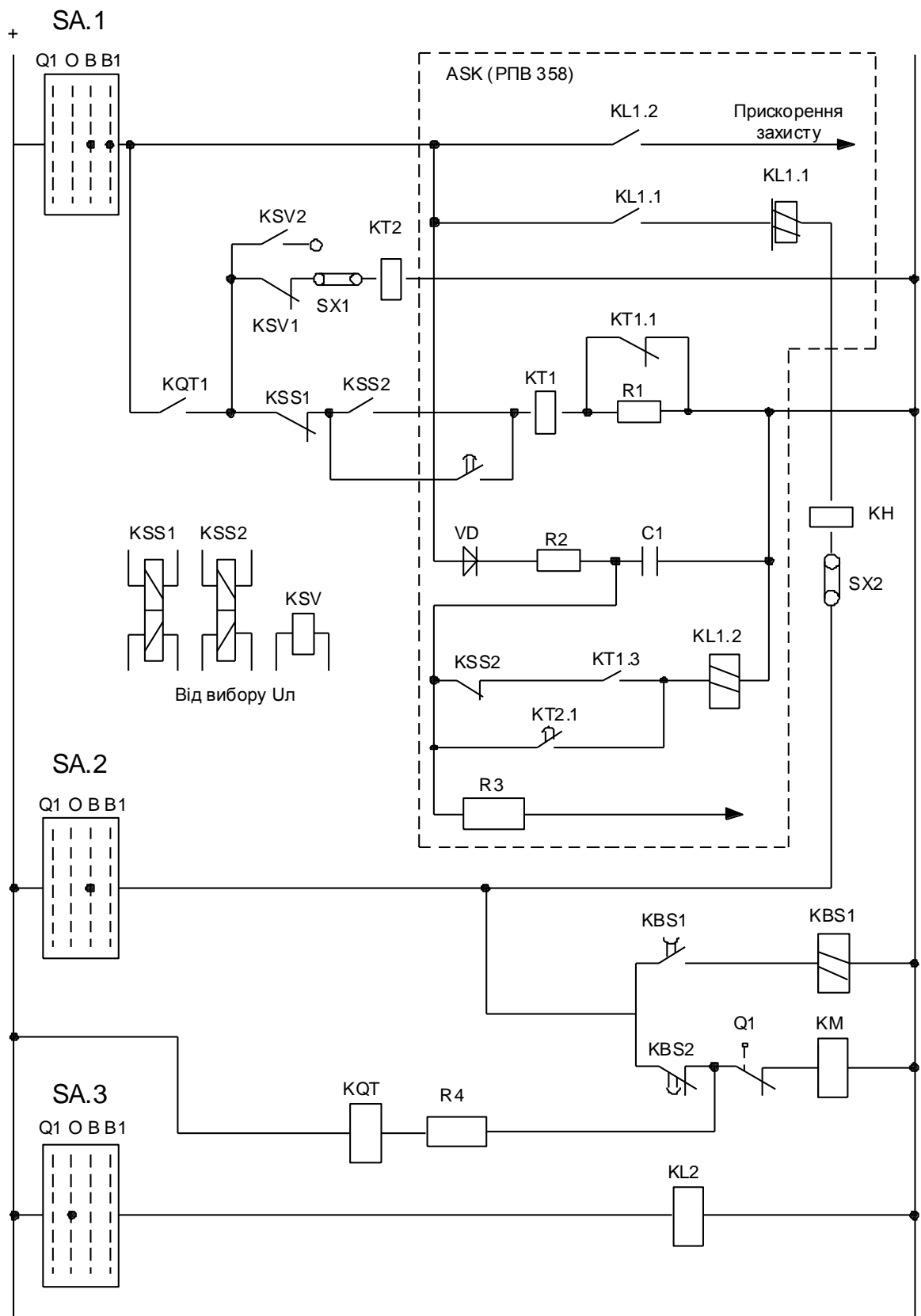


Рисунок 6.22 – Схема АВ з уловлюванням синхронізму з постійним кутом випередження (АВ УС)

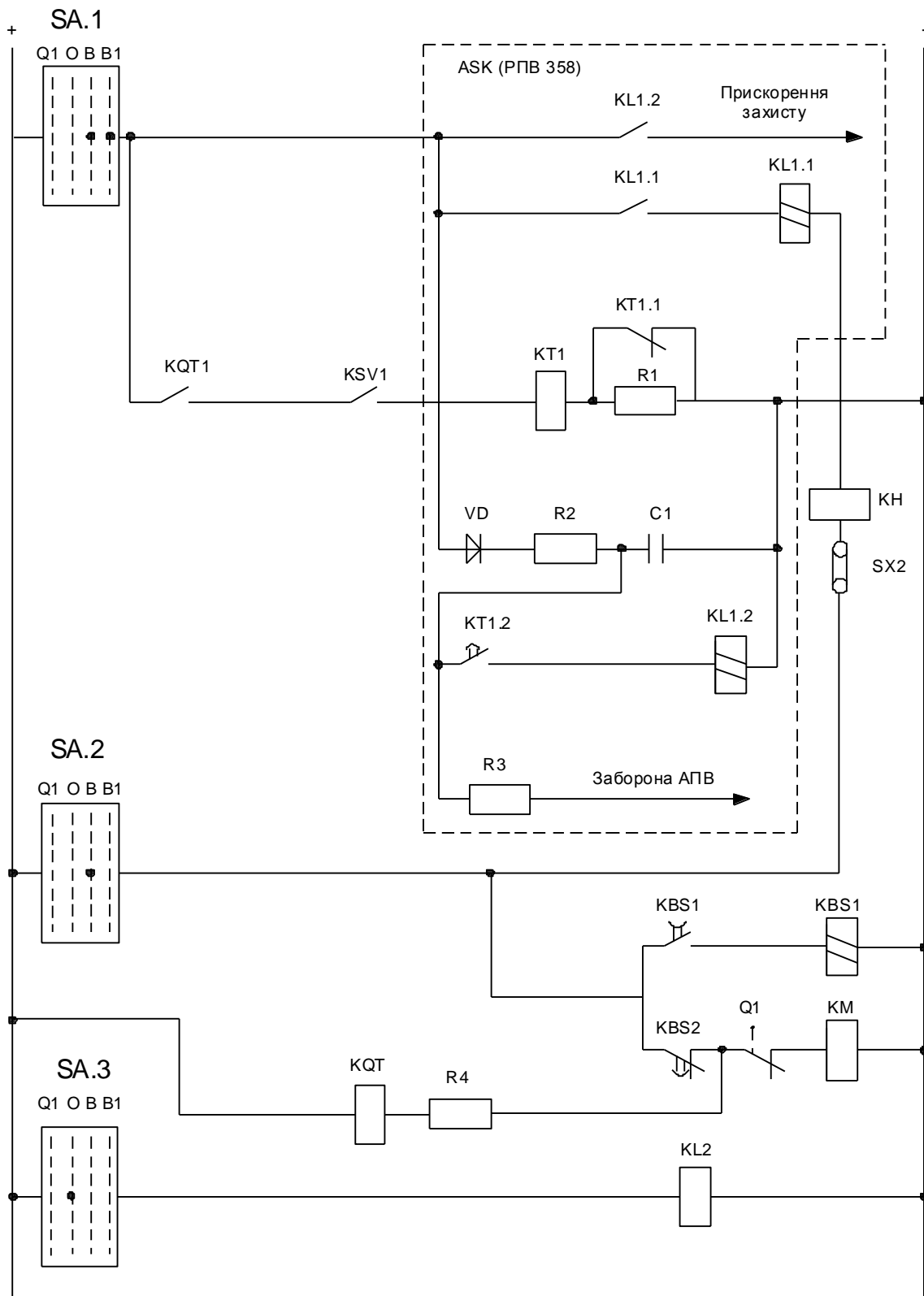


Рисунок 6.23 – Схема АПВ з перевіркою напруги на ЛЕП

Задача 13. Розрахувати налагодження реле контролю синхронізму ($\delta_{с.р.}$ та $\delta_{п.р.}$) та реле часу ($t_{с.о.}$) в пристрої АПВОС (див. рис. 6.21), якщо відомі максимальний кут вмикання $\delta_{м.д.}$, максимальний кут в нормальному режимі $\delta_{поч.}$ та час вмикання вимикача $t_{вмик.в.}$.

Таблиця 6.8 – Початкові дані до задачі 13

Варіант	1	2	3	4	5	6
$\delta_{м.д.}, ^\circ$	75	60	65	70	44	50
$\delta_{поч.}, ^\circ$	40	25	30	35	15	20
$t_{вмик.в.}, с$	0,2	0,1	0,12	0,08	0,15	0,24

Задача 14. Розрахувати налагодження реле часу КТ1 ($t_{кт}$) схеми АПВУС, якщо відомі максимально допустимі кут вмикання $\delta_{мд}$ та час вмикання вимикача – $t_{вмик.в.}$.

Таблиця 6.9 – Початкові дані до задачі 14

Варіант	1	2	3	4	5	6
$\delta_{м.д.}, ^\circ$	75	60	65	70	55	50
$t_{вмик.в.}, с$	0,2	0,1	0,12	0,08	0,15	0,24

6.15 Контрольні запитання

1. Які вимоги має задовольняти пристрій АПВ?
2. Які види пристроїв АПВ використовуються в енергетиці за кратністю дії, кількістю вимкнених фаз, за видом енергетичного обладнання на лініях з двостороннім живленням?
3. Як відбувається погодження дії пристроїв АПВ та РЗ та в чому зміст прискорення захисту «до» та «після» АПВ?
4. Чому необхідна витримка часу в дії пристрою АПВ?
5. Чому в пристрої АПВ вводиться час на його повернення?
6. В чому зміст принципу перевірки відсутності пошкоджень ЛЕП під час проведення АПВ на лініях з двостороннім живленням?
7. Які кути вмикання є найбільш небезпечними у разі здійснення НАПВ на лініях з двостороннім живленням та чому потрібна перевірка допустимості НАПВ?
8. В чому перевага та в чому недоліки однофазного АПВ (ОАПВ) порівняно з трифазним АПВ?
9. За якими критеріями визначається допустимість використання ШАПВ?

7 АВТОМАТИЧНЕ ЧАСТОТНЕ РОЗВАНТАЖЕННЯ (АЧР) ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ (ЕЕС)

7.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Доки в енергосистемі за рахунок працюючих генераторів є обертовий резерв активної потужності $P_{об.рез.}$ (на працюючих генераторах), системи регулювання частоти та потужності будуть підтримувати заданий рівень частоти. Після того як $P_{об.рез.}$ буде вичерпано, дефіцит активної потужності $\Delta P_{деф.}$, викликаний вимкненням частини генераторів або включенням нових споживачів, призведе до зниження частоти в енергосистемі. Тоді єдиною можливим способом (як і у випадку відсутності резерва працюючих генераторів) відновлення нормованого значення частоти в електричній мережі є вимкнення частини найменш відповідальних споживачів. Це здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв – пристроїв автоматичного частотного розвантаження (ПАЧР), які спрацьовують у випадку небезпечного зниження частоти в мережі.

Глибина зниження частоти залежить не тільки від значення дефіциту потужності в перший момент аварії, але й від характеру навантаження. Зменшення потужності, яку споживає навантаження у разі зниження частоти (регульовальний ефект навантаження), характеризується коефіцієнтом регульовального ефекту навантаження K_H , який дорівнює співвідношенню:

$$K_H = \frac{\Delta P_{деф} \%}{\Delta f \%}, \quad (7.1)$$

$$\text{де } \Delta P_{деф} \% = \frac{\Delta P_{деф} - P_{об.рез.}}{P_{нав.ав}} \cdot 100\%;$$

$P_{нав.ав}$ – потужність навантаження, яка споживається в енергосистемі в аварійному режимі;

Δf – відхилення частоти в Гц.

Таким чином, знаючи K_H , можна визначити значення частоти, яке встановилося, в аварійному режимі.

$$f_{ав} = 50 - \Delta f = 50 - \frac{P_{деф} \%}{K_H}. \quad (7.2)$$

Пристрої АЧР, які використовуються для ліквідації аварійного дефіциту активної потужності в енергосистемах, підрозділяються на три категорії: АЧР-1, АЧР-2 та додаткова категорія АЧР.

Обсяг навантаження, яке відключається пристроями АЧР-1, визначається за формулою (7.3):

$$P_{\text{АЧР-1}} \geq \Delta P_{\text{деф.макс}} + 0,05 \cdot P_{\text{нав}} - P_{\text{об.рез}}; \quad (7.3)$$

де $\Delta P_{\text{деф.макс}}$ – максимальний дефіцит потужності.

У випадку окремого виконання АЧР-1 та АЧР-2 потужність споживачів, підключених тільки до пристроїв АЧР-2, має становити:

$$P_{\text{АЧР-1}} \geq 0,4 \cdot P_{\text{АЧР-2}}; \quad (7.4)$$

але має бути не менше $0,1 P_{\text{нав}}$.

Згідно з вимогами, які висуваються до пристроїв АЧР, їх розміщення має бути таким, щоб їх дія забезпечувала ліквідацію будь-якого дефіциту потужності незалежно від місця виникнення та характеру розвитку аварії.

7.2 Умови задач

Задача 15р. В електроенергетичній системі зі встановленою потужністю $P_{\text{вст.}}$ та потужністю навантаження споживачів $P_{\text{нав.}}$, відмовляє блок, який несе навантаження (потужність навантаження блока електричної станції (або сумарна встановлена потужність блоків електричних станцій ЕЕС) – $P_{\text{бл.}}$). Визначити усталене значення відхилення частоти Δf_y , якщо коефіцієнт регулювання ефекту навантаження K_H , а потужність обертового резерву, становить $N\%$ від потужності працюючих агрегатів.

Таблиця 7.1 – Початкові дані до задачі 15р

Варіант	1	2	3	4	5	6
$P_{\text{вст.}}$, МВт	10000	2400	1600	2000	600	1900
P_H , МВт	900	2100	1500	1800	500	1700
$P_{\text{бл.}}$, МВт	200	300	280	350	120	220
K_H , в.о.	1,5	2,0	1,8	2,5	1,7	2,3
N , %	8	10	5	7	12	9

Задача 16. Визначити обсяг черг автоматичного частотного розвантаження $P_{\text{АЧР-1}}$ і $P_{\text{АЧР-2}}$ та їх установлення в електроенергетичній системі (рис. 7.1), розглянувши випадки відключення ліній W_1 та W_2 .

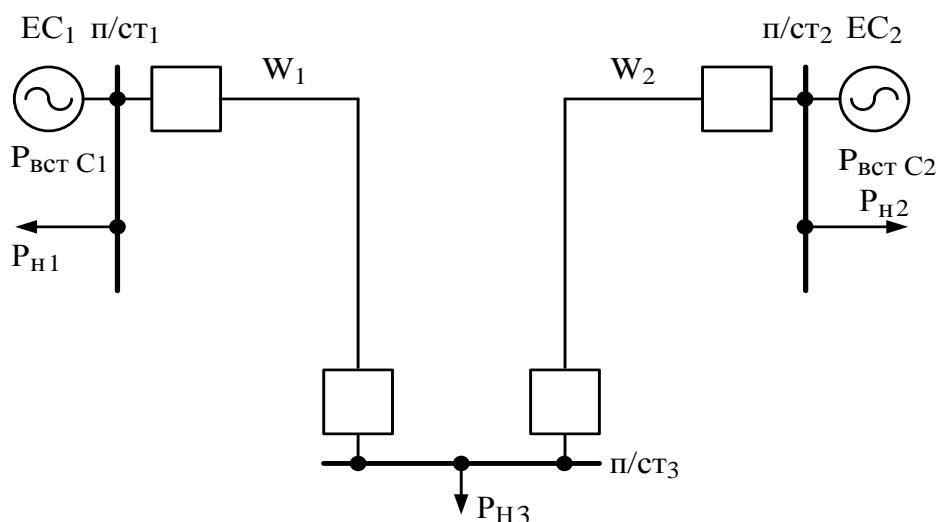


Рисунок 7.1 –Схема до задачі 16

Таблиця 7.2 – Початкові дані до задачі 16

Варіант	1	2	3	4	5	6
$P_{\text{вст.с1}}$, МВт	500	800	600	200	400	300
$P_{\text{вст.с2}}$, МВт	300	500	800	500	700	600
$P_{\text{н1}}$, МВт	300	500	400	100	250	150
$P_{\text{н2}}$, МВт	150	350	500	200	300	250
$P_{\text{н3}}$, МВт	250	300	450	350	500	400

$P_{\text{вст.с1}}$, $P_{\text{вст.с2}}$ – встановленні потужності електростанцій EC1 та EC2;
 $P_{\text{н1}}$, $P_{\text{н2}}$, $P_{\text{н3}}$ – потужність навантажень на п/ст 1, 2 та 3.

7.3 Контрольні запитання

1. Як розвивається явище лавини частоти та лавини напруги в енергосистемі у разі виникнення дефіциту активної потужності?
2. Засоби для підтримки частоти у разі виникнення дефіциту активної потужності.
3. Чому частотне розвантаження має вимикати споживачів достатньо великої потужності?
4. Чому частотне розвантаження має вимикати споживачів достатньо малої потужності?
5. Чому частотне розвантаження виконується по чергово?
6. Які вам відомі вимоги до пристроїв АЧР?
7. Що вам відомо про категорії АЧР та які їх функції?
8. Як діє частотного АПВ (ЧАПВ)?

8 АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСА ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ НА ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

8.1 Загальні положення

Після КЗ на повітряній лінії електропередачі (ПЛ) та дії АПВ (успішне або неуспішне) потрібно знайти місце КЗ з метою профілактичного огляду або ремонту ПЛ.

Для пошуку місця пошкодження найбільш широко використовуються реєстратори аварійних подій, як окремі спеціальні пристрої, так і мікропроцесорні реле та термінали. За принципом дії деякі з них, під час КЗ автоматично визначають значення струмів та напруг, що виникають на кінцях пошкодженої ПЛ. Такі методи пошуку місць пошкоджень називаються методами пошуку пошкоджень за параметрами аварійного режиму. Так, у разі однофазного КЗ на землю на лініях з двостороннім живленням місце пошкодження можна визначити, якщо визначити струми нульової послідовності I_0 та напруги нульової послідовності U_0 на підстанціях 1 та 2 на кінцях цієї лінії.

Позначивши через l_k відстань від підстанції 1 до місця пошкодження та знаючи питомий опір нульової послідовності $X_{0.пит.}$ лінії та довжину L лінії, шукана відстань може бути знайдена з такого рівняння:

$$U_0 + I_0 \cdot l_k \cdot X_{0.пит} = U_{02} + I_{02} (L - l_k) \cdot X_{0.пит}.$$

Звідси відстань до місця закнення лінії електропередач (ЛЕП)

$$l_k = \frac{U_{01} - U_{02} + I_{02} \cdot L \cdot X_{0.пит}}{(I_{01} + I_{02}) \cdot X_{0.пит}}, \quad (8.1)$$

де U_{02} , U_{01} та I_{01} , I_{02} – зафіксовані значення напруг та струмів нульової послідовності відповідно на підстанціях 1 та 2.

8.2 Умова задачі

Задача 17р. Визначити відстань l_k до місця КЗ (рис. 8.1) на лінії з двобічним живленням довжиною L та питомим опором ЛЕП $X_{0.пит.} = 1,4$ Ом/км, якщо під час КЗ фіксувальні прилади запам'ятали такі (табл. 8.1) значення параметрів аварійного режиму.

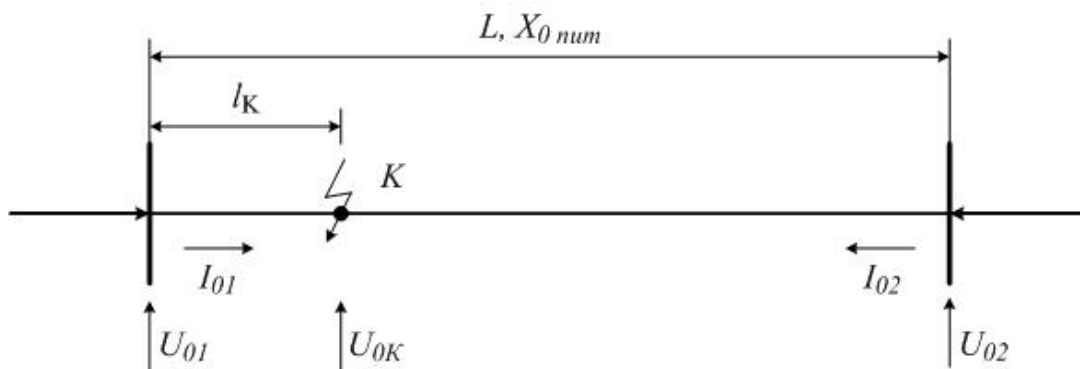


Рисунок 8.1 –Схема до задачі 17р

Таблиця 8.1 – Початкові дані до задачі 17р

Варіант	1	2	3	4	5	6
U_{01} , кВ	37	29	10	40	55	26
I_{01} , кА	1,2	1,5	2,5	0,9	1,4	3,9
U_{02} , кВ	45	54	68	15	36	78
I_{02} , кА	2,7	3,2	1,2	2,6	2,9	1,4
L , км	45	50	40	35	55	60

8.3 Контрольні запитання

1. Короткі замикання яких видів вдається знайти за допомогою фіксації та аналізу параметрів нульової послідовності? Зворотної послідовності?
2. Короткі замикання яких видів вдається знайти за допомогою фіксації та аналізу параметрів зворотної послідовності?
3. Як змінюється результат визначення місця пошкодження за наявності перехідного опору в місці КЗ?
4. Які вимоги до фіксувальних приладів в частині кратності та точності?
5. Під час першого або другого КЗ чи має спрацювати фіксувальний прилад у випадку неуспішного АПВ на повітряній лінії (ПЛ)?
6. Які вимоги до фіксувальних приладів щодо швидкості дії тривалості запам'ятовування?

9 АВТОМАТИКА ЛІКВІДАЦІЇ АСИНХРОННОГО РЕЖИМУ

9.1 Загальні положення

Асинхронний режим електростанції (генератора) відносно енергосистеми або однієї енергосистеми відносно іншої (або інших) виникає під час порушення стійкості їх паралельної роботи. Частоту генератора (Γ) або електростанції позначимо f_{Γ} , а частоту електроенергетичної системи (C) позначимо f_c . Характерними ознаками асинхронного режиму є: періодична зміна кута між несинхронними електрорушійними силами (ЕРС) генератора та електроенергетичної системи від 0 до 360° з частотою ковзання ($f_s = f_{\Gamma} - f_c$), періодична, з певною частотою ковзання, зміна напруги у всіх точках електропередачі (коливання напруги), періодична, з певною частотою ковзання f_s , зміна струму у всіх елементах електроенергетичної системи (ЕЕС), які пов'язують несинхронні ЕРС, та періодична зміна активної потужності генератора з подвійною частотою ковзання. З огляду на суттєві порушення нормального режиму роботи ЕЕС, асинхронний режим має бути обмежений 2–3 циклами, а гранична тривалість асинхронного режиму становить не більше 15–30 с, під час якої вживають заходів з поновлення синхронізму.

Однією з найбільш простих схем пристрою автоматичної ліквідації асинхронного режиму АЛАР є схема з лічильником циклів коливань, принцип дії якої пояснюється діаграмою на рис. 9.1.

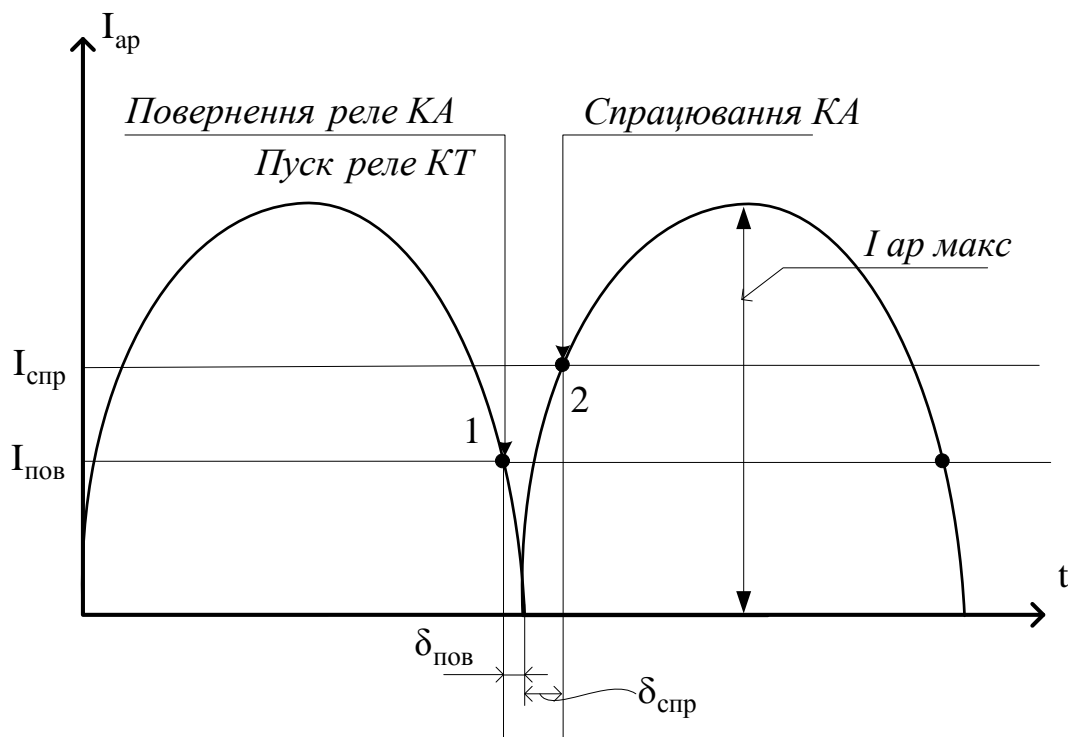


Рисунок 9.1 – Спрощена діаграма зміни струму асинхронного режиму

В такт пульсацій струму спрацьовують та повертаються реле струму, що дозволяє здійснювати підрахунок циклів коливань. Під час повернення струмових реле (**точка 1** на рис. 9.1) запускається реле часу КТ (рис. 9.1) з уставкою $t_{КТ}$, вибір якої забезпечує дію АЛАР на розділення енергосистем під час асинхронного режиму з таким ковзанням, за якого неможлива ресинхронізація. Цей час порівнюється з часом спрацювання реле t_p , яке контролює тривалість періодів T_s асинхронного режиму.

$$t_p = \frac{T_s}{360} \cdot (\delta_{пов} + \delta_{спр}) = \frac{T_s}{360} \cdot (1 + K_{п}) \cdot \delta_{спр}, \quad (9.1)$$

де $\delta_{пов}$ та $\delta_{спр}$ – кути повернення та спрацювання струмових реле;

($\delta_{пов} - K_{п} \cdot \delta_{спр} = 0,85 \cdot \delta_{спр}$), град.;

$K_{п}$ – коефіцієнт повернення;

T_s – період асинхронного режиму, с.

Струм асинхронного режиму, за якого спрацьовують струмові реле:

$$I_{спр} = I_{ар\ макс} \cdot \sin\left(\frac{\delta_{спр}}{2}\right), \quad (9.2)$$

де $I_{ар\ макс}$ – максимальне значення струму асинхронного режиму.

З (9.2) визначаються кути $\delta_{спр}$ та $\delta_{пов}$. Якщо t_p буде не менше $t_{КТ}$, а саме: $t_p \geq t_{КТ}$, то діятиме реле часу КТ, яке зупиняє роботу лічильника циклів. Якщо $t_p \leq t_{КТ}$, то АЛАР діятиме на розділення енергосистем.

Як виявний орган використовуються струмові реле КА, приєднані на струм кожної фази, контакти всіх реле КА з'єднані послідовально.

У такт пульсації струму асинхронного режиму, характер зміни якого показано на рис. 9.1, спрацьовують і повертаються струмові реле КА, а також проміжні реле KL_1 і KL_2 , які є їх повторювачами (рис. 9.2).

Проміжні реле $KL_3 - KL_8$ застосовуються в лічильнику циклів коливань. Під час кожного спрацювання та кожного повернення реле KL_1 і KL_2 , послідовно спрацьовують і (після спрацювання) самоутримуються проміжні реле $KL_3 - KL_8$ (а саме: під час спрацювання самоутримуються реле KL_3, KL_5, KL_7 , а під час повернення самоутримуються реле $KL_4, KL_6; KL_8$).

Таким чином здійснюється підрахунок циклів асинхронного режиму. Після того як схема підраховує задану кількість циклів (три – на рис. 9.3), на наступному, четвертому циклі спрацює вихідне проміжне реле KL_9 .

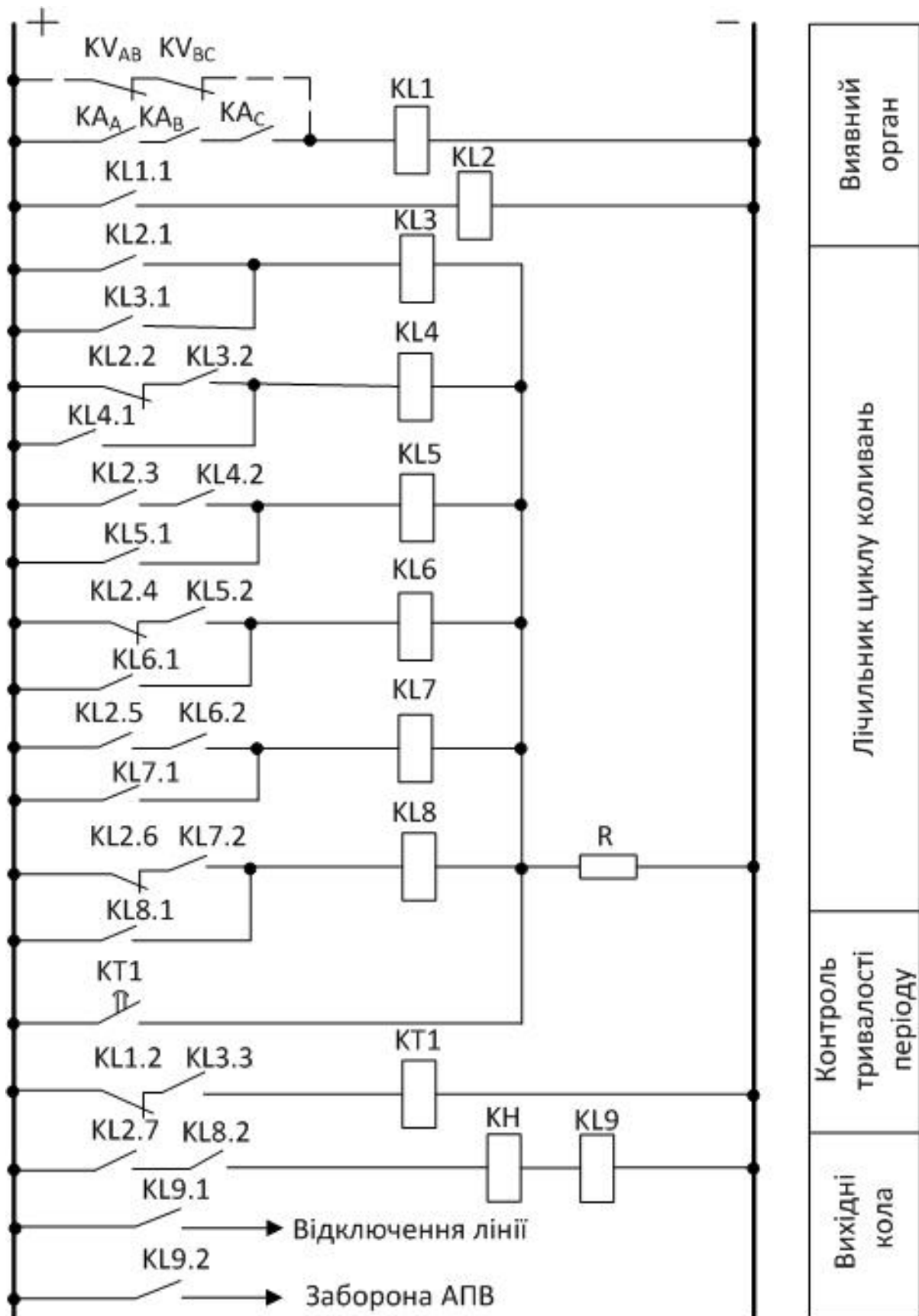


Рисунок 9.2 – Принципова схема пристрою автоматичної ліквідації асинхронного режиму з лічильником циклів коливань

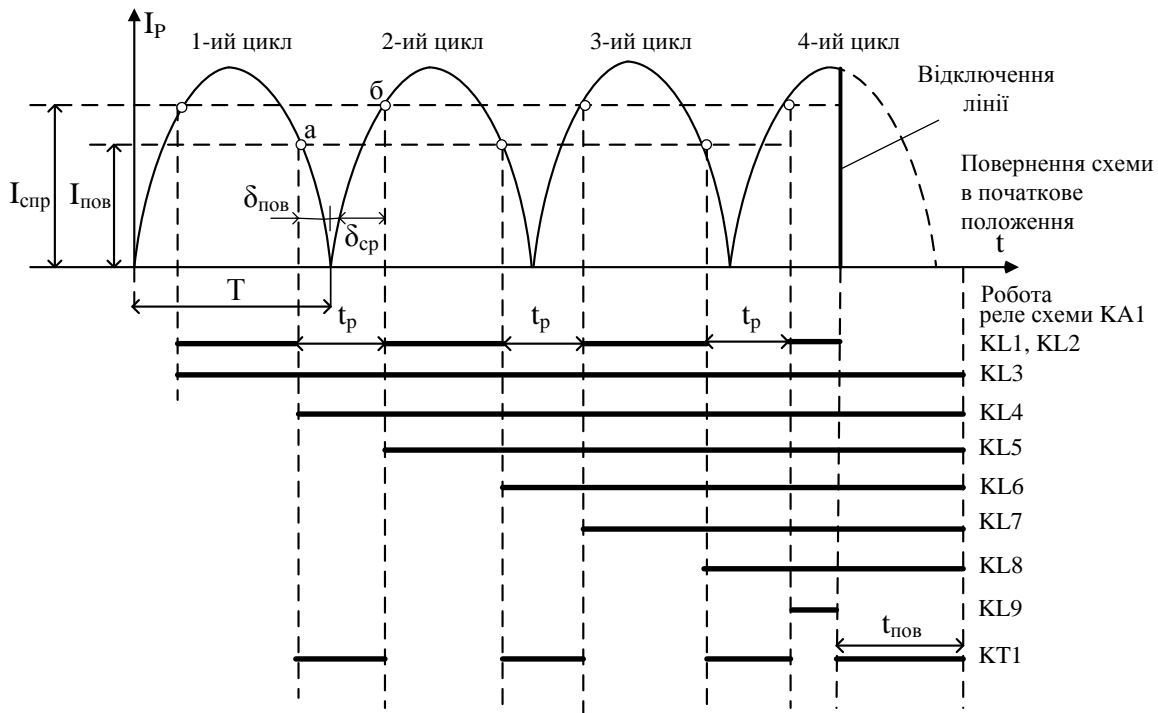


Рисунок 9.3 – Розширена діаграма зміни струму асинхронного режиму

Повернення схеми здійснюється після припинення асинхронного режиму за допомогою реле часу KT_1 (рис. 9.2, рис. 9.3), контакт якого шунтує обмотки проміжних реле $KL_3 - KL_8$, внаслідок чого вони повертаються у початкове положення. Реле часу KT_1 запускається у проміжки часу t_p (рис. 9.3), коли струмові реле повертаються у початкове положення, і опосередковано контролює тривалість періодів асинхронного режиму T .

Проміжок часу t_p визначається від моменту повернення струмових реле за зниження струму (точка **а**) до моменту нового спрацьовування реле за збільшення струму (точка **б**), що показано на рис. 9.3. Цим точкам відповідають певні кути спрацьовування $\delta_{спр}$ і повернення $\delta_{пов}$, через які може бути визначений проміжок часу t_p :

$$t_p = \frac{T}{360} \cdot (\delta_{пов} + \delta_{спр}).$$

Якщо коефіцієнт повернення – $k_{пов}$, а кут повернення $\delta_{пов} = k_{пов} \cdot \delta_{спр}$, то тоді:

$$t_p = \frac{T}{360} \cdot (1 + k_{пов}) \cdot \delta_{спр}.$$

Струм, який проходить по ЛЕП під час асинхронного режиму (а.р)

$$I_{а.р} = \frac{E_c - E_r}{X_{рез}},$$

де E_c – електрорухівна сила ЕЕС,

E_r – електрорухівна сила генератора,

а результуючий опір ($X_{рез}$) дорівнює сумі опорів генератора (X_r), лінії (X_l) та електроенергетичної системи (X_c):

$$X_{рез} = X_r + X_l + X_c.$$

Якщо електрорухівні сили E_c та E_r однакові то, тоді:

$$I_{а.р} = \frac{2 \cdot E}{X_{рез}} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right),$$

де електрорухівна сила $E = E_r = E_c$, а δ – кут між векторами електрорухівних сил генератора та ЕЕС.

Струм асинхронного режиму дорівнює нулю, якщо $\delta = 0^\circ$ та 360° та досягає максимального значення, коли $\delta = 180^\circ$.

Максимальне значення струма асинхронного режиму за умови однакових ЕРС визначається за формулою:

$$I_{а.р.макс} = \frac{2 \cdot E}{X_{рез}}.$$

де $I_{а.р.макс}$ – максимальне значення струму асинхронного режиму.

Якщо $t_p \geq t_{кт}$, то діє реле часу КТ та зупиняє роботу лічильника циклів. За $t_p < t_{кт}$ АЛАР діє на ділення енергосистем.

Значення струму для будь-якого кута δ між несинхронними ЕРС дорівнює:

$$I_{ар} = I_{армакс} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right).$$

Струм асинхронного режиму, за якого спрацьовують струмові реле:

$$I_{\text{ар спр}} = I_{\text{ар макс}} \cdot \sin\left(\frac{\delta_{\text{спр}}}{2}\right).$$

Тому:

$$\sin\left(\frac{\delta_{\text{спр}}}{2}\right) = \frac{I_{\text{ар макс}}}{I_{\text{ар спр}}}.$$

Потрібно порахувати $\sin(\delta_{\text{спр}}/2)$. Далі потрібно визначити кут $\delta_{\text{спр}}/2$ в градусах, а потім потрібно визначити повний кут $\delta_{\text{спр}}$.

Далі визначають проміжки часу t_p , коли запускається реле часу КТ₁.

Визначаємо значення постійного коефіцієнта К:

$$K = \frac{(1 + k_{\text{пов}}) \cdot \delta_{\text{спр}}}{360}.$$

Тоді:

$$t_p = K \cdot T.$$

Проміжок часу t_p пропорційний періоду асинхронного режиму T . Якщо тривалість періоду така, що проміжок часу t_p менший за уставку реле часу КТ₁ ($t_p < t_{\text{пов}}$), то воно, запускаючись в моменту часу **а** (рис. 9.3), не встигатиме спрацьовувати до моменту часу **б** (рис. 9.3), і лічильник циклів, допрацювавши до кінця, діятиме на вихідне реле КЛ₉. Якщо ж тривалість періоду така, що проміжок часу t_p дорівнює або більший уставки реле часу КТ₁, то реле часу КТ₁ під час першого ж повернення струмових реле в точці **а** спрацює та зашунтує обмотки реле КЛ₃ – КЛ₈. Цим самим призупиниться робота лічильника циклів. Отже, підбираючи уставку реле часу КТ₁, можна забезпечити дію АЛАР на ділення енергосистем під час асинхронного режиму з таким ковзанням, за якого неможлива ресинхронізація. За допомогою реле часу КТ₁ здійснюється повернення схеми в початковий стан.

Струм спрацювання струмових реле $I_{\text{спр}}$ відводиться від струму навантаження:

$$I_{\text{спр}} = (1,2 - 1,3) \cdot I_{\text{нав макс}},$$

де $I_{\text{нав макс}}$ – максимальний струм навантаження.

Коефіцієнт чутливості струмових реле АЛАР перевіряється за струмом асинхронного режиму за кута між напругами $\delta=180^\circ$:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ар}}}{I_{\text{спр}}}.$$

Коефіцієнт чутливості має бути не меншим 1,4–1,5.

Якщо коефіцієнт чутливості більше 2, то необхідно збільшити струм спрацювання струмових реле.

9.2 Умова задачі

Задача 18р. Визначити різницю частот в енергосистемах, що зв'язані між собою лініями електропередач, за якої АЛАР скидає («обнуляє») лічильник, якщо відомі:

- уставка реле часу $t_{\text{кт}}$;
- амплітуда струму коливань $I_{\text{ар.макс}}$;
- струм спрацювання реле $I_{\text{спр}}$.

Таблиця 9.1– Початкові дані до задачі 18

Варіант	1	2	3	4	5	6
$t_{\text{кт}}$, с	1,0	1,2	0,8	1,1	1,4	0,9
$t_{\text{ар макс}}$, кА	3,7	8,4	5,6	4,8	6,2	4,1
$t_{\text{спр}}$, кА	1,0	2,1	1,8	1,9	1,7	1,1

9.3 Контрольні запитання

1. Назвіть основні характерні ознаки асинхронного режиму ЕЕС.
2. Що називається електричним центром коливань (ЕЦК)?
3. Яка гранична допустима тривалість асинхронного режиму?
4. Які засоби ліквідації асинхронного режиму ви знаєте?
5. Як розрахувати уставку пускового органу АЛАР (струмового або реле мінімальної напруги)?
6. Яким чином визначається коефіцієнт чутливості струмового реле або реле мінімальної напруги АЛАР? Яким має бути значення уставки реле мінімальної напруги?

10 РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ

Задача 1р. Максимально допустима (мд) кутова частота ковзання в град/с :

$$\omega_{s.мд} = \frac{(\delta_{п.р} + \delta_{с.р})}{t_{с.а}} = \frac{(16 + 20)}{1,0} = 36 \text{ град/с.}$$

Максимально допустима частота ковзання у герцах:

$$f_{s.мд} = \frac{36}{2\pi} = \frac{36}{2 \cdot 180} = \frac{36}{360} = 0,1 \text{ Гц.}$$

Найбільший кут вмикання:

$$\delta_{мд} = \delta_{с.р} + \omega_{s.мд} \cdot t_{в.в.} = 20 + 36 \cdot 0,1 = 236 \text{ град.}$$

Задача 2р. Максимально допустима кутова частота ковзання:

$$\omega_{s.мд} = \frac{(\delta_{п.р1} + \delta_{п.р2})}{t_{кт}} = \frac{(50 + 25)}{0,2} = 125 \text{ град./с}$$

або

$$f_{s.мд} = \frac{\omega_{s.мд}}{2\pi} = \frac{125}{360} = 0,35 \text{ Гц.}$$

$\delta_{пр}$ – кут повернення реле, $\rho = 180^\circ$.

Найбільший кут (мд – масимальний допустимий) вмикання вимикача (вв) за частоти ковзання:

$$\begin{aligned} f_{s.мд} &= 0,35 \text{ Гц,} \\ \delta_{мд} &= \omega_{s.мд} \cdot t_{в.в.} - \delta_{п.р.2} = 125 \cdot 0,2 - 25 = 0 \text{ град,} \\ f_{s.мд} &= 0 \text{ Гц,} \\ \delta_{мд} &= \omega_{s.мд} \cdot t_{в.в.} - \delta_{п.р.2} = 2\pi \cdot f_s \cdot t_{в.в.} - \delta_{п.р.2} = -\delta_{п.р.2}, \\ \delta_{мд} &= -25^\circ. \end{aligned}$$

Задача 5р. Витримка часу реле часу у пристрої АПВ, встановленому на вимикачі Q1 лінії з двостороннім живленням:

$$\begin{aligned} t_{сА1} &= t_{сз2мсз} - t_{сз1св} + t_{вмк.в2} - t_{вмк.в1} + t_{дс} - t_{вмк.в1} + t_{зап} = \\ &= 1,3 - 0,3 + 0,08 - 0,08 + 0,4 - 0,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.} \end{aligned}$$

Задача 10р. Беремо безпечну потужність:

$$S_{\text{без}} = S_{\text{Г.НОМ}} = 75 \text{ МВА.}$$

Опір генератора у відносних одиницях:

$$X_{*Г} = X'_{d*НОМ} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{Г.НОМ}}} = X'_{d*НОМ} = 0,22 \text{ в.о.}$$

Опір трансформатора у відносних одиницях:

$$X_{*Т} = \frac{X\%}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{75}{80} = 0,103 \text{ в.о.}$$

Струм вимикання у відносних одиницях:

$$I_{\text{вмик}*} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{н}}}{X_{*Г} + X_{*Т}} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,22 + 0,103} = 3,25 \text{ в.о.}$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга генератора у відносних одиницях.

Номінальний струм генератора:

$$I_{\text{Г.НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г.НОМ}}} = \frac{75}{1,73 \cdot 10,5} = 4,13 \text{ кА.}$$

Струм вмикання в іменованих одиницях:

$$I_{\text{вмик}} = I_{\text{вмик}*} \cdot I_{\text{Г.НОМ}} = 3,25 \cdot 4,13 \approx 13,4 \text{ кА.}$$

Умова успішного вмикання генератора методом самосинхронізації $I_{\text{вмик}*} \leq 3,5$ в.о. виконується, отже: чи існує можливість підключення турбогенератора на шини системи? Відповідь – так.

Задача 12р. Витримка часу захисту, який діє за КЗ на приєднаннях, що відходять від шин робочого джерела та від шин, які постачають електроенергію резервованому користувачеві (шини високої та низької напруги підстанції):

$$t_1 = 1,6 \text{ с; } t_2 = 0,5 \text{ с.}$$

($t_3 = 2,0$ с не належить до вищеперерахованих захистів, тому не враховується). Серед них максимальна витримка часу $t_{с.з.макс} = 1,6$ с. Витримка часу пускового органу напруги (ПОН) АВР:

$$t_{пон} = t_{с.з.макс} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

Задача 13р. Відносний реактивний опір трансформатора:

$$X_{*Тр} = \frac{U_H \%}{100} = 0,105.$$

Номинальний струм електродвигуна:

$$I_{Дв.ном} = \frac{P_{Дв.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д} \cdot \cos(\varphi_{ном})} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,85} = 56,6 \text{ А.}$$

Номинальний струм трансформатора:

$$I_{Тр.ном} = \frac{S_{Тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.ном}} = \frac{560}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 51,32 \text{ А.}$$

Опір двигуна у відносних одиницях:

$$X_{Дв*} = \frac{I_{Тр.ном}}{K_1 \cdot I_{Дв.ном}} \cdot \frac{U_{Дв.ном}^2}{U_{Тр.ном}^2} = \frac{51,32}{6 \cdot 56,6} \cdot \frac{36}{6,3 \cdot 6,3} = 0,137.$$

Залишкова напруга на шинах двигуна:

$$U_{зал} = \frac{U_{Тр.ном} \cdot X_{Дв*}}{X_{Дв*} + X_{Тр*}} = \frac{6,3 \cdot 0,137}{0,137 + 0,105} = 3,566 \text{ кВ.}$$

Напруга спрацьовування пускового органу напруги (ПОН):

$$U_{с.з.1} = \frac{U_{зал}}{K_{відс}} = \frac{3,566}{1,2} = 2,972 \text{ кВ.}$$

Враховуючи можливе підвищення напруги на вторинній обмотці трансформатора на $0,01 \cdot U_{ном}$:

$$U_{с.з.2} = U_{с.з.1} + 0,01 \cdot U_{тр.ном} = 2,972 + 0,063 = 3,04 \text{ кВ.}$$

Задача 15р. Дефіцит потужності після вмикання блока:

$$\Delta P_{\text{деф}\%} = \frac{P_{\text{бл}} - P_{\text{рез}}}{P_{\text{н}}} = \frac{P_{\text{бл}} - \frac{N}{100}(P_{\text{вст}} - P_{\text{бл}})}{P} \cdot 100\% =$$

$$= \left\{ \frac{\left[\frac{200 - 8(100 - 200)}{100} \right]}{900} \right\} \cdot 100 = 15,09 \%$$

Стале відхилення частоти після вимкнення блоку з мережі:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{\text{деф}}}{2K_{\text{н}}} = \frac{15,09}{(2 \cdot 1,5)} = 5,03 \text{ Гц.}$$

Задача 17р. Відстань від підстанції 1 до місця пошкодження:

$$l_{\text{н}} = \frac{U_{02} - U_{01} + I_{02} \cdot L \cdot X_{0.\text{пит}}}{(I_{01} + I_{02}) \cdot X_{0.\text{пит}}} = \frac{45 - 37 + 2,7 \cdot 45 \cdot 1,4}{(1,2 + 2,7) \cdot 1,4} = 32,62 \text{ км.}$$

Задача 18р. Струм спрацьовування струмового реле:

$$\sin \cdot \frac{\delta_{\text{с.р.}}}{2} = \frac{I_{\text{с.р.}}}{I_{\text{а.р.макс}}} = \frac{1}{3,7} = 0,27; \delta_{\text{с.р.}} = 15,67^\circ \cdot 2 = 31,33^\circ$$

Коефіцієнт повернення $K_{\text{п}} = 0,08$.

Період асинхронного режиму:

$$T_{\text{с}} = \frac{360}{\delta_{\text{с.р.}} \cdot (1 + K_{\text{п}})} = 6,38 \text{ с.}$$

Різниця частот у системах, які з'єднуються ЛЕП:

$$f_{\text{с}} = \frac{1}{T_{\text{с}}} = \frac{1}{6,38} = 0,156 \text{ Гц.}$$

ЛІТЕРАТУРА

1. Яндульський О. С. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання] : навч. посіб. / О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О. С. Яндульського. – К. : НТУУ «КПІ», 2016. –102 с.
2. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків : УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
3. Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : підручник / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С. В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова. – Харків : ФОП Бровін О. В., 2020. – 306 с.
4. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник / Кідиба В. П. – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.
5. Transformer: handbook / Business Unit Transformers – Zurich, Switzerland, 2004. – 213 p.
6. Instrument Transformers: Application Guide / ABB AB High Voltage Products, Sweden, 2009. – 128 p.
7. Mackay Steve Practical Power Systems Protection/ Les Hewitson, Mark Brown, Ben Ramesh, Steve Mackay – Elsevier, Corporate Drive, Burlington, 2004. – 289 p.
8. M. Bini, R. Abboud, P. Lima, and F. Lollo, Challenges and solutions in the protection of transmission lines connecting nonconventional power sources, 48th Annual Western Protective Relay Conference, 2021. – 16 p.
9. C. Collados-Rodriguez, et al. "Grid-Following and Grid-Forming Converter Control Comparison Under Fault Conditions," 2021 IEEE 12th Energy Conversion Congress & Exposition - Asia (ECCE-Asia), 2021, pp. 598-603.
10. L. Yanling, Z. Bie and A. Qiu, A Review of Key Strategies in Realizing Power System Resilience," Global Energy Interconnection, Vol.1, No.1, January, 2018, 70-78 pp.
11. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Частина I: [навч. посібник] / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. О. Лесько, О. Б. Бурикін. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 137 с.
12. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Частина II : [навч. посібник] / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. О. Лесько, О. Б. Бурикін. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 136 с.

13. Кутін В. М. Релейний захист та системна автоматика: лабораторний практикум / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 130 с.
14. Рубаненко О. Є. Мікропроцесорний релейний захист ліній електропередач : лабораторний практикум / Рубаненко О. Є., Гончарук О. Ф., Рубаненко О. О. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 130 с.

ДОДАТОК А

Приклади розв'язання задач

ПРИКЛАД 1. Дано: 1. В енергосистемі 300 МВт з переважною потужністю теплових станцій є навантаження таких категорій в частках одиниці:

- першої категорії $a = 0,2$;
- другої категорії $a = 0,2$;
- третьої категорії $a = 0,3$;
- четвертої категорії $a = 0,3$.

2. Уставка першої черги пристрою АЧР дорівнює 48 Гц, а останньої – 45 Гц. Всі ступені вибіркості за частотою беруться однаковими.

3. Похибка реле частоти тип ІВЧ-011 за даними заводу вибирається 0,15Гц.

4. Зниження частоти протягом власного часу спрацювання пристрою АЧР та вимикачів – 0,15 Гц.

5. Частота спрацювання реле частоти додаткової черги – 47 Гц.

6. Внаслідок дії пристрою АЧР частота в енергосистемі має відновлюватись до значення 49 Гц. Подальше підвищення частоти до номінального значення виконується за вказівками диспетчера системи.

Необхідно: визначити кількість основних черг розвантаження; уставки спрацювання реле частоти основних черг; потужність навантаження кожної з черг, що вимикається пристроями частотного розвантаження, враховуючи і додаткову чергу.

Розв'язання. Ступінь вибіркості за частотою $\Delta f_{\text{в}}$ знаходимо за виразом:

$$\Delta f_{\text{в}} = 2\Delta f_{\text{пox.}} + \Delta f_{\text{зниж.}} = 2 \cdot 0,15 + 0,15 = 0,45 \text{ Гц.}$$

Кількість черг розвантаження n визначаємо за формулою:

$$n = \frac{f_{\text{спр1}} - f_{\text{спр0}}}{\Delta f_{\text{виб}}} + 1 = \frac{48 - 45}{0,45} + 1 \approx 6 + 1 = 7 \text{ одиниць.}$$

Вибираємо розрахункове значення ступеня вибіркості:

$$\Delta f_{\text{виб.розр.}} = 0,5 \text{ Гц,}$$

отримуємо такі уставки спрацювання реле частоти, маючи сім черг розвантаження:

$$\begin{aligned}
 f_{\text{спр1}} &= 48 \text{ Гц}; f_{\text{спр4}} = 46,5 \text{ Гц}; \\
 f_{\text{спр2}} &= 47,5 \text{ Гц}; f_{\text{спр5}} = 46 \text{ Гц}; \\
 f_{\text{спр3}} &= 47 \text{ Гц}; f_{\text{спр6}} = 45,5 \text{ Гц}; \\
 f_{\text{спр7}} &= 45 \text{ Гц}.
 \end{aligned}$$

Коефіцієнт $k_{\text{навант.}}$, який характеризує регулювальний ефект навантаження від частоти, знаходимо за формулою:

$$k_{\text{навант.}} = a_1 = 2 \cdot a_2 + 3 \cdot a_3 + \dots + n \cdot a_n = 0,2 + 2 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,3 = 1,7$$

(навантаження $a = 0,2$ – від частоти не залежить).

Тоді потужність споживачів, яка вимикається пристроєм АЧР першої черги, визначиться:

$$P_{\text{вимк1}} \% = 2 \cdot k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{відн}} - f_{\text{спр1}}) = 2 \cdot 1,7 \cdot (49 - 48) = 3,4\%,$$

або

$$3,4 \cdot \frac{300}{100} = 10,2 \text{ МВт.}$$

Потужності споживачів, які вимикаються другими основними чергами визначимо так:

$$P_{\text{вимк2}} \% = 2 \cdot k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{в}} - f_{\text{спр}}) \cdot (1 - P_{\text{вимк1}}^*) = 2 \cdot 1,7 \cdot (49 - 47,5) \cdot \left(1 - \frac{3,4}{100}\right) = 4,93\%,$$

або

$$4,93 \cdot \frac{300}{100} = 14,79 \text{ МВт};$$

$$\begin{aligned}
 P_{\text{вимк3}} \% &= 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{в}} - f_{\text{спр2}}) \cdot \left[1 - (P_{\text{вимк1}}^* + P_{\text{вимк2}}^*)\right] = \\
 &= 2 \cdot 1,7 \cdot (49 - 47) \cdot \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93}{100}\right)\right] = 6,23\%,
 \end{aligned}$$

або

$$6,23 \cdot \frac{300}{100} = 18,72 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{вимк4}} \% = 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{в}} - f_4) \cdot \left[1 - (P_{\text{вимк1}}^* + P_{\text{вимк2}}^* + P_{\text{вимк3}}^*) \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot (49 - 46,5) \cdot \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93 + 6,23}{100} \right) \right] = 7,26\%,$$

або

$$7,26 \cdot \frac{300}{100} = 21,78 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{вимк5}} \% = 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{в}} - f_{\text{спр5}}) \cdot \left[1 - (P_{\text{вимк1}}^* + \dots + P_{\text{вимк4}}^*) \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,79 \cdot (49 - 46) \cdot \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93 + 6,23 + 7,26}{100} \right) \right] = 7,97\%,$$

або

$$7,97 \cdot \frac{300}{100} = 23,91 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{вимк6}} \% = 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{в}} - f_{\text{спр6}}) \cdot \left[1 - (P_{\text{вимк1}}^* + \dots + P_{\text{вимк5}}^*) \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,79 \cdot (49 - 45,5) \cdot \left[1 - \left(\frac{21,82}{100} + \frac{7,97}{100} \right) \right] = 8,35\%,$$

або

$$8,35 \cdot \frac{300}{100} = 25,05 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{вимк7}} \% = 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{відн}} - f_{\text{спр7}}) \cdot \left[1 - (P_{\text{вимк1}}^* + \dots + P_{\text{вимк6}}^*) \right] =$$

$$= 2 \cdot 1,7 \cdot (49 - 45) \cdot \left[1 - \left(\frac{29,79}{100} + \frac{8,35}{100} \right) \right] = 8,42\%,$$

або

$$8,42 \cdot \frac{300}{100} = 25,26 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність споживачів, яка вимикається всіма сімома основними чергами за значних знижень частоти:

$$\sum_1^7 P_{\text{вимк}} \% = 3,4 + 4,93 + 6,23 + 7,26 + 7,97 + 8,35 + 8,42 = 46,56\%,$$

або

$$46,56 \cdot \frac{300}{100} = 139,68 \text{ МВт.}$$

Потужність споживачів, що вимикається додатковою чергою, знаходимо за виразом:

$$\begin{aligned} P_{\text{вимк.д}} \% &= 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{відн}} - f_{\text{спр.д}}) \cdot [1 - P_{\text{вимк}}^*] = \\ &= 2 \cdot 1,7 \cdot (49 - 47) \cdot \left[1 - \left(\frac{3,4 + 4,93 + 6,23}{100} \right) \right] = 5,7\%, \end{aligned}$$

або

$$5,8 \cdot \frac{300}{100} = 17,4 \text{ МВт.}$$

ПРИКЛАД 2. Дано: 1. Всі початкові дані ті самі, що і в прикладі 1.

2. В передаварійний період потужність навантаження $P_{\text{навант.}} = 100\%$. В енергосистемі був дефіцит активної потужності, що утворився внаслідок вимкнення генераторної потужності 75 МВт, що становить

$$P_{\text{деф}} = \frac{75}{100} = 25\%$$

потужності енергосистеми.

3. Мінімальна короткочасна допустима частота в системі ($f_{\text{к.д}}$) вибирається такою, що дорівнює критичній частоті ($f_{\text{кр}}$):

$$f_{\text{к.д}} = f_{\text{к.р}} = 45 \text{ Гц.}$$

Необхідно: визначити обсяг автоматичного розвантаження енергосистеми, яка відповідає заданим значенням коефіцієнта потужності та частоти відновлення; визначити потужність навантажень, що підключаються до пристроїв АЧР з малими та значними затримками часу за заданого дефіциту потужності в енергосистемі.

Розв'язання. Потужність навантаження, яке за заданого дефіциту потужності в системі має бути вимкнено пристроєм АЧР, щоб частота в системі відновилась до заданого значення $f_{\text{відн}} = 49$ Гц, визначаємо так

$$P_{\text{вимк}} = P_{\text{деф}} - 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{ном}} - f_{\text{відн}}) = 25 - 2 \cdot 1,7 \cdot (50 - 49) = 21,6 \%,$$

або

$$21,6 \cdot \frac{300}{100} = 64,8 \text{ МВт},$$

де потужність вимкнення $P_{\text{вимк}}$ та дефіцит потужності $P_{\text{деф}}$ – у відсотках.

Потужність навантаження, яке за заданого дефіциту потужності в системі має бути вимкнено пристроями АЧР, діючими з малими витримками часу, знаходимо так:

$$\begin{aligned} P'_{\text{вимк}} \% &= 100 \cdot \frac{P_{\text{д.макс}} \% - 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{н}} - f_{\text{к.д}})}{100 - 2k_{\text{навант.}} \cdot (f_{\text{н}} - f_{\text{к.д}})} = \\ &= 100 \cdot \frac{25 - 2 \cdot 1,7 \cdot (50 - 45)}{100 - 2 \cdot 1,7 \cdot (50 - 45)} = 9,64\%, \end{aligned}$$

або

$$9,64 \cdot \frac{300}{100} = 28,92 \text{ МВт}.$$

Гранична потужність навантаження, яка за заданого дефіциту потужності має вимикатися пристроями АЧР, діючими з значними витримками часу, включно і додаткову чергу, визначаємо так:

$$P'_{\text{вимк}} \% = P_{\text{вимк}} \% - P'_{\text{вимк}} \% = 21,6 - 9,64 = 11,96\%,$$

або

$$11,96 \cdot \frac{300}{100} = 35,88 \text{ МВт}.$$

Приклад 3. Дано: 1. Турбогенератор, який має такі параметри: потужність 50000 кВт; $\cos(\varphi) = 0,8$; $E'_d = U_r = 1$; $I_n = 1$; $x'_d = 0,2$; $x''_d = 0,135$ вмикається на паралельну роботу з системою з приведеними до напруги та потужності генератора значеннями $U_c = 1$; $x'_d = 0,2$; $x''_{dc} = 0,15$.

2. Приведений до потужності генератора опір зв'язку $x_{зв} = 1$. Опір системи з врахуванням опору зв'язку в перехідному режимі $x'_c = x'_{dc} + x_{зв} = 0,2 + 1 = 1,2$.

3. Допустимий зрівняльний струм $i''_{доп зр} = \sqrt{2} \cdot I_n = \sqrt{2} \cdot 1 = \sqrt{2}$, тобто ефективне значення зрівняльного струму не має перевищувати номінальний струм генератора.

4. Час вмикання генераторного вимикача, включно з приводом – $t_{в.в} = 0,5$ с. Похибка вмикання вимикача (розкид в часі) становить 10%, тобто $\Delta t_{в.в} = 0,05$ с. (в.в. – вмикання вимикача) Похибка в дії синхронізатора – $\Delta t'_c = 0,1 \cdot t_{в.в} = 0,1 \cdot 0,5 = 0,05$ с.

5. Стала інерції обертових частин турбіни та генератора – $T_j = 6$ с.

Необхідно: 1. Вибрати час випередження $t_{вип}$ синхронізатора для синхронізації з системою турбогенератора на холостому ході.

2. Перевірити стійкість синхронізації. Визначити граничне значення кута відносного зміщення роторів та визначити поштовх зрівняльної потужності за цього кута.

Розв'язання. З заводу-виробника має бути задана відпайка від опору R , яка відповідає часу випередження $t_{вип} = t_{в.в} = 0,05$ с.

Допустимий кут помилки ввімкнення з врахуванням вимоги про те, що допустимий зрівняльний струм вмикання $i''_{в зр} = i_{доп зр} = \sqrt{2}$ ($i_{зр}$ – зрівняльний струм в момент підключення) знаходиться з виразу:

$$\sin \frac{\delta_0}{2} = i''_{в зр} \cdot \frac{x''_d + x_{св} + x''_{dc}}{\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2 \cdot \leq E''_d} = \sqrt{2} \cdot \frac{0,135 + 1,0 + 0,15}{\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,0 \cdot 1,0} = 0,357.$$

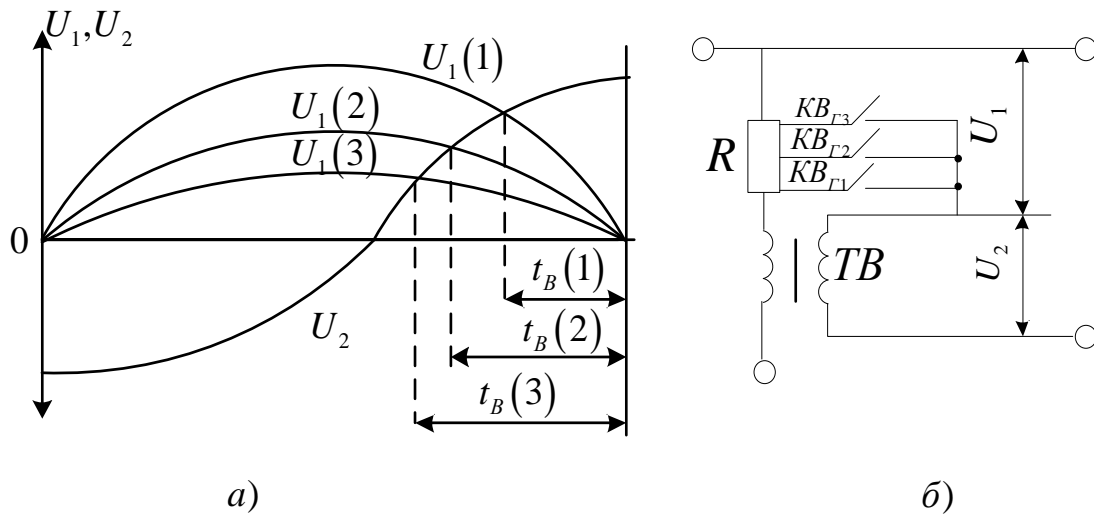
Цьому значенню відповідає кут $\delta_{вип} / 2 = \delta_0 / 2 = 20^\circ 55'$. Звідси кут помилки, тобто кут, за якого виникне замкнення контактів вимикача:

$$\delta_{вип} = 2 \cdot 20^\circ 55' = 41,83 \text{ ел. град.}$$

Визначаємо припустиму кутову швидкість, яку можна записати в відсотках для синхронізатора з постійним часом випередження:

$$s\% = \frac{\delta_0}{180 \cdot (\Delta t_{в.в} + \Delta t'_c)} = \frac{41,83}{180 \cdot (0,05 + 0,05)} = 2,32\%.$$

де $\Delta t_{\text{в.в.}}$, або $\Delta t_{\text{ч.в.}}$ – похибка в часі ввімкнення вимикача, $\Delta t_{\text{вип.}}$ – похибка в часі випередження ввімкнення вимикача, $\Delta t_{\text{в.в.}} = \Delta t_{\text{ч.в.}} = \Delta t_{\text{вип.}} = 0,05$ с, $\Delta t'_c$ – похибка в часі роботи синхронізатора, $\Delta t'_c = 0,05$ с.



t_B – час випередження; KB_e – контакт блокувального реле випередження генератора, який синхронізується; TB – трансформатора випередження

Рисунок А.1 – Графік залежності напруги від часу випередження для різних опорів R відпайок (вибір часу випередження $t_{\text{вип}}$) – а); схема переключення відпайок з метою зміни опорів R – б)

Граничний кут $\delta_{\text{гр}}$ відносного зсуву напруг ротора генератора та еквівалентного генератора системи знаходимо за формулою:

$$\begin{aligned} \cos \delta_{\text{гр}} &= \cos \delta_{\text{вип}} - 157 \cdot (x'_d + x_c) \cdot T_j \cdot \left(\frac{s\%}{100} \right)^2 = \\ &= \cos 41^\circ 15' - 157 \cdot (0,2 + 1,2) \cdot 6,0 \cdot \left(\frac{2,32}{100} \right)^2 = 0,036 > -1, \end{aligned}$$

Звідки граничний кут

$$\delta_{\text{гр}} = 87^\circ 55' < 180^\circ.$$

Тобто, умова стійкості синхронізації задовольняється.

Поштовх зрівнювальної потужності у відносних одиницях за умови $\delta_{\text{вип}} = \delta_{\text{гр}}$ визначаємо, нехтуючи її реактивною складовою:

$$S'_{\text{з.р}} = \frac{U_c^2}{x'_{\text{дп}}} \cdot \sin(\delta_{\text{гр}}) = \frac{U_c^2}{x'_{\text{дп}} + x_c} \cdot \sin(\delta_{\text{гр}}) = \frac{1,0}{0,2 + 1,2} \cdot \sin(87^\circ 55') = 0,713.$$

ПРИКЛАД 4. Дано: Група електродвигунів підключена до секції власних витрат, що живляться через реактор від шин джерела нескінченної потужності з номінальною напругою $U_{н.д.ж.} = 6,3$ кВ. Всі двигуни працюють з номінальним навантаженням на механізми з постійним моментом опору (компресори та ін.).

До секції підключено дві групи електродвигунів.

Перша група складається з трьох двигунів типу ДАМСО з параметрами $P_{н1} = 850$ кВт, $U_n = 6$ кВ, $\cos(\varphi) = 0,89$, кратність пускового струму номінальному:

$$K_{\text{пуск.д1}} = \frac{I_{\text{пуск.д1}}}{I_{н.д}} = 5,3.$$

Друга група складається з трьох двигунів типу ДАМСО з параметрами $P_{н2} = 360$ кВт, $U_n = 6$ кВ, $\cos(\varphi) = 0,87$:

$$K_{\text{пуск.д2}} = \frac{I_{\text{пуск.д2}}}{I_{н.д}} = 4,5.$$

Реактор типу ПБ6-500-8 з параметрами $U_n = 6$ кВ, $I_{н.р} = 500$ А, реактивність $x_p \% = 8\%$.

Найменша величина залишкової напруги на шинах 6,3 кВ за КЗ в точці К2 за реактором найбільш потужного приєднання до шин А (рис. А.3) становить 70% $U_{н.д.ж.}$.

Час спрацьовування миттєвого струмового релейного захисту (струмової відсічки), яка діє за КЗ в точці К1 (рис. А.3), $t_{р.з.} = 0,15$ с.

Двигуни М1, М2 (див. рис. А.2) захищені струмовими відсічками з часом спрацьовування $t_{в.д.} = 0,12$ с.

Час вмикання вимикача 4Q (див. рис. А.2) з врахуванням $t_{в.в.} = 0,25$ с.

Реле РОВ типу РЕ-100 з можливістю регулювання затримки на відпадання якоря до 2 с.

Необхідно: Вибрати уставки пристрою АВР.

Після вмикання резервного живлення перевірити можливість самозапуску двигунів, які живляться від секції власних витрат.

Вибрати уставку струмового захисту кола резервного живлення.

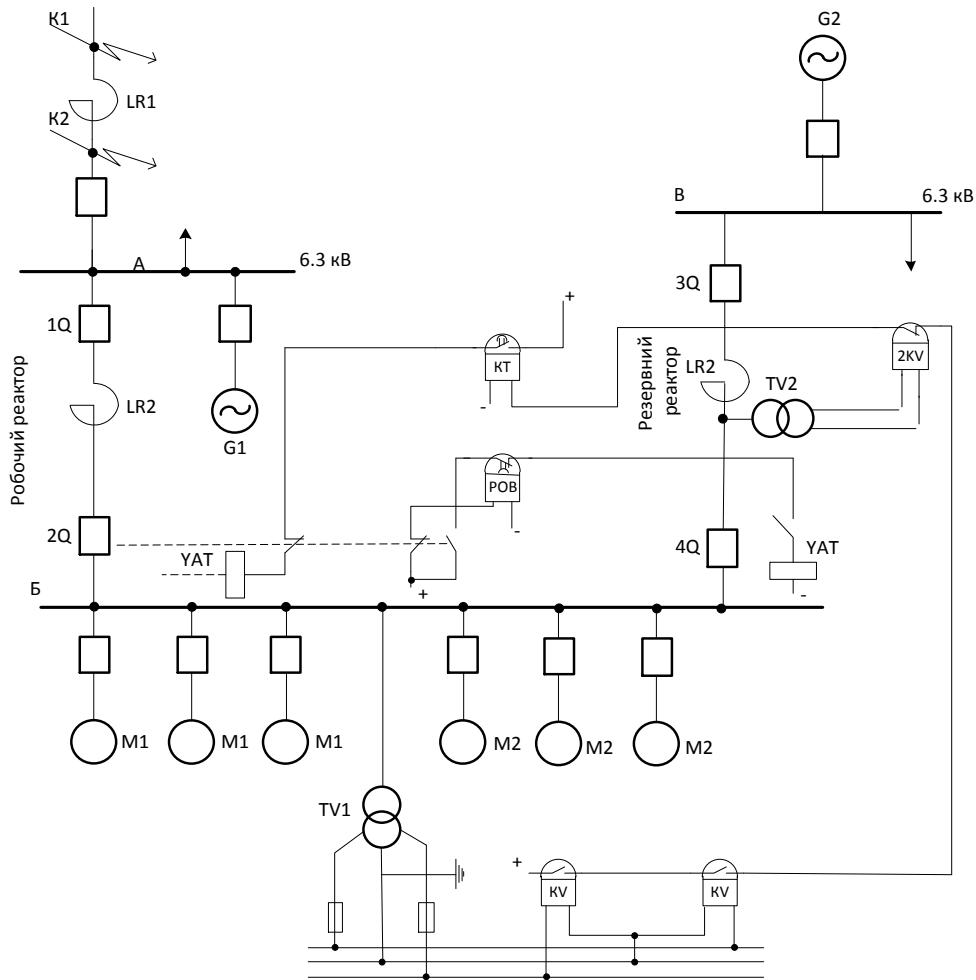


Рисунок А.2 – Фрагмент схеми живлення власних потреб електростанції і обладнання автоматичного введення резервного живлення реактор

Розв'язання. Вибір уставок пристрою АВР виконаємо після перевірки умов самозапуску двигунів, коли стане відомо напругу U_n , яка відновлюється.

Опір реактора:

$$x_p = x\% \cdot \frac{U_{н.д}}{\sqrt{3} \cdot I_{н.р} \cdot 100} = 8 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 100} = 0,56 \text{ Ом.}$$

Номінальний струм електродвигуна першої групи:

$$I_{н.д1} = \frac{P_{н1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1} \cdot \cos(\phi_1)} = \frac{850}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,89} = 92 \text{ А.}$$

Номінальний струм електродвигуна другої групи:

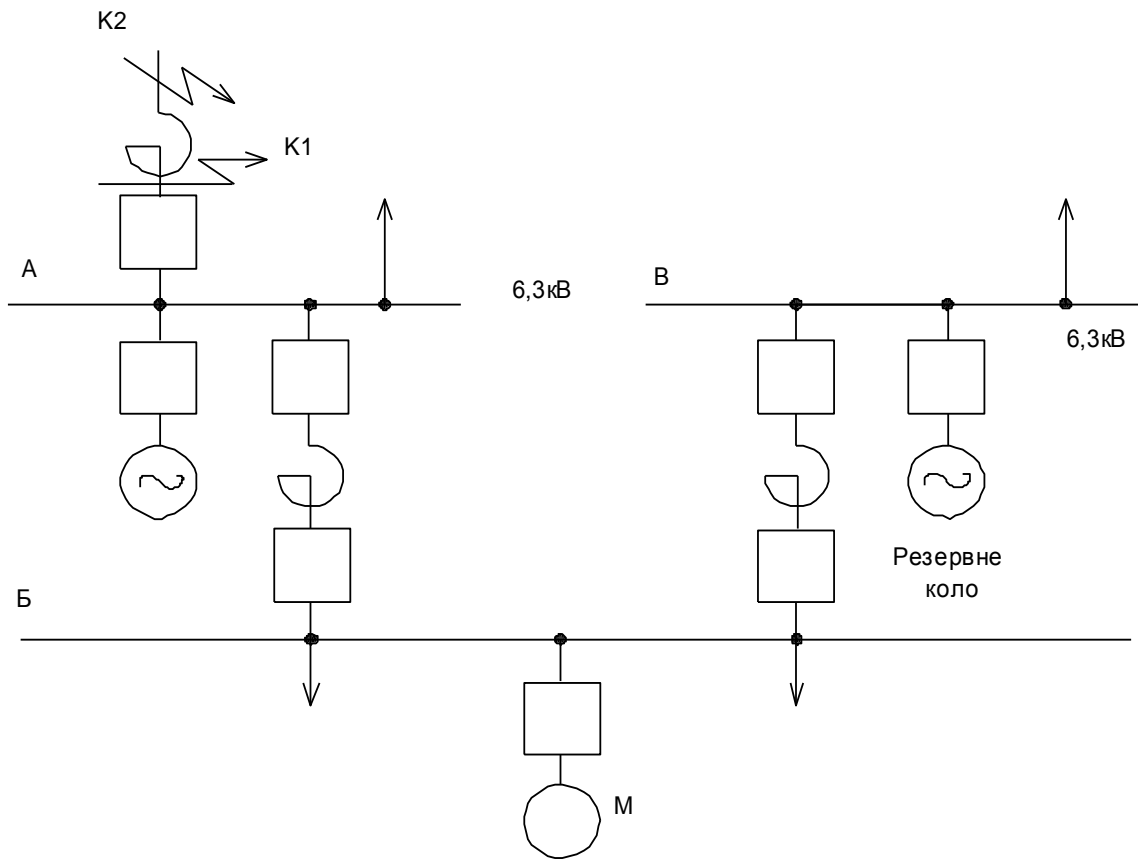


Рисунок А.3 – Розрахункова схема для вибору параметрів реле пристрою АВР, виконаного за схемою, показаною на рис. А.2

$$I_{н.д2} = \frac{360}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,87} = 40 \text{ А.}$$

Пусковий опір одного електродвигуна першої групи:

$$z_{д1} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot K_{пуск.д1} \cdot I_{н.д1}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 5,3 \cdot 92} = 7,1 \text{ Ом.}$$

Пусковий опір одного електродвигуна другої групи:

$$z_{н2} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 4,5 \cdot 40} = 19,2 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір трьох електродвигунів першої групи:

$$z_{д1} = \frac{z_{д1}}{n} = \frac{7,1}{3} = 2,37 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір трьох електродвигунів другої групи:

$$z_{д2} = \frac{z_{д2}}{n} = \frac{19,2}{3} = 6,4 \text{ Ом.}$$

Опір всіх електродвигунів, підключених до збірки:

$$z_{д.рез} = \frac{z_{д1} \cdot z_{д2}}{z_{д1} + z_{д2}} = \frac{2,37 \cdot 6,4}{2,37 + 6,4} = 1,73 \text{ Ом.}$$

Опір всіх двигунів, віднесений до струму реактора:

$$z'_{д.рез} = z_{д.рез} \cdot \frac{I_{н.р}}{3I_{н.д1} + 3I_{н.д2}} = 1,73 \cdot \frac{500}{3 \cdot 92 + 3 \cdot 40} = 1,73 \cdot \frac{500}{276 + 120} = 2,18 \text{ Ом.}$$

Відновлювальна напруга на клеммах електродвигунів:

$$U_{в} = U_{н.дж.} \cdot \frac{z'_{д.рез}}{z'_{д.рез} + X_p} = U_{н.дж.} \cdot \frac{2,18}{2,18 + 0,56} = U_{н.дж.} \cdot \frac{2,18}{2,74} = 0,79 \cdot U_{н.дж.}$$

Тобто, становить 79% $U_{н.дж.}$ двигуна. Оскільки напруга $U_{в} = 0,79 U_{н.дж.}$, то звідси випливає, що $U_{н.дж.} > 0,7U_{н.дж.}$ і запуск всіх електродвигунів, підключених до збірки, забезпечується.

Далі визначаємо уставки пристрою АВР. Напруга спрацьовування реле ($U_{спр}$) мінімальної напруги 1 кВ.

$$U_{спр1KV} = \frac{U_{к.в}}{k_H} = \frac{U_{н.д}}{1,25} = 0,56U_{н.дж}$$

та

$$U_{спр1KV} = \frac{U_{к.в}}{k_H} = \frac{0,79U_{н.д}}{k_H} = 0,63U_{н.дж}.$$

Оскільки кожне з одержаних значень вище 25% $U_{н.д}$ робочого джерела живлення, то як розрахункове значення спрацьовування реле 1KV беремо $U_{спр1KV} = 0,25U_{н.дж.}$

Напруга спрацьовування реле максимальної напруги 2 кВ:

$$U_{спр2KV} = \frac{k_{в}}{k_H} \cdot U_{роб.мін} = \frac{0,8}{1,1} \cdot 0,9U_{н.дж} = 0,655U_{н.дж}.$$

Оскільки одержане значення становить більше $60\% U_{н.дж}$ резервного джерела живлення, то його й беремо як розрахункове значення.

Затримка часу реле часу КТ:

$$t_{КТ} \geq t_{р.з} + \Delta t = 0,15 + 0,5 = 0,65 \text{ с}$$

та

$$t_{КТ} \geq t_{о.д} + \Delta t = 0,12 + 0,5 = 0,62 \text{ с.}$$

Беремо $t_{КТ} = 0,7 \text{ с.}$

Затримку на відпадання якоря реле РОВ (реле однократності вмикання) встановлюємо за умови $\Delta t = 0,3 \text{ с.}$

$$t_{РОВ} \geq t_{в.в} + \Delta t = 0,25 + 0,3 = 0,55 \text{ с.}$$

Струм спрацьовування струмового захисту кола резервного живлення:

$$\begin{aligned} I_{с.в} &= \frac{k_{в}}{k_{н}} \cdot I_{пуск} = \frac{k_{в}}{k_{н}} \cdot (n_1 I_{пуск1} + n_2 I_{пуск2}) = \frac{k_{в}}{k_{н}} \cdot (n_1 I_{н.д1пуск1} + n_2 I_{н.д1пуск2}) = \\ &= \frac{1,4}{0,85} \cdot (3 \cdot 92 \cdot 5,3 + 3 \cdot 40 \cdot 4,5) = 3300 \text{ А.} \end{aligned}$$

Знаючи коефіцієнт трансформації трансформаторів струму та коефіцієнт схеми, можна визначити струм спрацьовування струмового реле захисту:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{н} \cdot K_{сх}}{K_{пов.}} \cdot \frac{I_{пуск}}{n_{т}}$$

ПРИКЛАД 5. Дано: В енергосистемі (рис. А.4) планується встановити пристрій НАПВ на транзитній лінії, яка з'єднує дві частини енергосистеми.

Параметри системи такі: на ТЕЦ встановлено генератори G_1 та G_2 по 25 МВт; $\cos(\varphi) = 0,8$, $x_d'' = 0,125$ та трансформатори T_1 і T_2 по 31,5 МВА, $e_k = 10,5\%$; на ДРЕС встановлено генератори G_3 і G_4 по 50 МВт, $\cos \phi = 0,85$, $x_d'' = 0,2$ та трансформатори T_3 і T_4 по 60 МВА, $e_k = 10,5\%$; на віддаленій підстанції встановлено синхронний компенсатор СК потужністю 15 МВА, $x_d'' = 0,15$ та трансформатор T_5 потужністю 60 МВА,

$e_k = 10,5\%$; довжина ліній електропередач $l_1 = 40$ км, $l_2=l_3 = 25$ км, $l_4 = 100$ км; напруга ліній – 110 кВ; на гідроелектричній станції встановлена мінімальна реально можлива в умовах експлуатації кількість генераторів та трансформаторів – два блоки.

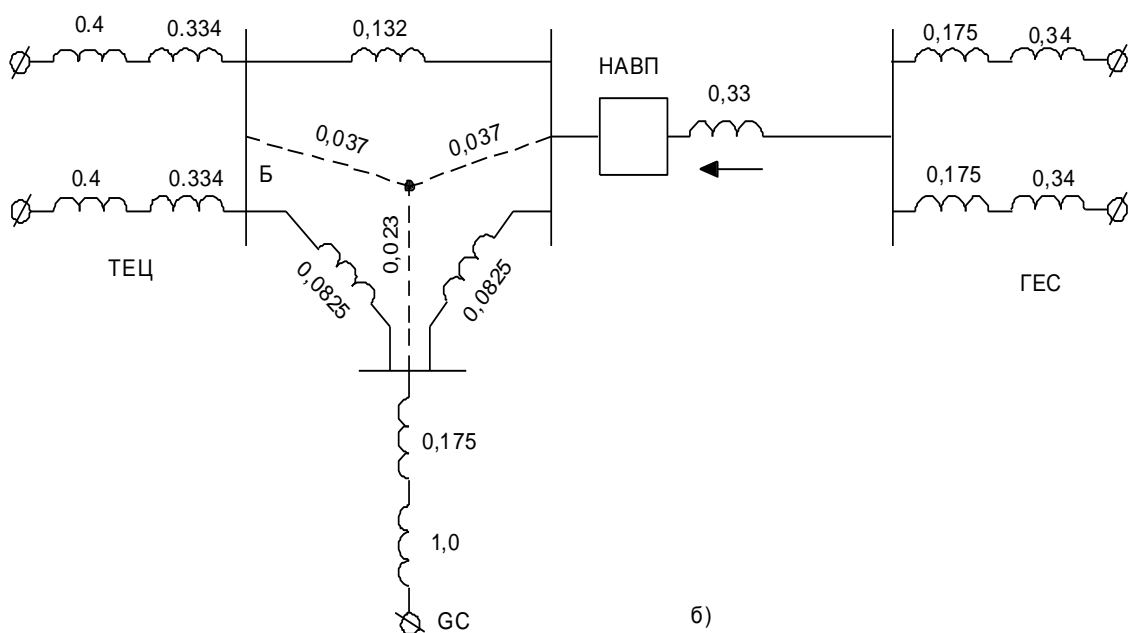
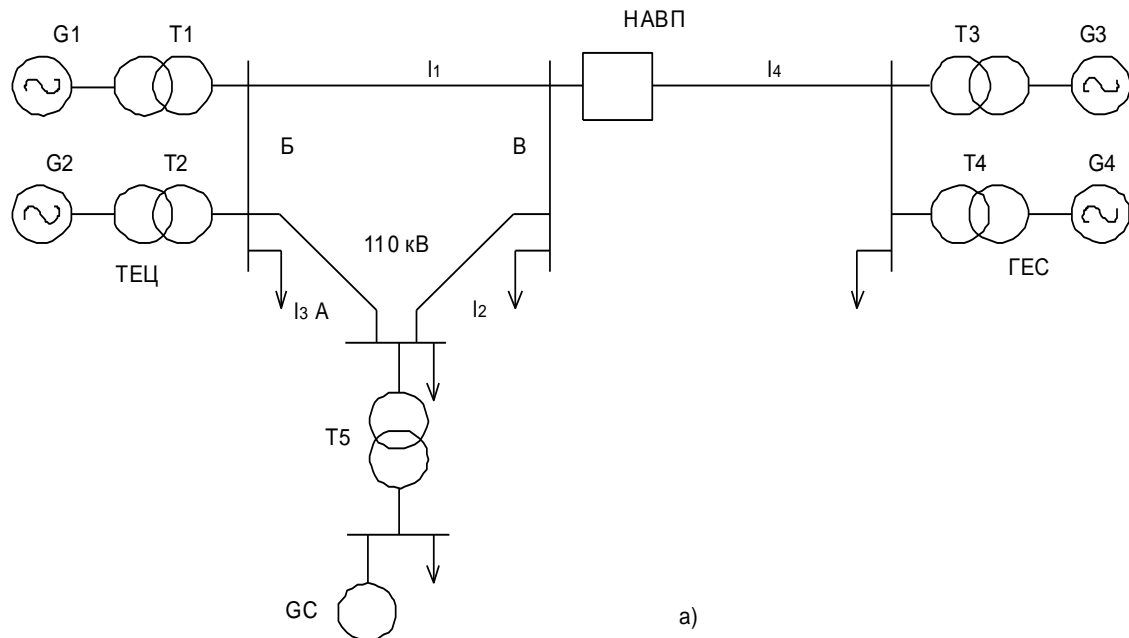


Рисунок А.4 – Спрощення заступної схеми енергосистеми:
а) – проміжна схема; б) – спрощена схема

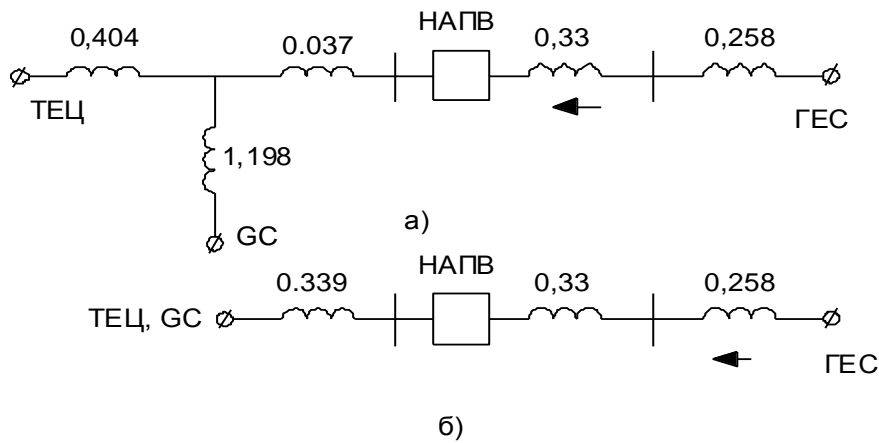


Рисунок А.5 – Схема електростанції, яка включається без перевірки синхронізму у систему великої потужності (а) та її схема заміщення без урахування навантаження (б)

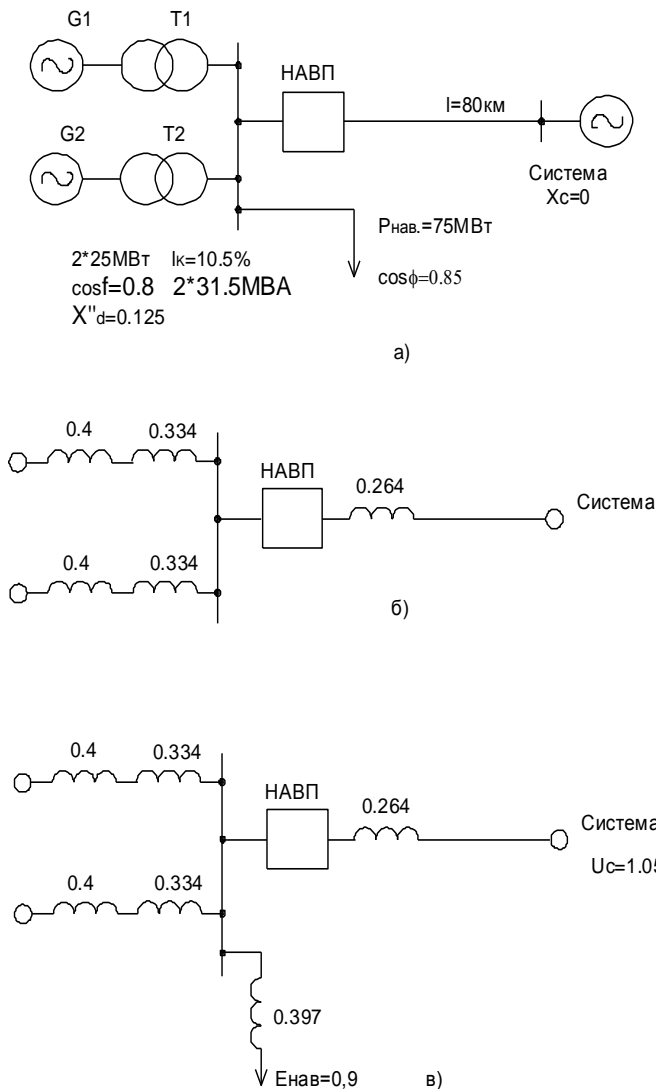


Рисунок А.6 – Схема електростанції, яка включається без перевірки синхронізму у систему великої потужності (а) та її схеми заміщення: без урахування навантаження (б) , з урахування навантаження (в)

Необхідно: 1. Розрахувати струм несинхронного вмикання лінії, що з'єднає дві частини енергосистеми.

2. Перевірити умову допустимості НАПВ для генераторів, синхронних компенсаторів та трансформаторів системи.

Розв'язання. За базисну потужність беремо $S_6 = 100$ МВА і приводимо до неї реактивні опори всіх елементів системи: для генераторів:

$$X_A = \frac{X_{AB} \cdot X_{BA}}{X_{AB} + X_{BB} + X_{BA}} = \frac{0,0825 \cdot 0,0825}{0,0825 + 0,132 + 0,0825} = 0,023;$$
$$X_B = X_B = \frac{0,132 \cdot 0,0825}{0,297} = 0,037.$$

Опір зі сторони ТЕЦ до точки **0** еквівалентної зірки АБВ:

$$\frac{0,4 + 0,334}{2} + 0,037 = 0,404.$$

Еквівалентний опір блоків генератор-трансформатор ГЕС:

$$\frac{0,34 + 0,175}{2} = 0,258.$$

Опір зі сторони синхронного компенсатора до точки **0** еквівалентної зірки АБВ:

$$1,0 + 0,175 + 0,023 = 1,198.$$

Опір зі сторони ТЕЦ та СК до збірних шин (див. рис. А.5):

$$\frac{0,404 \cdot 1,198}{0,404 + 1,198} + 0,037 = 0,339.$$

Тоді результуючий опір заступної схеми (див. рис. А.5):

$$x_{PE3} = 0,339 + 0,33 + 0,258 = 0,927 .$$

За умови $U = E = 1,05$ визначаємо максимальне значення періодичної складової струму несинхронного вмикання:

$$I_{H.C.} = \frac{U + E}{x_{PE3}} = \frac{2,1}{0,927} = 2,265.$$

Розподіляємо цей струм між генераторами, синхронними компенсаторами та трансформаторами:

а) струм несинхронного вмикання в кожному з двох (однакових) генераторів ГЕС:

$$I_{G \text{ ГЕС}} = 0,5 I_{\text{н.с.}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{P_{\text{н}}} \cdot \cos\varphi = 0,5 \cdot 2,265 \cdot \frac{100 \cdot 0,85}{50} = 1,925 \cdot I_{\text{н}},$$

б) струм несинхронного вмикання в кожному з двох (однакових) трансформаторів Т3 та Т4 на ГЕС:

$$I_{T \text{ ГЕС}} = 0,5 \cdot 2,265 \cdot \frac{100}{60} = 1,887 \cdot I_{\text{н}},$$

в) струм несинхронного вмикання в синхронному компенсаторі:

$$I_{Gc} = 2,265 \cdot \frac{0,404}{0,404 + 1,198} \cdot \frac{100}{15} = 3,81 \cdot I_{\text{н}},$$

г) струм несинхронного вмикання в трансформатор Т5:

$$I_{T5} = 2,265 \cdot \frac{0,404}{1,602} \cdot \frac{100}{60} = 9,95 \cdot I_{\text{н}},$$

д) струм несинхронного вмикання в кожному з двох генераторів ТЕЦ:

$$I_{G \text{ ТЕЦ}} = 0,5 \cdot 2,265 \cdot \frac{1,198}{0,404 + 1,198} \cdot \frac{100 \cdot 0,8}{25} = 2,71 \cdot I_{\text{н}},$$

е) струм несинхронного вмикання в кожному з двох трансформаторів Т1 та Т2 на ТЕЦ:

$$I_{T \text{ ТЕЦ}} = 0,5 \cdot 2,265 \cdot \frac{1,198}{1,602} \cdot \frac{100}{31,5} = 2,69 \cdot I_{\text{н}},$$

далі визначаємо максимально допустимі струми несинхронного вмикання:

а) для кожного з генераторів ГЕС:

$$I_{G \text{ ГЕС}} = \frac{0,625}{X''_d} = \frac{0,625}{0,2} = 3,12 \cdot I_{\text{н}};$$

б) для кожного з трансформаторів ГЕС:

$$I_{T_{ГЕС}} = \frac{100}{e_n \%} = \frac{100}{10,5} = 9,5 \cdot I_n;$$

в) для синхронного компенсатора:

$$I_{СК} = \frac{0,84}{x_d''} = \frac{0,84}{0,15} = 5,6 \cdot I_n;$$

г) для трансформатора Т5:

$$I_{T5} = \frac{100}{10,5} = 9,5 \cdot I_n;$$

д) для кожного з генераторів ТЕЦ:

$$I_{G_{ТЕЦ}} = \frac{0,625}{0,125} = 5 \cdot I_n;$$

е) для кожного з трансформаторів ТЕЦ:

$$I_{Tr_{ТЕЦ}} = \frac{100}{10,5} = 9,5 \cdot I_n; \quad I_{Tr_{ТЕЦ}} = 100/10,5 = 9,5 \cdot I_n.$$

Порівнюючи струми несинхронного вмикання, що протікають в генераторах, синхронному компенсаторі та трансформаторах з максимально допустимими для них струмами, які визначаються за умовами допустимості, знаходимо, що отримані за несинхронного вмикання струми у всіх випадках менші, ніж допустимі, отже, використання НАПВ на лінії, яка розглядається, недопустимо.

ПРИКЛАД 6. Дано: На лінії передачі 110 кВ (див. рис. А.5) планується застосувати несинхронне включення станції потужністю 50 МВт в систему великої потужності. До збірних шин станції підключене навантаження 75 МВт, яке значно перевищує потужність цієї станції. Всі параметри обладнання наведено на схемі (див. рис. А.6, а).

Необхідно: визначити допустимість застосування НАПВ на цій лінії.

Розв'язання. Розрахунок умов допустимості виконуємо без врахування навантаження. Реактивні опори, приведені до базисної потужності $S_6 = 100$ МВА, показано на схемі заміщення (див. рис. А.6, б).

Результуючий опір в заступній схемі:

$$x_{PE3} = \frac{0,4 + 0,334}{2} + 0,264 = 0,631.$$

Тоді максимальне значення струму несинхронного вмикання, яке визначається за умови $U = E = 1,05$:

$$I_{H.C.} = \frac{U+E}{x_{PE3}} + \frac{1,05+1,05}{0,631} = 3,33.$$

Водночас струм несинхронного вмикання в кожному з двох (однакових) генераторів станції:

$$\begin{aligned} I_{H.C. G} &= 0,51 \cdot I_{H.C.} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos\varphi}{P_H} = 0,51 \cdot 3,33 \cdot \frac{100 \cdot 0,8}{25} = \\ &= 5,328 \cdot I_H > \frac{0,625 \cdot 0,625}{x_d \cdot 0,125} = 5 \cdot I_H, \end{aligned}$$

тобто перевищує допустиме значення. Тоді зробимо додатковий розрахунок умов допустимості НАПВ – розрахунок з врахуванням навантаження. Номінальну реактивність навантаження беремо 0,35 та ЕРС $E_{навант.} = 0,9$.

Реактивний опір навантаження, приведений до базисної потужності $S_6 = 100$ МВА:

$$x_{навант.} = 0,35 \cdot \frac{S_6 \cdot \cos(\delta)}{P_{навант.}} = 0,35 \cdot \frac{100 \cdot 0,85}{75} = 0,397.$$

Схему заміщення з врахуванням навантаження наведено на рис. А.6, в). Спростуємо схему заміщення.

Еквівалентний опір блоків генератор-трансформатор станції:

$$x_{G1,2} = \frac{0,4 + 0,334}{2} = 0,367.$$

Еквівалентний опір блоків станції та навантаження:

$$x_e = \frac{0,367 \cdot 0,397}{0,367 + 0,397} = 0,191.$$

Еквівалентна ЕРС генераторів станції та навантаження:

$$E_e = \frac{E_G \cdot x_{\text{навант.}} + E_{\text{навант.}} \cdot x_{G1,2}}{x_{\text{навант.}} + x_{G1,2}} = \frac{1,05 \cdot 0,397 + 0,9 \cdot 0,367}{0,397 + 0,367} = 0,977.$$

Результуючий опір схеми заміщення (за опору системи більшої потужності $x_c = 0$)

$$x_{\text{рез.}} = x_c + x_1 = 0,191 + 0,264 = 0,455.$$

Тоді максимальне значення струму несинхронного вмикання знаходиться за виразом:

$$I_{\text{н.с.}} = \frac{U + E}{x_{\text{рез.}}} + \frac{1,05 + 0,977}{0,455} = 4,45.$$

В цьому разі струм несинхронного вмикання в кожному з двох однакових генераторів станції:

$$\begin{aligned} I_{\text{н.}} &= 0,5 \cdot I_{\text{н.с.}} = \frac{x_{\text{навант.}}}{x_{\text{навант.}} + x_{G1,2}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos j}{S_G} = \\ &= 0,5 \cdot 4,45 = \frac{0,397}{0,367 + 0,397} \cdot \frac{100 \cdot 0,8}{25} = \\ &= 3,7 \cdot I_{\text{н.с.}} < \frac{0,625}{x_d} = \frac{0,625}{0,125} = 5 \cdot I_{\text{н.}} \end{aligned}$$

Таким чином, більш точний розрахунок струму несинхронного вмикання з врахуванням навантаження показує, що застосування НАПВ на розглянутій лінії зв'язку станції з системою більшої потужності – допустимо (див. рис. А.6, а).

*Навчальне електронне видання
комбінованого використання.
Можна використовувати в локальному та мережному режимах*

**Рубаненко Олександр Євгенійович
Рубаненко Олена Олександрівна
Гулько Ірина Олександрівна**

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Навчальний посібник

Рукопис оформив *О. Рубаненко*

Редактор *Т. Старічек*

Оригінал-макет підготувала *Т. Старічек*

Підписано до видання 06.03.2023 р.

Гарнітура Times New Roman.

Зам. № P2023-016.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021.
press.vntu.edu.ua;
E-mail: irvc.ed.vntu@gmail.com.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.