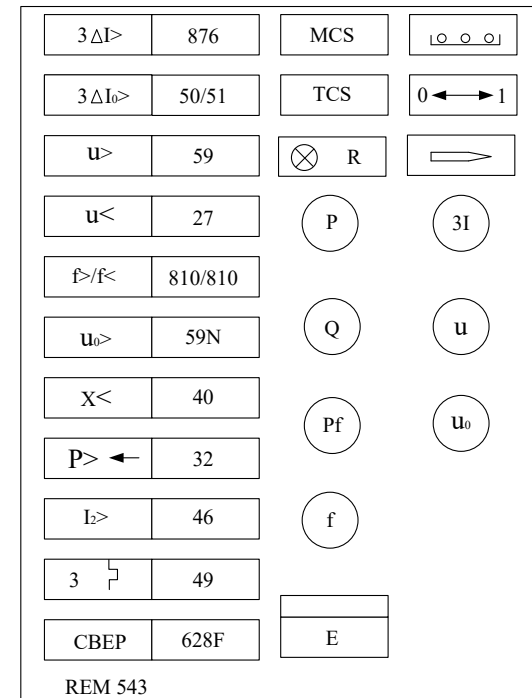


В. М. Лагутін, В. О. Лесько, В. В. Тептя

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ МАЛОЇ ТА СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

В. М. Лагутін, В. О. Лесько, В. В. Тептя

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ
МАЛОЇ ТА СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ**

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2017

УДК 621.316(075)

ББК 31.27-05я73

Л14

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 7 від 26.02.2014 р.)

Рецензенти:

С. Ф. Артюх, доктор технічних наук, професор

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

О. Д. Демов, кандидат технічних наук, доцент

Лагутін, В. М.

Л14 Релейний захист генераторів малої та середньої потужності : навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. О. Лесько, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 104 с.

В посібнику розглядаються загальні питання релейного захисту генераторів малої та середньої потужності.

Посібник призначений для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311(075)

ББК 31.27-05я73

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	4
Вступ.....	5
1 Основні параметри та характеристики синхронних генераторів, які необхідні для розрахунку релейного захисту.....	6
2 Види пошкоджень та ненормальних режимів роботи генераторів.....	13
3 Захист генераторів напругою 3–10 кВ потужністю до 30 МВт.....	20
4 Захист генераторів напругою до 1 кВ потужністю до 1 МВт	49
5 Повні схеми захисту генераторів з використанням аналогових реле.....	59
6 Особливості виконання захисту блока генератор – трансформатор з використанням аналогових реле.....	66
7 Цифрові захисти генераторів і блоків генератор – трансформатор.....	69
8 Релейний захист аварійних генераторів.....	77
Список літератури	95
Додаток А. Параметри генераторів малої та середньої потужності	96
Додаток Б. Визначення усталеного струму трифазного КЗ.....	99

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АГП	автомат гасіння поля
АРЗ	автоматичне регулювання збудження
АСУ	автоматизована система управління
ВКЗ	відношення короткого замикання
ВН	вища напруга
ГГ	гідрогенератор
ЗГНП	захист генератора нульової послідовності
ЕРС	електрорушійна сила
КЗ	коротке замикання
МРС	магніторушійна сила
МСЗ	максимальний струмовий захист
НН	нижча напруга
ОЗЗ	однофазні замикання на землю
ПЗ	плавкий запобіжник
ПУЕ	правила улаштування електроустановок
ПТЕ	правила технічної експлуатації
ПШЗ	пристрій швидкодійного збудження
РЗ	релейний захист
СГ	синхронний генератор
ТВП	трансформатор власних потреб
ТГ	турбогенератор
ТН	трансформатор напруги
ТНП	трансформатор напруги нульової послідовності
ТС	трансформатор струму
ТСНП	трансформатор струму нульової послідовності
ФЗ	форсування збудження
ХХ	холостий хід

ВСТУП

Релейний захист здійснює автоматичну ліквідацію пошкоджень та ненормальних режимів в електричній частині енергосистем і є важливою автоматикою, яка забезпечує їхню надійну та стійку роботу.

В сучасних енергосистемах значення релейного захисту особливо зростає в зв'язку зі збільшенням їхньої потужності та об'єднанням в межах всієї держави.

Зростання навантажень, збільшення протяжності ліній електропередач (ЛЕП), підвищення вимог до стійкості енергосистем ускладнюють умови роботи релейного захисту і підвищують вимоги до його швидкодії, чутливості та надійності. В зв'язку з цим відбувається безперервний процес розвитку та вдосконалення техніки релейного захисту, який спрямовано на створення більш досконалих захистів, що відповідають вимогам сучасної енергетики.

Впроваджуються в експлуатацію нові захисти для ЛЕП, генераторів, трансформаторів та енергетичних блоків. Розробляються дистанційні захисти зі складними характеристиками, які дозволяють отримати оптимальне рішення складної задачі – надійного відстроювання захисту від навантаження та кочень за збереження достатньої чутливості при коротких замиканнях. Відбувається пошук шляхів удосконалення блокувань від кочень та від ушкоджень в колах напруги. Удосконалюються способи резервування відмов захистів та вимикачів. Більш визначеною стає тенденція відмови від електромеханічних реле та переходу на статичні, мікропроцесорні системи.

Все більш необхідним стає використання персональних комп'ютерів для розрахунку уставок захистів, їхнього налагоджування та функціонування.

В зв'язку зі зростанням струмів короткого замикання актуальності набувають питання точності трансформації первинних струмів, які живлять вимірювальні органи релейного захисту. Для розв'язання цієї проблеми виконуються дослідження поведінки трансформаторів струму, вивчаються можливості підвищення їхньої точності, розробляються практичні методи розрахунку похибок трансформаторів струму, шукаються нові більш точні способи трансформації первинних струмів.

За останні роки в експлуатацію була запроваджена велика кількість генераторів малої та середньої потужності, які повинні бути обладнані сучасними пристроями релейного захисту та автоматики. Деякі з них розглянуто в даному навчальному посібнику. Це дозволить підвищити кваліфікацію студентів в цій галузі при виконанні відповідних розділів дипломних проектів та робіт.

1 ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ, ЯКІ НЕОБХІДНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Генератори є відповідальним обладнанням енергетичних установок, тому до релейного захисту генераторів висуваються високі вимоги. Для правильного вибору РЗ і розрахунку його уставок спочатку необхідно знати тип та технічні дані (параметри) захищеного генератора.

Найбільше розповсюдження отримали синхронні генератори (СГ), особливістю яких є постійна частота обертання, яка зветься синхронною. У СГ частота обертання n знаходиться у суворому постійному відношенні до частоти струму в мережі f :

$$f = \frac{p \cdot n}{60}, \quad (1.1)$$

де f – частота змінного струму (в нормальних умовах 50 Гц);

n – частота обертання генератора, об./хв;

p – число пар полюсів.

Нерухома частина СГ, де розташована обмотка змінного струму, зветься статором. Обертова частина СГ, де розташована обмотка збудження, зветься ротором. Постійний струм, який необхідний для живлення обмотки збудження, зазвичай отримується від генератора постійного струму – збудника, який розташовується на загальному валу основного генератора або встановлюється окремо. Такий принцип збудження називається електромашичним і використовується для більшості СГ малої та середньої потужності. Винятком є генератори потужністю до 100 кВт, які виконуються з самозбудженням. При цьому обмотка збудження живиться постійним струмом від напівпровідникових випрямлювачів (наприклад, тиристорна система збудження).

В швидкохідних СГ (турбогенераторах) ротор є масивним циліндром («бочкою») з осьовими пазами, в яких розташовується обмотка збудження. Такі синхронні машини зветься неявно полюсними та виконуються у вигляді двополюсних (3000 об./хв) і чотириполюсних (1500 об./хв) генераторів.

В тихохідних генераторах (наприклад, гідрогенераторах) ротор має форму колеса, на зовнішній поверхні якого встановлено полюси, що виступають, – електромагніти. Такі синхронні машини називаються явнополюсними та їх частота обертання знаходиться в межах від 50 до 750 об./хв.

На полюсах ротора явно полюсних машин, крім обмотки збудження, можуть розташовуватись заспокійлива (демпферна) обмотка, яка призначена для підвищення стійкості роботи генератора. У генераторах з демпферною обмоткою струм в початковий момент КЗ (при $t = 0$) суттєво біль-

ший, ніж у генераторах без демпферної обмотки. У турбогенераторах роль демпферної обмотки відіграє сталевий масив («бочка») ротора.

Ротор генератора може приводитись до обертання газовою або паровою турбіною (турбогенератор), гідротурбіною (гідрогенератор), двигуном внутрішнього згоряння (дизель-генератор). При обертанні ротора полюси електромагнітів, проходячи послідовно повз провідники обмотки статора, наводять в них відповідно до закону електромагнітної індукції синусоїдну ЕРС з частотою 50 Гц. При симетричному трифазному навантаженні генератора по обмотках статора проходить симетричний трифазний струм. Активна потужність СГ, кВт визначається за виразом:

$$P_G = \sqrt{3} \cdot U_G \cdot I_G \cdot \cos \varphi_{G.ном}, \quad (1.2)$$

а при номінальному струмі і номінальній напрузі:

$$P_{G.ном} = \sqrt{3} \cdot U_{G.ном} \cdot I_{G.ном} \cdot \cos \varphi_{G.ном}, \quad (1.3)$$

де $U_{G.ном}$ – номінальна міжфазна напруга СГ, кВ;

$I_{G.ном}$ – номінальний фазний струм генератора, А;

$\cos \varphi_{G.ном}$ – номінальний коефіцієнт потужності генератора.

В розрахунках РЗ генераторів частіше всього використовується $I_{G.ном}$, А, який визначається за виразом:

$$I_{G.ном} = \frac{P_{G.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{G.ном} \cdot \cos \varphi_{G.ном}}. \quad (1.4)$$

Величини $U_{G.ном}$, $I_{G.ном}$, $\cos \varphi_{G.ном}$, а також номінальні напруги та струм збудника ($U_{f.ном}$, $I_{f.ном}$) завжди вказуються в паспорті СГ. Однак для розрахунку РЗ цих даних недостатньо. Необхідно знати ряд параметрів, які характеризують генератор в початковому і усталеному режимах КЗ. До таких параметрів відносяться індуктивні опори СГ, відношення КЗ (ВКЗ), струми в роторі (струми збудження), а також ємнісний струм генератора при замиканні однієї фази обмотки статора на землю. Ці параметри наводяться в паспортах і каталогах СГ та в електротехнічних довідниках.

При раптовому трифазному КЗ на виводах СГ початкове значення (при $t = 0$) періодичної складової струму визначається за виразом [1]:

$$I_{k.max}^{(3)} = \frac{E_*'' \cdot I_{G.ном}}{X_{d*}''}, \quad (1.5)$$

де E_*'' – надперехідна ЕРС генератора, в. о.;

X_{d*}'' – надперехідний індуктивний опір СГ, в. о.

Надперехідна ЕРС E_*'' визначається за виразом:

$$E_*'' = U_{*o} + I_{*o} \cdot X_{d*}'' \cdot \sin \varphi, \quad (1.6)$$

де U_{*o} , I_{*o} , φ – напруга, струм і кут зсуву між ними в попередньому режимі машини, в. о.

Якщо в попередньому режимі струм і напруга СГ були рівні номінальним значенням, а $\varphi = 37^\circ$ ($\cos \varphi = 0,8$; $\sin \varphi = 0,6$), то

$$E_*'' = 1 + 1 \cdot X_{d*}'' \cdot 0,6. \quad (1.7)$$

Значення X_{d*}'' повинні визначатись при випробуваннях для кожного генератора. Якщо точне значення X_{d*}'' для СГ невідомо, практично можна використовувати середні значення [1]:

	X_{d*}''	E_*''
Турбогенератори до 100 МВт	0,125	1,08
Гідрогенератори (ГГ) з демпферними обмотками	0,20	1,13
Гідрогенератори без демпферних обмоток	0,27	1,18

Струм трифазного КЗ, визначений по (1.5), є максимальним струмом. Струм двофазного КЗ на виводах генератора (при $t = 0$) має декілька менше значення і визначається за виразом:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E_*''}{X_{d*}'' + X_{2*}'}, \quad (1.8)$$

де X_{2*}' – реактивний опір зворотної послідовності СГ (для турбогенераторів можна приблизно приймати $X_{2*}' = X_{d*}''$).

Мінімальним струмом КЗ є струм трифазного КЗ на виводах СГ в установившому режимі $I_\infty^{(3)}$. Усталений режим настає через 3–5 с для крупних генераторів і через 0,5–1,5 с – для СГ до 1 500 кВт.

Оскільки час дії максимального струмового захисту (МСЗ) генераторів зазвичай перевищує 3 с, то перевірку чутливості цих РЗ проводять за найменшим струмом усталеного режиму ($I_\infty^{(3)}$).

Порівняння значень струмів в установившому режимі трифазного, двофазного і однофазного КЗ (останні – тільки для мереж з глухозаземленою нейтраллю) показує, що найменше значення струму відповідає трифазному

КЗ. Це пояснюється тим, що індуктивний опір прямої послідовності СГ в усталеному режимі ($X_\infty \approx X_d$) значно більше його реактивних опорів зворотної (X_2) і нульової (X_0) послідовностей, які зберігаються незмінними протягом всього процесу КЗ.

Струм трифазного КЗ на виводах СГ в усталеному режимі може бути визначено за виразом:

$$I_\infty^{(3)} = BKЗ \cdot I_{f*} \cdot I_{Г.ном}, \quad (1.9)$$

де I_{f*} – відносний струм збудження;

$BKЗ$ – відношення КЗ генератора.

Відносний струм збудження визначається таким чином:

$$I_{f*} = \frac{I_f}{I_{f.x}}, \quad \text{або} \quad I_{f*} = \frac{I_{рот}}{I_{рот.x}}, \quad (1.10)$$

де $I_f, I_{рот}$ – струми обмотки збудження (ротора) в режимі перед КЗ;

$I_{f.x}, I_{рот.x}$ – струми обмотки збудження (ротора) при холостому ході генератора та $U_\Gamma = U_{Г.ном}$.

В процесі КЗ струм збудження генераторів може бути значно збільшений за допомогою пристрою швидкодійного збудження (ПШЗ) та автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

ПШЗ (або форсуванням збудження) зветься релейний пристрій, який при зниженні напруги нижче $0,85 \cdot U_{ном}$ замикає накоротко регульовальний опір збудження, чим забезпечується робота збудника з граничною напругою. При тиристорній системі збудження функції ПШЗ виконуються регулятором системи, який при необхідності забезпечує граничний струм збудження СГ.

Генератори, які обладнано ПШЗ, в усталеному режимі КЗ характеризуються граничним струмом збудження, який залежить від попереднього режиму. Відносний граничний струм збудження визначається за виразом:

$$I_{f.зп.*} = \frac{I_{f.зп.}}{I_{f.x}}. \quad (1.11)$$

Значення $I_{f.зп.}$ визначається розрахунковим або дослідним шляхом. Для розрахункового визначення $I_{f.зп.}$ СГ з електромашинним збудженням необхідно знати навантажувальну характеристику збудника $U_{f.з.} = f(I_{f.з.})$ та опір обмоток збудження збудника ($r_{озз}$) і генератора ($r_{озг}$). Побудувавши навантажувальну характеристику (рисунок 1.1, а) та пряму $U_{f.з.} = I_{f.з.} \cdot r_{озг}$ для будь-яких значень $I_{f.з.}$, знаходимо точку їхнього перетину, яка дозволяє ви-

значити $U_{f_{з.зр}}$ – граничну напругу збудника при замкненому накоротко регульовальному опорі.

Таким чином, пристрої ПШЗ і АРЗ, які забезпечують збільшення струмів КЗ, підвищують чутливість і надійність дії генераторів та інших елементів електроустановок. Цими пристроями повинні бути обладнані всі СГ. При цьому для генераторів потужністю менше 2,5 МВт, за винятком електростанцій, які працюють ізольовано або в енергосистемі невеликої потужності, допускається використовувати тільки пристрої ПШЗ.

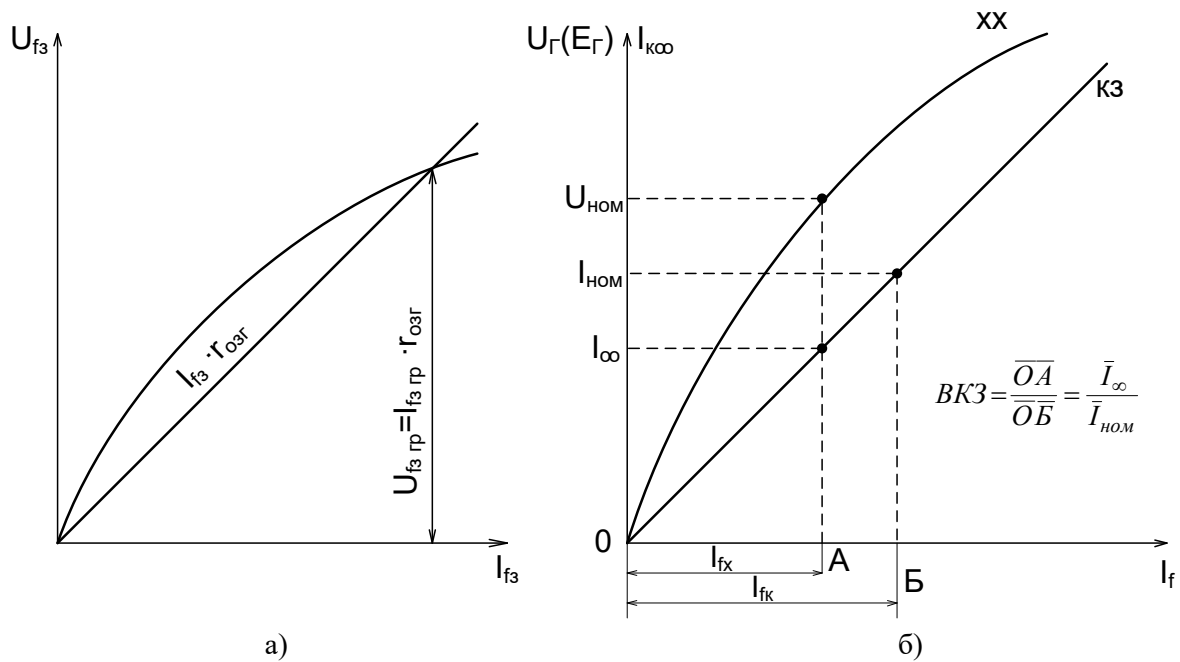


Рисунок 1.1 – Визначення $I_{f,зр}$ за навантажувальною характеристикою збудника (а) та визначення ВКЗ за характеристиками холостого ходу (XX) і короткого замикання (КЗ) генератора (б)

Відношення короткого замикання є характерним параметром СГ і є відносним усталеним струмом при трифазному КЗ на виводах генератора при відносному струмі збудження $I_{f^*} = 1$, тобто при $I_{f,x}$:

$$VKZ = \frac{I_{\infty}^{(3)}}{I_{Г.НОМ}}. \quad (1.12)$$

В умовах експлуатації на діючих генераторах ВКЗ може бути визначено за характеристиками XX і КЗ, які знімаються для кожного СГ (рисунок 1.1, б).

Характеристика XX є залежність ЕРС $E_{Г}$ або $U_{Г}$ на виводах СГ при холостому ході (тобто при відсутності навантаження) від струму збудження $U_{Г} = f(I_{f})$.

Характеристика КЗ є залежність струму в обмотці статора від струму збудження при трифазному КЗ на виводах СГ ($U_G = 0$) при обертанні генератора з постійною частотою $I_{K\infty} = f(I_f)$.

Ця характеристика має вид прямої лінії, яка виходить з початку координат.

Для визначення ВКЗ згідно з (1.12) потрібно знайти значення I_{∞} , яке відповідає струму збудження СГ при ХХ і номінальній напрузі, тобто I_{fx} , який визначається за характеристикою ХХ (відрізок ОА на рисунку 1.1, б). Потім за характеристикою КЗ для цього значення I_{fx} знаходять величину I_{∞} (відрізок ОІ_∞), а далі за виразом (1.12) визначають ВКЗ.

ВКЗ може також бути визначено як відношення струму збудження, який відповідає номінальній напрузі при холостому ході I_{fx} (відрізок ОА на рисунку 1.1, б) до струму збудження, який відповідає струму трифазного КЗ, рівному номінальному струму генератора I_{fk} (відрізок ОБ):

$$BKZ = \frac{\overline{OA}}{\overline{OB}} = \frac{I_{fx}}{I_{fk}}. \quad (1.13)$$

Якщо значення ВКЗ та $I_{f_{ep.*}}$ невідомі, то для приблизного визначення струму I_{∞} можна використовувати розрахункові криві (криві згасання). Для цього достатньо знати X''_{d*} або X'_{d*} генератора. Для СГ потужністю від 100 до 1 500 кВт потрібно використовувати спеціальні криві.

Для СГ, які працюють на електростанціях з розгалуженою кабельною мережею 3–10 кВ, часто потрібно знати власний ємнісний струм генератора в усталеному режимі однофазного замикання на збірних шинах I_{CG} . В довідниках наводяться або значення I_{CG} , або ємність обмотки статора відносно землі C_G , мкФ/фазу. В останньому випадку потрібно визначити значення I_{CG} , А, за виразом:

$$I_{CG} = 3 \cdot \omega \cdot C_G \cdot \frac{U_{G.ном}}{\sqrt{3}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.14)$$

де $\omega = 2\pi \cdot f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$;

C_G – ємність однієї фази обмотки статора відносно землі, мкФ/фазу;

$U_{G.ном}$ – номінальна міжфазна напруга СГ, В.

Струм I_{CG} у ТГ до 6 МВт, як правило, не перевищує 0,2 А, у ТГ середньої потужності – 1 А. Для ГГ середньої потужності I_{CG} може досягати 1,8 А залежно від типу і параметрів генератора. В таблиці А.1 наведено параметри деяких генераторів.

Приклад 1.1. Для ТГ типу Т2-3-2 визначити максимальний та мінімальний струми при трифазному КЗ на виводах СГ.

Параметри генератора: $P_{Г.ном} = 3$ МВт; $U_{Г.ном} = 6,3$ кВ; $\cos \varphi_{Г.ном} = 0,8$; $X_{d*}'' = 0,125$; $ВКЗ = 0,82$; $I_{f.ном} = 246$ А; $I_{f.x} = 116$ А; $I_{f.зр} = 405$ А.

Розв'язування: номінальний струм СГ визначається за виразом (1.4):

$$I_{Г.ном} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 344 \text{ А.}$$

Максимальний струм КЗ (при $t = 0$) визначається за виразом (1.5):

$$I_{k.max}^{(3)} = \frac{1,08}{0,125} \cdot 344 = 2972 \text{ А.}$$

Відносні струми збудження визначаються за виразами (1.10) та (1.11):

$$I_{f*} = \frac{246}{116} = 2,12; \quad I_{f.зр.*} = \frac{405}{116} = 3,5.$$

Струми трифазного КЗ в усталеному режимі визначаються за виразом (1.9):

$$I_{\infty}^{(3)} = 0,82 \cdot 2,12 \cdot 344 = 600 \text{ А (без ПШЗ);}$$
$$I_{\infty}^{(3)} = 0,82 \cdot 3,5 \cdot 344 = 987 \text{ А (з ПШЗ).}$$

2 ВИДИ ПОШКОДЖЕНЬ ТА НЕНОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГЕНЕРАТОРІВ

Пошкодження в обмотках статора. Багатофазні КЗ є для СГ найбільшою небезпекою, оскільки супроводжуються великими струмами. Трифазні або двофазні КЗ в обмотці статора виникають у результаті пошкодження ізоляції. При цьому створюється електрична дуга, яка здійснює подальше руйнування ізоляції обмоток, а також оплавлення сталі статора, що може надовго вивести генератор з роботи (рисунок 2.1, а, б).

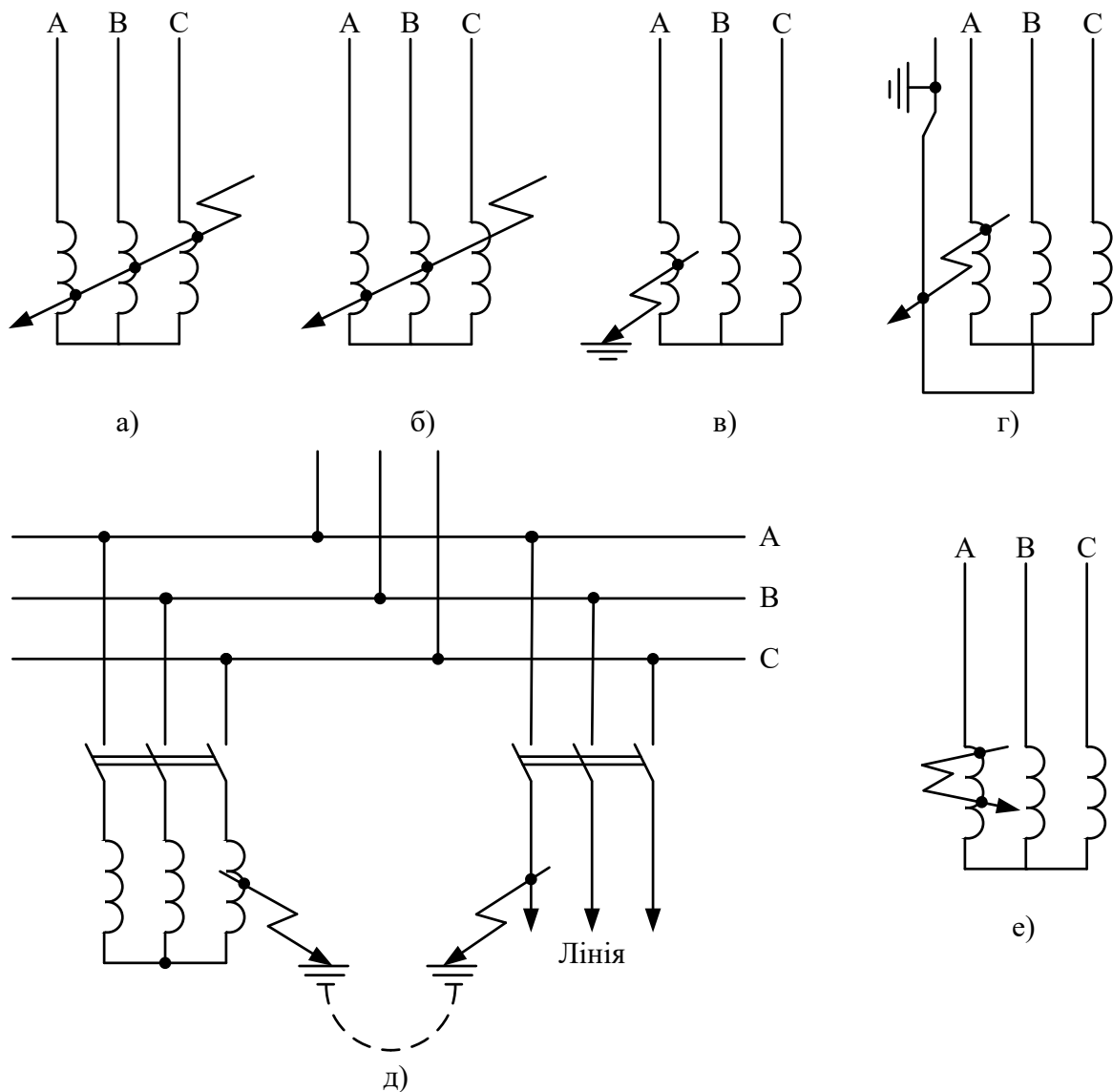


Рисунок 2.1 – Пошкодження обмоток статора генератора
 а) – трифазне КЗ; б) – двофазне КЗ; в) – однофазне замикання на землю (корпус); г) – однофазне замикання на нульовий провід;
 д) – подвійне замикання на землю в різних точках мережі;
 е) – виткове замикання в одній фазі

Тому основною вимогою до РЗ генератора від багатофазних пошкоджень в обмотці статора є швидкодія. Для РЗ від багатофазних пошкоджень використовується поздовжній диференційний захист (при $P_G > 1$ МВт) та струмова відсічка (при $P_G < 1$ МВт), час дії яких менше 0,1 с.

У одинично працюючих СГ потужністю до 1 МВт багатофазні КЗ супроводжуються значно меншими струмами, які обумовлені тільки ЕРС самого генератора. Для таких машин РЗ виконується з деякою витримкою часу (МСЗ або мінімальний захист напруги).

Однофазні замикання на землю (на корпус) у генераторів, які працюють на мережу з ізольованою або компенсованою нейтраллю (3–10 кВ), супроводжуються порівняно невеликими струмами (рисунок 2.1, в). Ці струми обумовлено ємністю мережі генераторної напруги і не повинні перевищувати 20 А при 10 кВ та 30 А при 6 кВ. Однак встановлено, що при струмах, починаючи з 5 А та вище, в місці замикання на корпус може тривало підтримуватись електрична дуга, яка оплавляє активну сталь статора. Тому, на станціях, де струми замикання на землю більше 5 А, необхідно виконувати спеціальний захист генератора, який діє на вимикання. При струмах менше 5 А захист здійснюють з дією на сигнал.

На СГ напругою до 690 В, які працюють з заземленою нульовою точкою, однофазні КЗ в обмотці статора (рисунок 2.1, г) супроводжуються великими струмами. У ряді випадків ці струми забезпечують надійну дію захисту генераторів від багатофазних КЗ. Якщо ж РЗ від багатофазних пошкоджень виявляється недостатньо чутливим до однофазних КЗ, то на таких СГ виконують спеціальний захист нульової послідовності – максимальний струмовий або диференційний.

Подвійні замикання на землю (рисунок 2.1, д) можуть супроводжуватись значними струмами і є для СГ такою ж небезпекою, що і багатофазні КЗ. Подвійному замиканню на землю, як правило, передують поява однофазного замикання в мережі генераторної напруги, при якому напруга на пошкоджених фазах зростає в $\sqrt{3}$ разів. Підвищення напруги збільшує ймовірність пробою ізоляції на неущкоджених елементах цієї мережі, в тому числі і в генераторі.

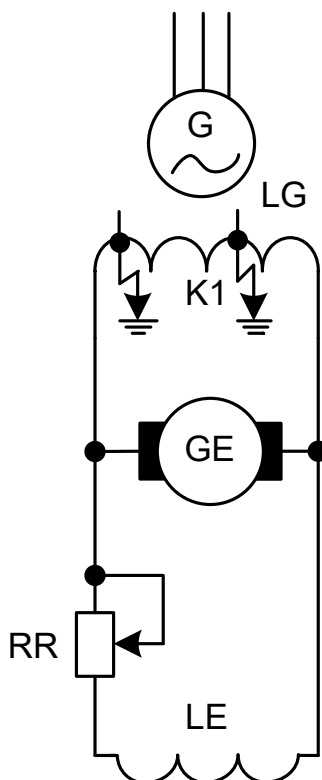
На СГ потужністю 1 МВт і вище для РЗ від подвійних замикань на землю використовують швидкодійні захисти – поздовжній диференційний захист в трифазному виконанні або спеціальний струмовий захист нульової послідовності без витримки часу.

Для СГ потужністю менше 1 МВт вважається допустимим вимикання генератора при подвійному замиканні на землю з деякою витримкою часу (МСЗ генератора або РЗ лінії, яка відходить).

Замикання між витками однієї фази обмотки статора (рисунок 2.1, е) є порівняно рідкісним видом пошкодження. Захист від замикань між витками однієї фази виконується тільки для СГ з виведеними паралельними вит-

ками обмотки статора – поперечний диференційний захист, тобто для генераторів потужністю, як правило, 50 МВт і більше.

Пошкодження в обмотці ротора (обмотці збудження). Замикання на землю в одній точці кола збудження (точка К1 на рисунку 2.2) не є безпосередньою небезпекою для СГ, оскільки струм через місце замикання не проходить і параметри збудження зберігаються без зміни. Генератор з таким пошкодженням може працювати тривалий час. Небезпека такого режиму полягає в тому, що в будь-який момент може виникнути замикання на землю в іншій точці кола збудження.



G – генератор; LG – обмотка збудження генератора; GE – збудник;
LE – обмотка збудження збудника; RR – регульовальний шунтовий реостат

Рисунок 2.2 – Замикання на землю в двох точках кола збудження генератора

Замикання на землю в двох точках кола збудження є серйозним пошкодженням, оскільки при цьому через обмотку збудження проходить струм КЗ, який може визвати великі пошкодження ізоляції та сталі ротора. Крім того, при цьому виді пошкодження виникає сильна вібрація машини через порушення симетрії магнітного потоку. Особливо сильна вібрація виникає у синхронних машин з полюсами, які виступають (гідрогенератори, синхронні компенсатори). Тому ці машини повинні виводитись в ремонт одразу ж після виникнення замикань на землю в одній точці кола збудження. Для

виявлення такого пошкодження використовується спеціальний релейний захист, який діє на сигнал або вимикання.

ТГ малої і середньої потужності за необхідності можуть працювати з замиканням на землю в одній точці, але за умови, що на них встановлено спеціальний захист від другого замикання на землю в обмотці збудження з дією на сигнал або на вимикання. Останнє відноситься до ТГ з набірними зубцями роторів, дротяними бандажами, підвищеною вібрацією, а також до СГ великої потужності з безпосереднім охолодженням провідників обмоток ротору.

Ненормальні режими. Перевантаження СГ може виникнути в результаті аварійного вимикання генерувальних джерел, які паралельно працюють, під час самозапуску або пуску двигунів навантаження, через роботу формування збудження при зниженні напруги. Таке перевантаження є симетричним режимом.

Тривале проходження струмів більше номінальних призводить до перегрівання та руйнування ізоляції обмотки статора. Допустимий час роботи СГ з перевантаженням визначається за формулою, с [1]:

$$t_{don} = \frac{150}{k^2 - 1}, \quad (2.1)$$

де k – кратність струму перевантаження.

Допустимі значення тривалості перевантаження СГ за струмом статора залежно від кратності струму перевантаження наведено в правилах технічної експлуатації (ПТЕ).

При невеликому перевантаженні допустимий час достатньо великий і тому РЗ від перевантаження виконується з дією на сигнал. Отримавши сигнал, черговий персонал приймає міри до усунення перевантаження СГ. На ГЕС без постійного чергування цей захист може діяти на розвантаження або на вимикання СГ.

Надструми при зовнішніх КЗ мають ще більш небезпечний вплив на ізоляцію обмотки статора, ніж струми перевантаження. Тривале проходження надструмів може виникнути при відмові РЗ або вимикача пошкодженого елемента суміжної мережі, або при КЗ на шинах генераторної напруги. Ці струми можуть в декілька разів перевищувати номінальний струм СГ і, таким чином, час їхнього проходження за виразом (2.1) може вимірюватись секундами, тому РЗ генераторів від зовнішніх КЗ завжди виконують з дією на вимикання генератора.

При наявності на станції двох систем шин або двох секцій шин генераторної напруги МСЗ від зовнішніх КЗ виконується двоступінчастим. З меншою витримкою часу t_1 захист діє на вимикання секційного вимикача QВ, а з більшою (t_2) – на вимикання вимикача Q та автомата гасіння поля (АГП) генератора. Така дія захисту забезпечує зберігання живлення електроприймачів, які під'єднано до неушкодженої секції (системи) шин.

Підвищення напруги на виводах обмотки статора СГ виникає при раптовому вимиканні (скиданні) навантаження та може призвести до пробією ізоляції та КЗ в генераторі. Найбільш значні підвищення напруги можуть бути у ГГ. Це пояснюється тим, що системи регулювання гідротурбін діють повільно і частота обертання гідротурбін після скидання навантаження може значно (на 40–50%) зрости порівняно з номінальною. Тому на ГГ встановлюють спеціальний захист від підвищення напруги з дією на вимикання.

У ТГ з паровими турбінами підвищення частоти обертання запобігається регулятором пари, а у випадку підвищення частоти обертання понад 110% від номінальної діє автомат безпеки, який припиняє доступ пари в турбіну. На таких ТГ РЗ від підвищення напруги не встановлюється, але на газотурбінних електростанціях – встановлюється.

Асинхронний режим, тобто робота синхронного генератора без збудження, також є ненормальним режимом. При роботі в асинхронному режимі збільшується частота обертання генератора і виникає пульсація струму статора. Генератор при цьому споживає з мережі реактивну потужність, що може супроводжуватись значним зниженням напруги в мережі.

Більшість ТГ може працювати в асинхронному режимі до 30 хв зі знизеним активним навантаженням. Винятками є ТГ, які мають послаблену конструкцію (набірний ротор, ротор з дротяними бандажами). Для таких СГ в схемі РЗ передбачається спеціальне блокування, яке вимикає вимикач генератора при вимиканні АГП.

При втраті збудження у відносно крупного ТГ в системі може створитись дефіцит реактивної потужності та відбутись порушення стійкості паралельної роботи генераторів. В цих випадках також повинно передбачатись автоматичне вимикання вимикача генератора при вимиканні його АГП.

Асинхронний режим не допускається і для ГГ, оскільки він супроводжується значним зниженням напруги та великими коливаннями струму статора.

Найбільш просто виникнення асинхронного режиму виявляється за фактом вимкнення АГП, але можуть бути виконані і спеціальні РЗ. Наприклад, за допомогою направленої реле опору, яке має кругову характеристику з центром в початку координат.

В нормальному режимі роботи, коли СГ видає в мережу активну і реактивну потужності, вектор повного опору на виводах генератора зазвичай розташовується в I квадранті комплексної площині опорів. Оскільки при втраті збудження генератор споживає з мережі значну реактивну потужність і продовжує нести активне навантаження, вектор повного опору переміщується в IV квадрант. Для того, щоб забезпечити при цьому фіксацію виникнення асинхронного режиму, характеристика направленої реле опору розташовується в IV квадранті.

РЗ генераторів від втрати збудження виконується за допомогою одного реле опору. Для цієї мети може використовуватись блок реле опору типу БРЕ-2801, який виконано на мікроелектронній базі. В цифрових РЗ закордонних фірм також передбачається РЗ від втрати збудження, який фіксує в цьому режимі переміщення вектора повного опору униз по осі реактивного опору.

Вимоги до РЗ генераторів. Захист повинен вимикати генератор тільки при тих пошкодженнях та ненормальних режимах, які є небезпекою для генератора, тобто повинен бути **селективним**.

Захист генераторів від внутрішніх пошкоджень повинен бути швидкодійним для того, щоб зменшити розміри пошкоджень машини і не допустити порушення стійкості паралельної роботи інших генераторів станції та системи. Захист генераторів повинен мати достатню **чутливість** до всіх видів пошкоджень в генераторі, а також до КЗ на суміжних елементах. Останнє необхідне для здійснення резервування захистів і вимикачів цих елементів у випадку їхньої бездіяльності. Захист генераторів повинен мати високу **надійність**.

Особлива вимога до РЗ генераторів полягає в тому, що захист повинен впливати не тільки на вимикач, але і на спеціальний пристрій для гасіння магнітного поля генератора (АГП).

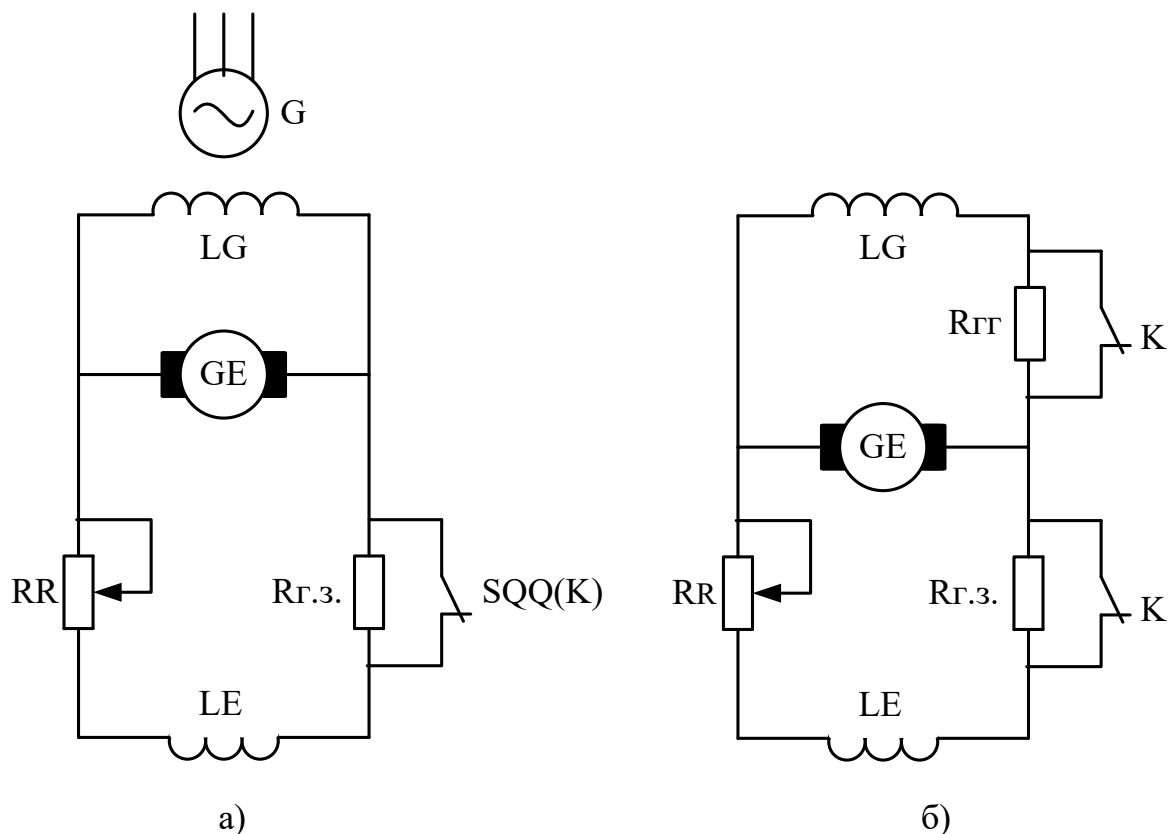
Гасіння магнітного поля здійснюється на всіх генераторах високої напруги з метою [1]:

- припинення струму КЗ, який посиляє генератор при пошкодженні на його виводах або в обмотці статора;
- зниження напруги на його виводах після автоматичного вимикання вимикача (скидання навантаження).

Гасіння магнітного поля повинно бути швидкодійним та виконуватись автоматично одночасно з вимиканням вимикача генератора. Тільки для СГ потужністю 1 МВт і менше допускається здійснювати автоматичне гасіння поля за допомогою допоміжних контактів на вимикачі SQQ (K), які замикаються після вимикання вимикача. Для генераторів такої потужності пристрій АГП допускається виконувати спрощено шляхом введення гасильного опору $R_{ГЗ}$ в коло обмотки збудження збудника LE (рисунок 2.3, а). Гасильний опір $R_{ГЗ}$ повинен бути в 10 разів більше опору шунтової обмотки збудника LE в гарячому стані. При введенні такого опору ЕРС збудника швидко знижується. Однак, гасіння поля генератора при такій схемі може тривати десятки секунд.

Для прискорення процесу гасіння поля на генераторах потужністю 1–6 МВт автоматичне гасіння поля здійснюється одночасним введенням гасильних опорів як в обмотку збудження збудника LE , так і в обмотку збудження генератора LG (рисунок 2.3, б). Гасильний опір $R_{ГГ}$ повинен бути в 4–5 разів більше опору обмотки збудження генератора в гарячому стані. Процес гасіння поля при такій схемі триває 6–8 с.

На генераторах великої потужності автоматичне гасіння поля здійснюється спеціальними апаратами з гасіння дуги в дугогасильній решітці або за допомогою перемикання обмотки збудження генератора на гасильний опір. В ряді випадків РЗ генераторів додатково повинен діяти на протипожежний пристрій, на пристрої автоматичного зупинення агрегата та роззбудження.



SQQ – допоміжний контакт вимикача, автомата або контакт контактора К, який діє від захисту

Рисунок 2.3 – Принципова схема пристрою АГП для генераторів малої потужності

3 ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ НАПРУГОЮ 3–10 кВ ПОТУЖНІСТЮ ДО 30 МВт

Типи захисних пристроїв. На генераторах високої напруги потужністю від 1 до 30 МВт передбачається РЗ від таких пошкоджень та небезпечних ненормальних режимів [1]:

- 1) від багатофазних замикань в обмотці статора генератора і на його виводах;
- 2) від однофазних замикань на землю в обмотці статора СГ і на його виводах та від подвійних замикань на землю, одне з яких виникло в обмотці статора, а друге – у зовнішній мережі (рисунок 2.1, в, д);
- 3) від надструмів в обмотці статора, які обумовлено зовнішніми КЗ;
- 4) від струмів в обмотці статора, які обумовлено симетричним перевантаженням;
- 5) від появи другого замикання на корпус в колі збудження ТГ;
- 6) від замикань на землю в одній точці кола збудження (для ГГ);
- 7) від підвищення напруги на зажимах ГГ при раптових скиданнях навантаження.

Захисти від багатофазних замикань та замикань на землю в обмотці статора, а також захисти від зовнішніх КЗ і від підвищення напруги діють на вимикання вимикача та АГП генератора. Захисти від внутрішніх пошкоджень генератора поряд з цим повинні діяти на технологічні захисти турбіни. На гідрогенераторі релейний захист від багатофазних замикань та замикань на землю в обмотці статора повинні також діяти на зупинення агрегата та вводити в дію протипожежний пристрій. Допускається здійснювати зупинення ГГ і при дії РЗ від зовнішніх КЗ, від замикань на землю в одній точці кола збудження і від підвищення напруги.

Захисти від симетричних перевантажень на електростанціях з обслуговуючим персоналом повинні діяти на сигнал. На ГЕС без постійного чергового персоналу ці захисти повинні також діяти на розвантаження і, якщо останнє неефективне, то на вимикання вимикача і АГП генератора, а також, при необхідності, на зупинення гідрогенератора.

Для СГ потужністю 1 МВт і менше передбачаються, в основному, також пристрої РЗ від багатофазних замикань, однофазних і подвійних замикань на землю в обмотці статора, від зовнішніх КЗ і симетричних перевантажень, а також підвищення напруги (для ГГ). Однак виконуються ці РЗ за спрощеними схемами з мінімальною кількістю релейної апаратури.

Захист від багатофазних замикань в обмотці статора. Для захисту генераторів від багатофазних замикань в обмотці статора використовують такі типи РЗ:

- 1) поздовжній диференційний струмовий захист на генераторах потужністю понад 1 МВт, у яких є виводи окремих фаз зі сторони нейтралі;

2) струмова відсічка без витримки часу на СГ потужністю менше 1 МВт, які працюють паралельно з іншими генерувальними джерелами, а також на генераторах більшої потужності, які не мають виводів окремих фаз зі сторони нейтралі статора.

В деяких випадках для РЗ генератора, що працює один, від багатofазних замикань в обмотці статора допускається використовувати його захист від зовнішніх КЗ: МСЗ зі сторони нульових виводів генератора, а у випадку їхньої відсутності захист мінімальної напруги (без струмових реле).

Поздовжній диференційний захист СГ засновано на принципі порівняння значень та фази струмів на початку і в кінці елемента, що захищається. Для виконання захисту на виводах генератора зі сторони шин і зі сторони нульової точки встановлюються трансформатори струму (ТС) з однаковими коефіцієнтами трансформації та одного класу точності. В нормальному режимі і при зовнішніх (наскрізних) КЗ через ТС протікає первинний струм, а в реле – струм небалансу (різниця вторинних струмів). В нормальному робочому режимі він зазвичай малий (не перевищує 100 мА), внаслідок чого захист не спрацьовує.

При КЗ вторинні струми в реле підсумовуються і приводять до спрацьовування реле диференційного захисту.

Для запобігання неправильного спрацьовування поздовжнього диференційного захисту при зовнішніх КЗ струм його спрацьовування повинен вибиратись за умовою відстроювання від найбільшого можливого розрахункового струму небалансу:

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{нб.розр.}, \quad (3.1)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, який дорівнює 1,3;

$$I_{нб.розр.} = k_{анер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.мах}, \quad (3.2)$$

де $k_{анер.}$ – коефіцієнт аперіодичності, який враховує перехідний процес та приймається рівним 1 при виконанні РЗ з цифровими (мікропроцесорними) реле; 1–1,2 – при використанні спеціальних електромеханічних струмових реле серії РНТ-560 або напівпровідникових реле серії РСТ-23; 1,5–2 – при використанні електромеханічних струмових реле РТ-40;

$k_{одн.}$ – коефіцієнт однотипності ТС, який приймається рівним 0,5 при однотипних трансформаторах струму;

$\varepsilon = 0,1$ – повна відносна похибка ТС;

$I_{к.мах}$ – періодична складова струму трифазного металевого КЗ на виводах генератора, А.

Для зменшення небалансу потрібно підбирати ТС з однаковими характеристиками намагнічування, а також вирівнювати опір плечей диференційного РЗ підбором відповідних жил кабелів. Для відстроювання від пе-

рехідних значень струмів небалансу в схемах диференційних захистів використовуються:

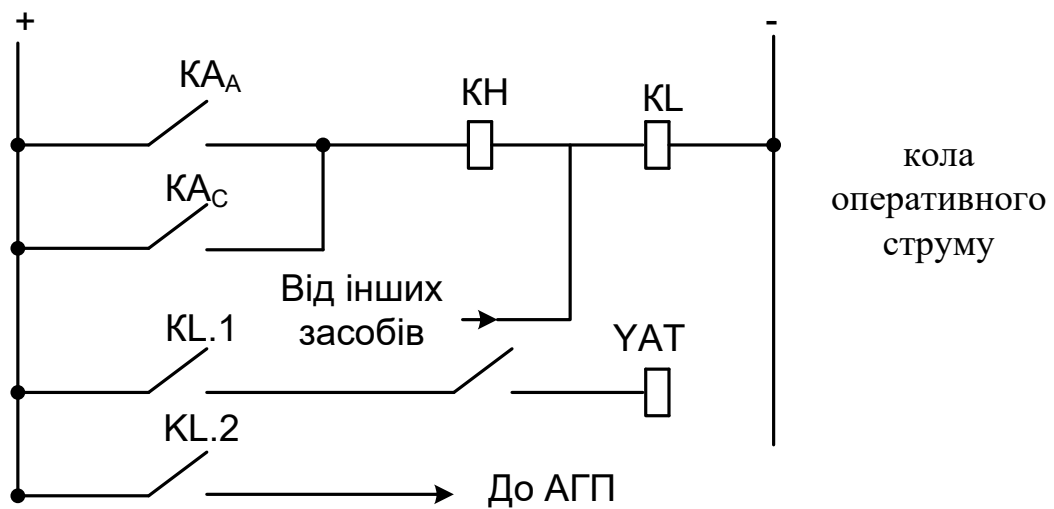
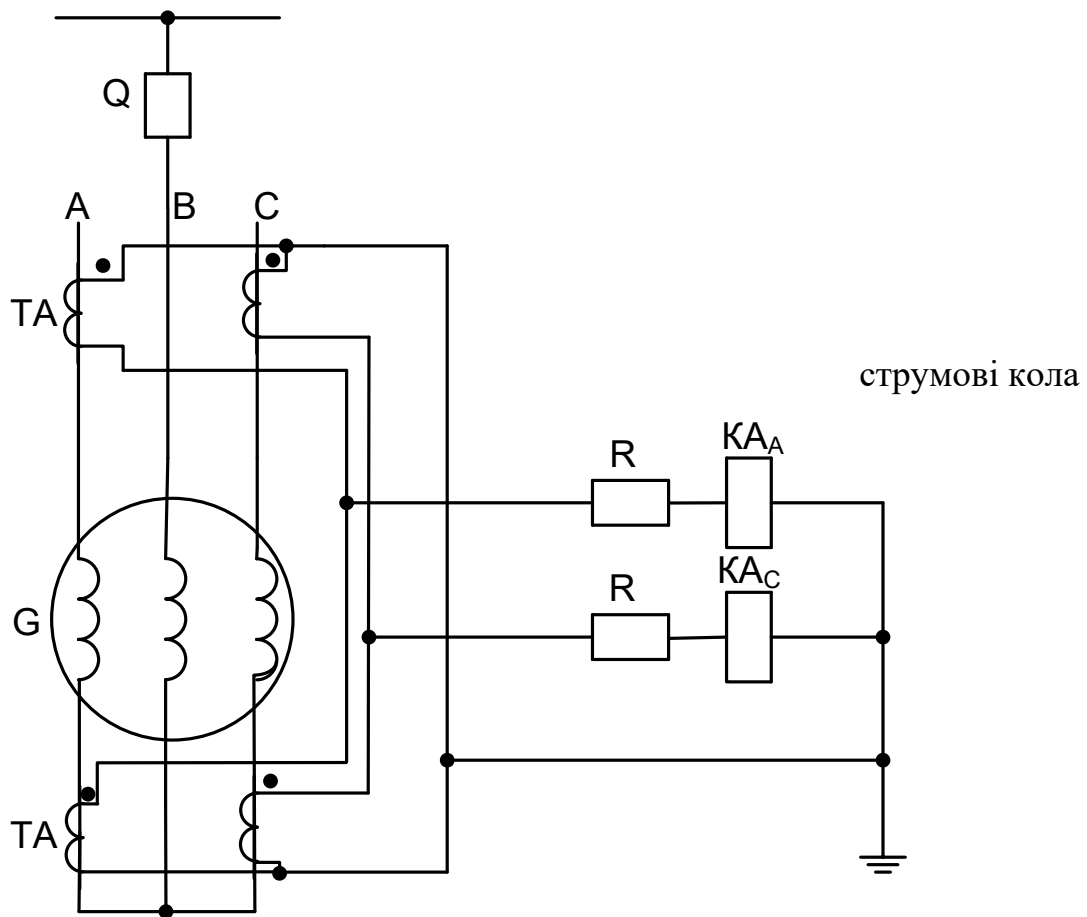
– додаткові активні опори приблизно 5 Ом, які вмикаються послідовно з реле в тих випадках, коли для диференційного захисту використовуються струмові реле типу РТ-40; ці опори обмежують аперіодичну складову струму небалансу при зовнішніх КЗ та прискорюють процес її згасання;

– спеціальні реле для диференційного РЗ серії РНТ-560 або сучасні напівпровідникові реле РСТ-23, які нечутливі до струмів небалансу, обумовлених аперіодичною складовою струму КЗ; цим і пояснюється різні значення коефіцієнту $k_{анер.}$ з виразу (3.2) для різних типів реле.

Для поздовжнього диференційного РЗ генераторів малої і середньої потужності рекомендується (а для генераторів великої потужності – обов'язково) використання диференційних струмових реле серії РНТ-560, які забезпечують більшу чутливість та надійність захисту, ніж струмові реле РТ-40 з додатковими опорами.

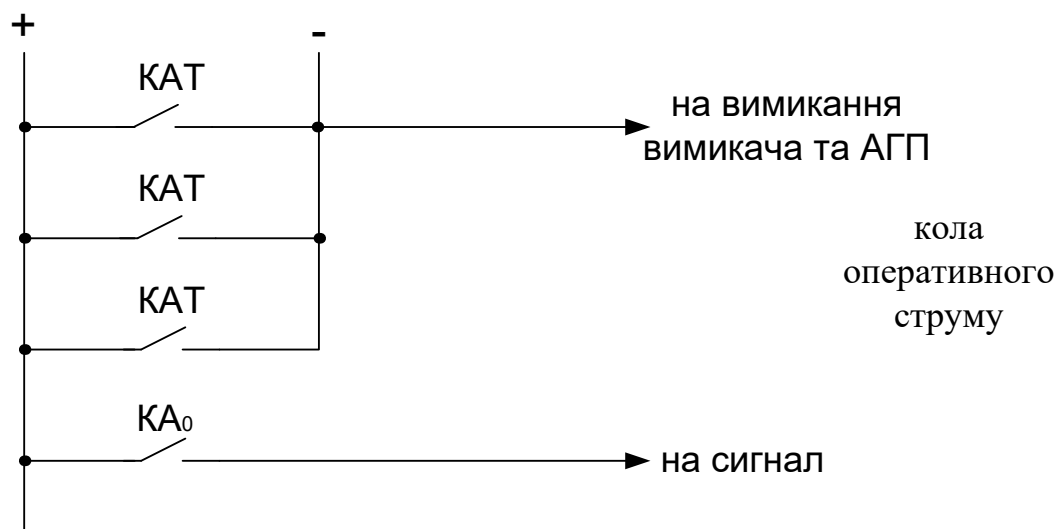
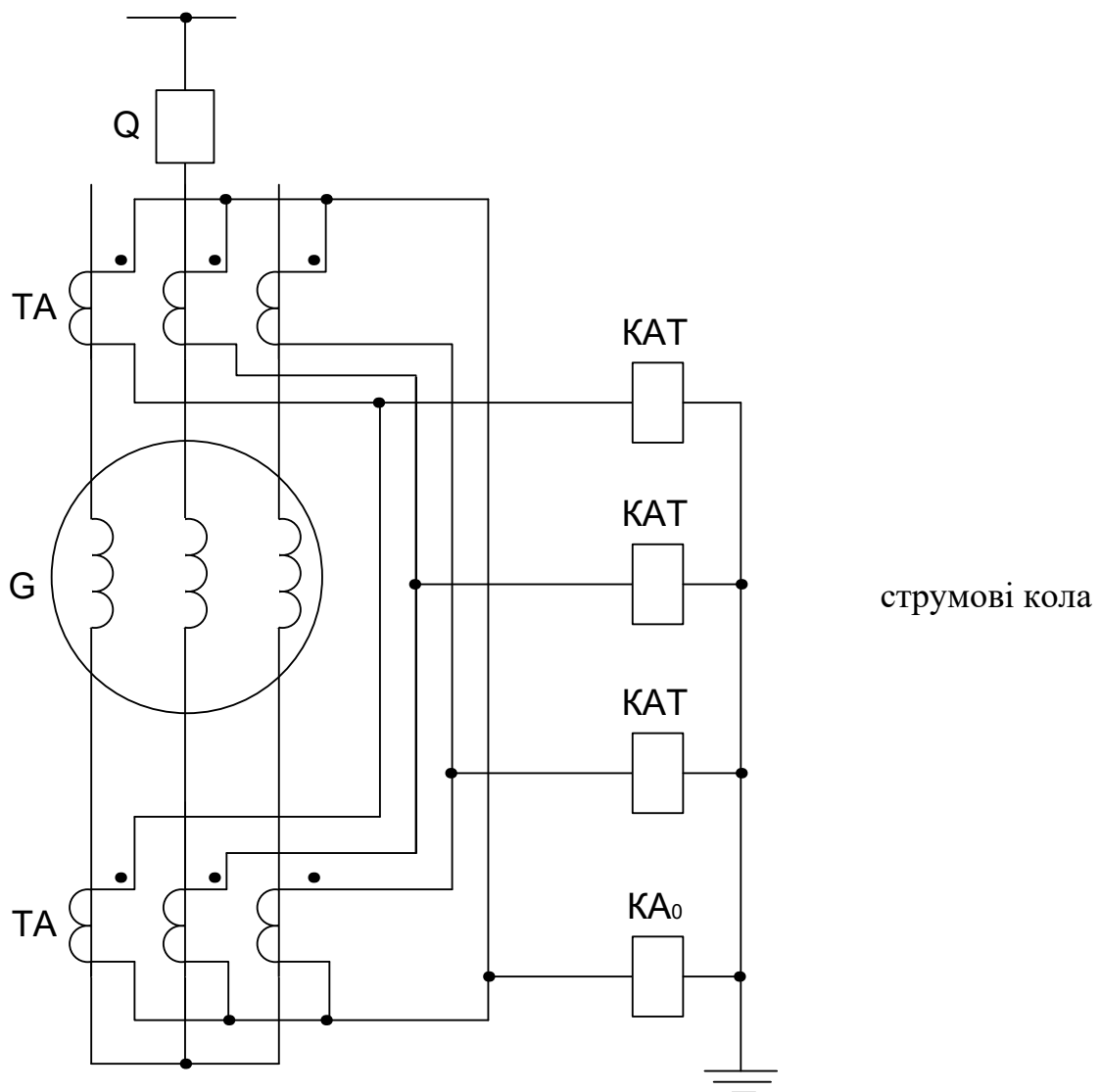
Використання для поздовжнього диференційного захисту СГ (а також крупних двигунів) струмових реле РТ-40 з додатковими опорами допустимо тільки в тих випадках, коли розрахункові перевірки показують, що при КЗ в генераторі забезпечується необхідний коефіцієнт чутливості за виразом (3.4) та надійна (без вібрації) робота струмових реле захисту. Необхідність перевірки надійної роботи струмових реле РТ-40 для такої схеми (рисунки 3.1, а) викликається тим, що при КЗ в генераторі струм пошкодження проходить через реле та додатковий опір (5 Ом). Це різко збільшує вторинне навантаження ТС і, отже, призводить до значного зростання їхніх похибок. Відомо, що при великих похибках (40% і більше) форма кривої вторинного струму ТС суттєво відрізняється від синусоїдної і це може викликати неусувну вібрацію контактів струмових реле серії РТ-40, при якій не забезпечується їхнє надійне замикання. При виконанні поздовжнього диференційного захисту з цифровими реле або спеціальними електромеханічними реле серії РНТ-560 або РСТ-23 розрахункова перевірка надійності їхнього спрацьовування при КЗ в зоні дії захисту не потрібна. Поздовжній диференційний струмовий РЗ генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток статора повинен налаштовуватись на струм спрацьовування не більше $0,2I_{Г.ном.}$. При непрямому охолодженні обмоток статора ГГ їхній диференційний РЗ повинен налаштовуватись на струм спрацьовування, менший номінального струму генератора, а для ТГ з непрямим охолодженням обмоток статора допускається налаштовувати цей захист на струм спрацьовування, більший номінального струму генератора (передбачаючи при цьому контроль справності струмових кіл захисту), А:

$$I_{сз} \geq (1,3 \div 1,4) \cdot I_{Г.ном.} \quad (3.3)$$



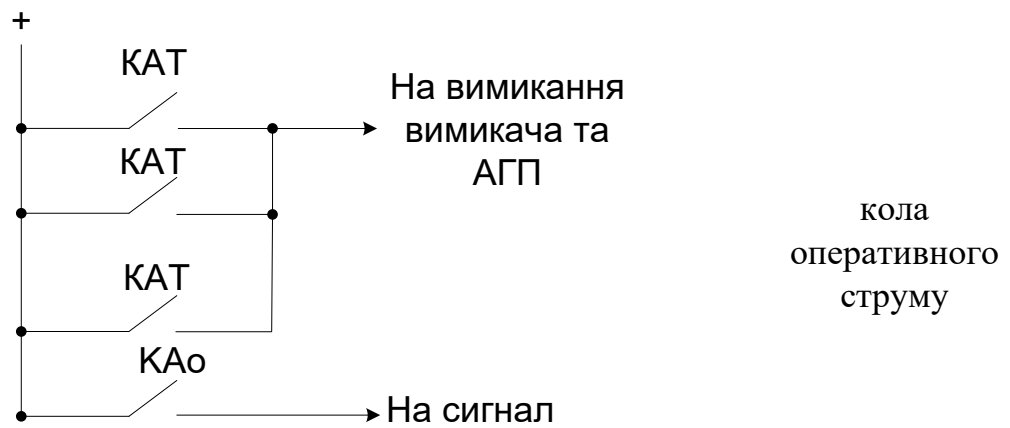
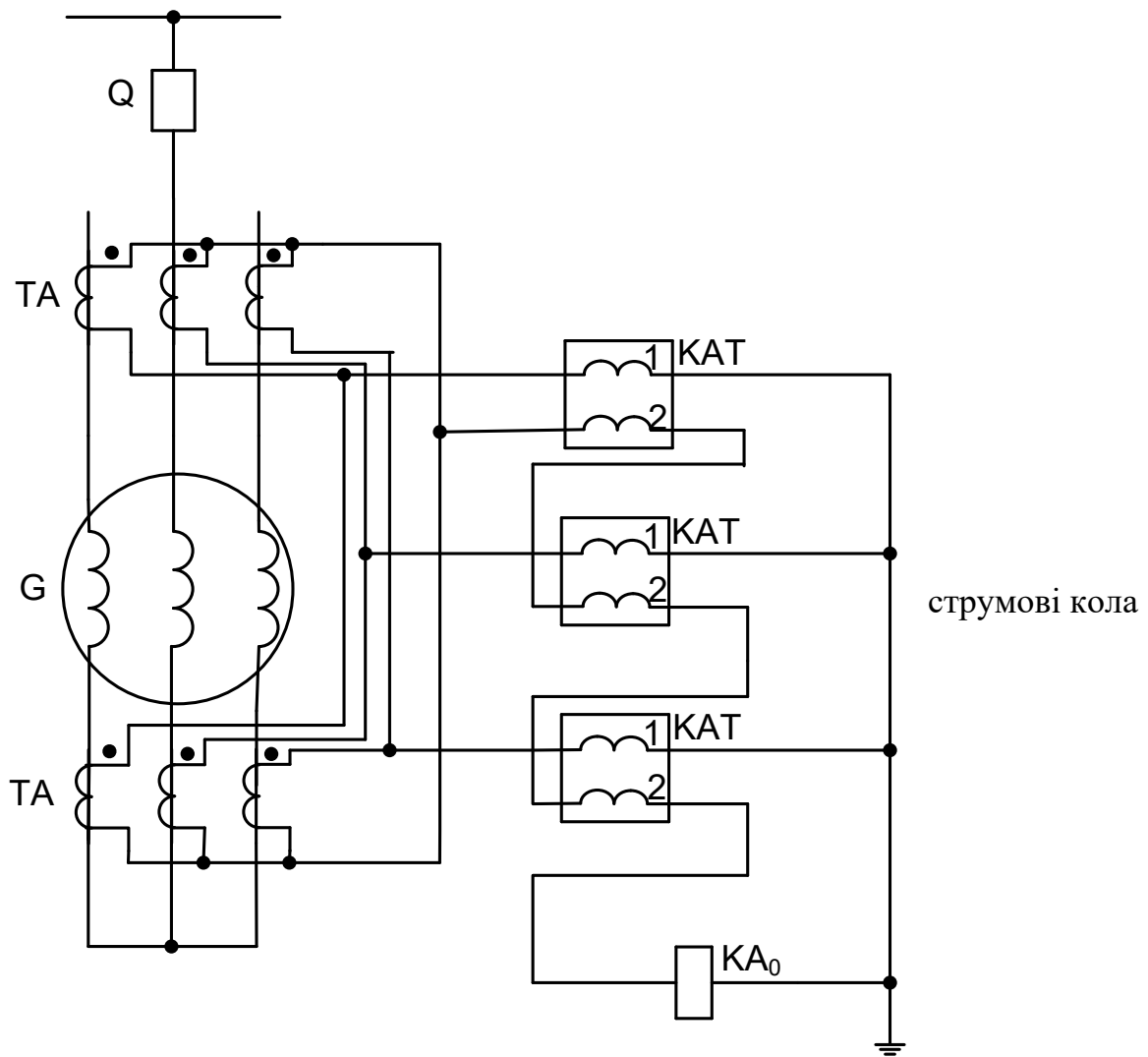
а)

Рисунок 3.1, аркуш 1 – Схеми поздовжнього диференційного захисту генератора у двофазному виконанні з реле типу РТ-40 та додатковими опорами R



б)

Рисунок 3.1, аркуш 2 – Схеми поздовжнього диференційного захисту генератора у трифазному виконанні з реле типу РНТ



в)

Рисунок 3.1, аркуш 3 – Схеми поздовжнього диференційного захисту генератора (спеціальна схема зі струмом спрацьовування, меншим номінального (схема В. А. Семенова))

Цим запобігається можливість неправильної дії РЗ при обриві з'єднувальних проводів або пошкодженні одного з ТС, але чутливість РЗ знижується.

Поздовжній диференційний РЗ повинен забезпечувати високий коефіцієнт чутливості при КЗ на виводах генератора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{k.min}}{I_{\text{сз}}} \geq 2, \quad (3.4)$$

де $I_{k.min}$ – періодична складова струму КЗ при металевому двофазному КЗ на виводах генератора, А.

Перевірка чутливості здійснюється для двох можливих випадків:

а) при пошкодженні генератора, що працює один, струм до місця двофазного КЗ підходить тільки від генератора і визначається за (1.8); в цьому випадку вимога чутливості диференційного РЗ завжди виконується;

б) при пошкодженні генератора, який вмикається в мережу методом самосинхронізації, струм до місця КЗ приходить тільки з мережі; при малопотужній енергосистемі або на віддалених від енергосистеми електростанціях струм КЗ і, отож, коефіцієнт чутливості може виявитись значно меншим, ніж у першому випадку.

Схеми виконання диференційного РЗ наведено на рисунку 3.1. Двофазна дворелейна схема (рисунок 3.1, а) не реагує на подвійні замикання на землю, якщо одне з замикань виникло в генераторі на тій фазі, де немає ТС (зазвичай фаза В). Тому ця схема використовується тільки на тих генераторах, які мають миттєвий РЗ від подвійних замикань на землю. Крім того, використання цієї схеми допустимо лише при умові забезпечення достатньої чутливості захисту і надійного (без вібрації) замикання контактів реле РТ-40 при КЗ в генераторі.

Трифазна трирелейна схема поздовжнього диференційного РЗ (рисунок 3.1, б) є найбільш надійною, так як реагує на всі види КЗ. При багатofазних КЗ в генераторі одночасно спрацьовують три або два реле. Використання спеціальних реле серії РНТ забезпечує надійну роботу захисту при пошкодженнях в генераторах з великими струмами КЗ.

Реле КА₀, яке включено у нульовий провід захисту, контролює справність з'єднувальних проводів. Струм спрацьовування цього реле встановлюється $(0,2-0,3)I_{\text{Г.ном}}$.

Цифровий диференційний захист СГ може здійснюватись модулем SPCD3D53 в реле серії SPAD фірми АВВ.

Для запобігання спрацьовування поздовжнього диференційного РЗ зі струмом спрацьовування менше номінального при обриві з'єднувальних проводів використовують спеціальну схему включення реле РНТ-560 (рисунок 3.1, в). Особливістю цієї схеми є висока чутливість РЗ при міжфазних КЗ в статорі генератора ($I_{\text{сз}} \approx 0,55 \cdot I_{\text{Г.ном}}$) і зниження в два рази чутливо-

сті при обриві одного зі з'єднувальних проводів. Це досягається додатковим увімкненням в нульовий провід диференційного РЗ зрівнювальних обмоток диференційних реле серії РНТ-560. При обриві проводу, наприклад фази А, по робочій ($w_{роб}$) і нульовій (w_0) обмотках реле (1 та 2) цієї фази проходить вторинний струм навантаження генератора $I_{Г.ном}$, створюючи зустрічно направлені МРС $I_{Г.ном} \cdot w_{роб}$ та $I_{Г.ном} \cdot w_0$; $w_{роб} = 2 \cdot w_0$.

Число витків підбрано таким чином, що результуюча МРС є достатньою для спрацьовування цього реле. МРС, яка створюється нульовими обмотками двох інших реле, також недостатня для їхнього спрацьовування і захист не діє.

У випадку міжфазних КЗ в статорі генератора струм в нульовому проводі РЗ практично відсутній і, отже, в реле відсутні МРС, які створюються нульовими обмотками реле. При цьому для спрацьовування реле потрібен в 2 рази менший струм, ніж при обриві з'єднувальних проводів, тобто забезпечується висока чутливість захисту.

Недоліком схеми на рисунку 3.1, в є зниження її чутливості при подвійних замиканнях на землю в 2 рази в порівнянні з чутливістю до міжфазних КЗ. Для генераторів, які обладнано спеціальним швидкодійним захистом від подвійних замикань на землю, цей недолік не є суттєвим.

Багаторічний досвід експлуатації диференційних захистів генераторів показує, що зі схем, наведених на рисунку 3.1, найбільш простою і надійною є схема на рисунку 3.1, б, яка рекомендується зараз до використання поряд зі схемами, де можуть бути застосовані цифрові реле. При налаштуванні диференційного захисту на струм менше номінального струму генератора, тобто тільки за умовою (3.1), забезпечується найбільш висока чутливість цього захисту.

Струмова відсічка, яка застосовується як простий швидкодійний захист від багатofазних КЗ в обмотці статора генератора або на його виводах, виконується за допомогою одного, двох або трьох струмових реле, увімкнених на два або три ТС зі сторони виводів генератора, які спрямовані до шин (рисунок 3.2). Відсічка діє за рахунок струму, який приходить від генерувальних джерел, що паралельно працюють, при КЗ в захищуваному генераторі.

Струмова відсічка на рисунку 3.2, а виконана за допомогою одного реле прямої дії УАТ (РТМ), яке вмикається на різницю струмів двох фаз А і С (з метою скорочення кількості реле). Така схема використовується на генераторах з маловідповідальним навантаженням.

Струмова відсічка на рисунку 3.2, б виконана за схемою неповної зірки з двома струмовими реле непрямої дії КА типу РТ-80 (рідко використовується РТ-40).

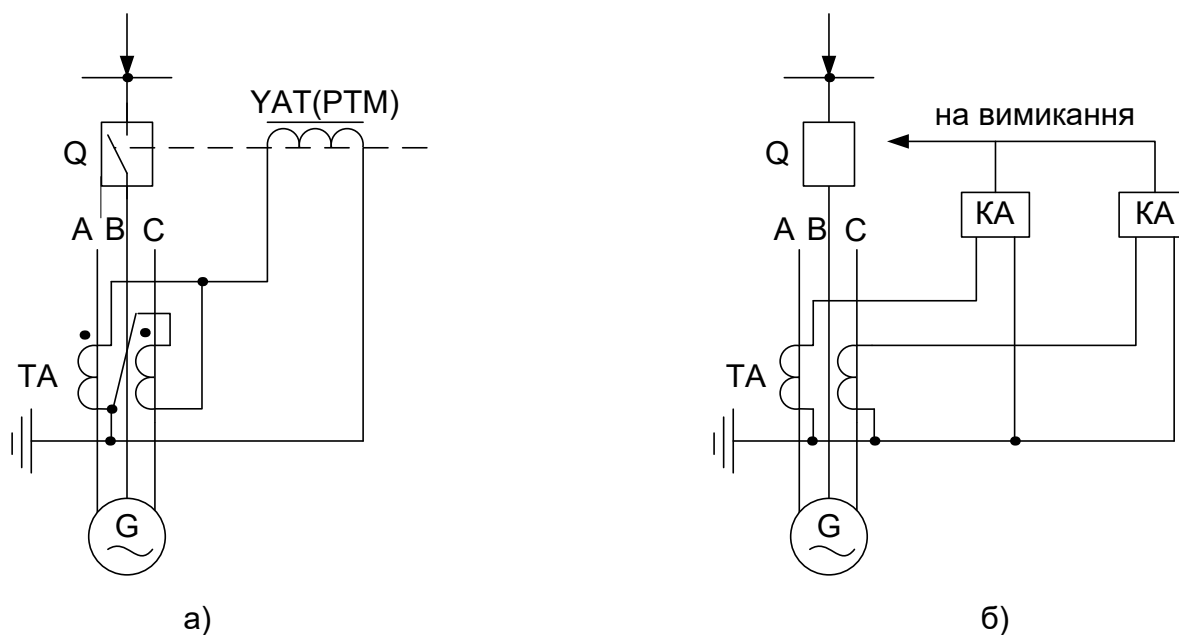


Рисунок 3.2 – Схеми максимальної струмової відсічки генератора

Чутливість відсічки визначається за металевим КЗ між двома фазами на виводах захищеного генератора в режимі його паралельної роботи з іншими генераторами або енергосистемою. При цьому енергосистема втрачується в мінімальному режимі і число генераторів, що паралельно працюють, також береться мінімальним. Коефіцієнт чутливості відсічки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{p.\text{min}}}{I_{\text{сп}}} \approx 2, \quad (3.5)$$

де $I_{p.\text{min}}$ – періодична складова розрахункового струму КЗ в реле, А;
 $I_{\text{сп}}$ – струм спрацьовування реле, А.

Струм спрацьовування реле для схеми включення реле на різницю струмів двох фаз (рисунок 3.2, а) визначається за виразом:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_c} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot \sqrt{3}}{n_c}, \quad (3.6)$$

де n_c – коефіцієнт трансформації ТС;

$k_{\text{сх}}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми у симетричному режимі;

$I_{\text{сз}}$ – струм спрацьовування захисту, А.

Чутливість для такої схеми РЗ визначається за двофазним КЗ між фазами А і В або В і С, коли реле обтікається струмом тільки однієї фази та $k_{\text{сх}}^{(2)} = 1$:

$$I_{p.\min} = \frac{I_{k.\min}}{n_c} . \quad (3.7)$$

Чутливість релейного захисту, який виконано за схемою рисунка 3.2, а в $\sqrt{3}$ разів менша, ніж у захисті на рисунку 3.2, б, для якої коефіцієнт схеми завжди дорівнює 1.

За недостатньої чутливості відсічки, яка виконана за рисунком 3.2, б ($k_u < 2$), потрібно розглянути питання про використання поздовжнього диференційного захисту.

Захист від однофазних замикань на землю в обмотці статора генератора або на його виводах. Виконання цього захисту на генераторах потужністю до 30 МВт, які працюють на шини генераторної напруги 3–10 кВ, залежить від способу заземлення нейтралі в електрично зв'язаній мережі цієї напруги. Найбільш часто використовують в мережах 3–10 кВ ізолювану або компенсовану нейтраль, але також допускають режим роботи з нейтраллю, яка заземлена через активний опір – резистор.

Робота кабельних мереж генераторної напруги 6 кВ з ізолюваною нейтраллю допускається за умови, що сумарний струм в місці однофазного замикання не перевищує 30 А, а для мереж напругою 10 кВ це значення не повинно перевищувати 20 А. Значення сумарного ємнісного струму замикання на землю для відомої мережі може бути визначено експериментально, а також приблизно по параметрах електричного обладнання, головним чином кабелів, які можуть бути увімкнені на шини генераторної напруги. В таблиці 3.1 наведено питомі значення ємнісних струмів в кабельних мережах 6–10 кВ залежно від перерізу жил кабелів.

Таблиця 3.1 – Питомі значення ємнісних струмів в кабельних мережах

Переріз жил кабеля, мм ²	Питомі значення ємнісного струму I_c , А/км при напрузі в мережі	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

В тих випадках, коли значення сумарного ємнісного струму при замиканні на землю в мережі генераторної напруги перевищує допустиме, мережа повинна працювати в режимі компенсованої нейтралі. Для цього встановлюють дугогасильний реактор (котушку індуктивності) – ДГР,

який повинен, як правило, повністю компенсувати ємнісний струм основної частоти в місці однофазного замикання на землю. Однак, незалежно від значення ємнісних струмів при замиканнях на землю, на генераторах повинен бути виконаний селективний захист від цього пошкодження, а також селективний захист від подвійних замикань на землю. Способи виконання цих захистів різні. Розглянемо деякі з них.

Струмовий ненаправлений захист. Для генераторів невеликої потужності РЗ від однофазних замикань на землю з дією на вимикання генератора може бути виконано за допомогою кабельного ТС нульової послідовності ТАН (типів ТЗЛ, ТЗР, ТЗЛМ тощо), на вторинну обмотку якого вмикається струмове реле $КА_0$ спеціального виконання (рисунок 3.3).

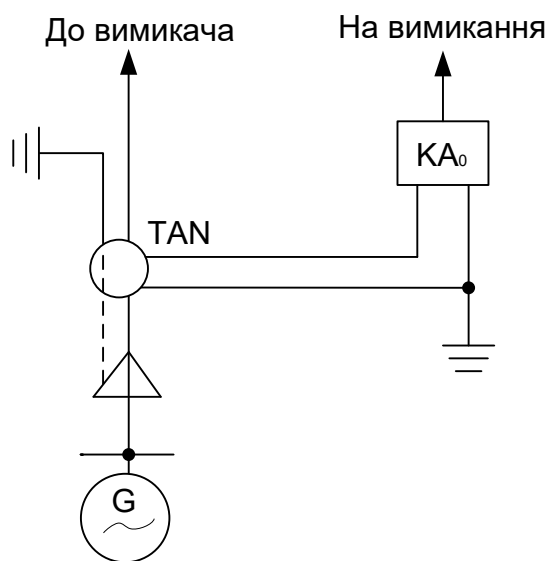
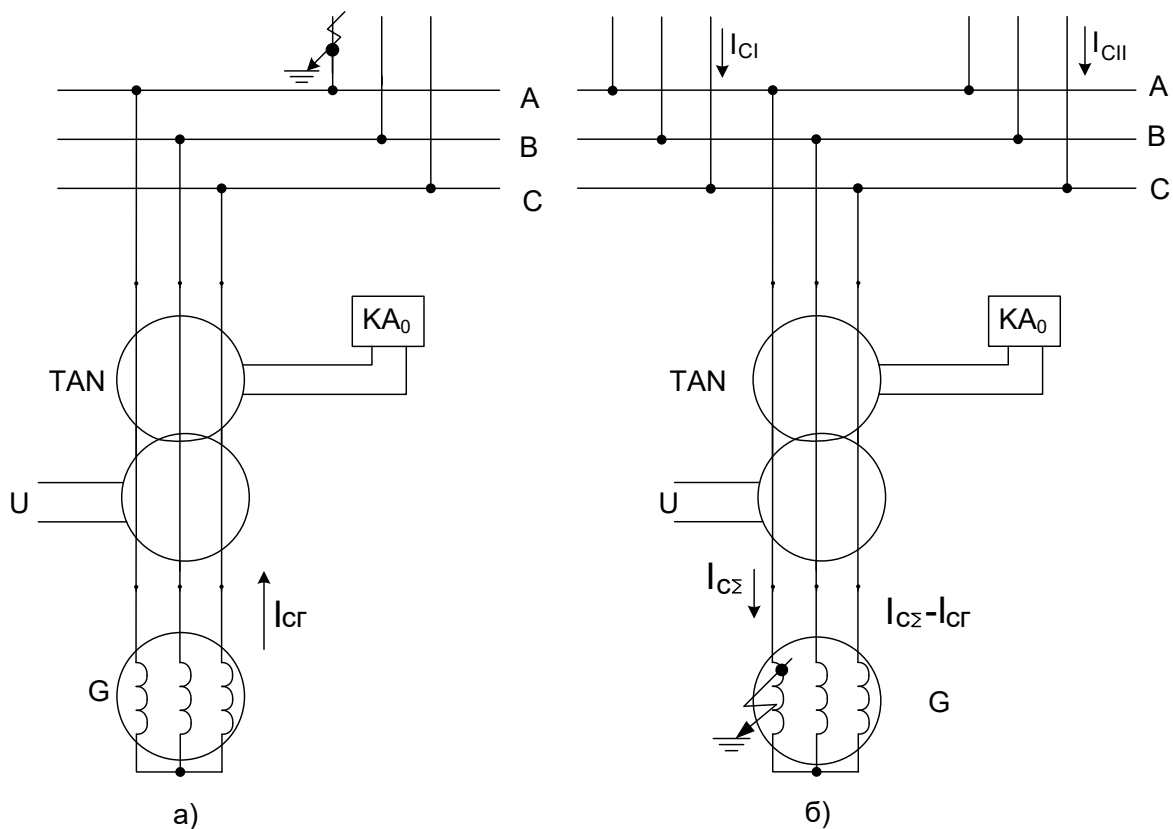


Рисунок 3.3 – Схема захисту генератора від однофазних замикань на землю без витримки часу

В нормальному режимі і при міжфазних КЗ сума струмів, які проходять по усім фазам генератора, дорівнює нулю. При цьому магнітний потік трансформатора струму нульової послідовності ТАН також дорівнює нулю і струм в реле $КА_0$ відсутній. При однофазному замиканні на землю в генераторі сумарний ємнісний струм мережі проходить тільки по одній з фаз кабеля, викликаючи струм в реле $КА_0$.

Однак, струм в цьому реле буде проходити і у випадках однофазного замикання на землю на будь-якому іншому приєднанні мережі генераторної напруги, тобто при «зовнішньому» замиканні в мережі, за рахунок власного ємнісного струму генератора, який може бути визначено за формулою (1.14) або взятий з паспортних даних генератора (наприклад, з таблиці А.1). Очевидно, що для забезпечення селективної роботи цього РЗ у випадках зовнішніх замикань на землю, він не повинен спрацьовувати (рисунок 3.4, а), а при замиканнях в генераторі – надійно спрацьовувати за рахунок сумарного ємнісного струму в мережі $I_{C\Sigma}$ (рисунок 3.4, б).



$I_{CГ}$ – власний емнісний струм генератора;

$I_{C\Sigma}$ – сумарний емнісний струм мережі;

I_{C1}, I_{CII} – емнісні струми кабельних ліній;

а) зовнішнє замикання; б) замикання на землю в генераторі;

Рисунок 3.4 – Випадки замикань на землю в мережі генераторної напруги

Умови неспрацьовування РЗ називаються відстройкою від власного емнісного струму приєднання, в даному випадку генератора, і може бути визначено за формулою, А:

$$I_{CЗ} \geq k_n \cdot k_{к\delta} \cdot I_{CГ}, \quad (3.8)$$

де $I_{CГ}$ – власний емнісний струм генератора в усталеному режимі однофазного замикання на землю на шинах генераторної напруги або на одному з приєднань, А;

$k_n = 1,2$ – коефіцієнт надійності;

$k_{к\delta}$ – коефіцієнт «кидка», який враховує аперіодичну складову емнісного струму генератора в момент виникнення зовнішнього замикання на землю та спроможність реле реагувати на цей кидок емнісного струму: для електромеханічного реле РТ-40 дорівнює $3 \div 5$, для напівпровідникового (аналогового) реле РТЗ-51 – не менше 2, а для цифрового реле, наприклад, серії SPACOM фірми АВВ – незначно більше 1.

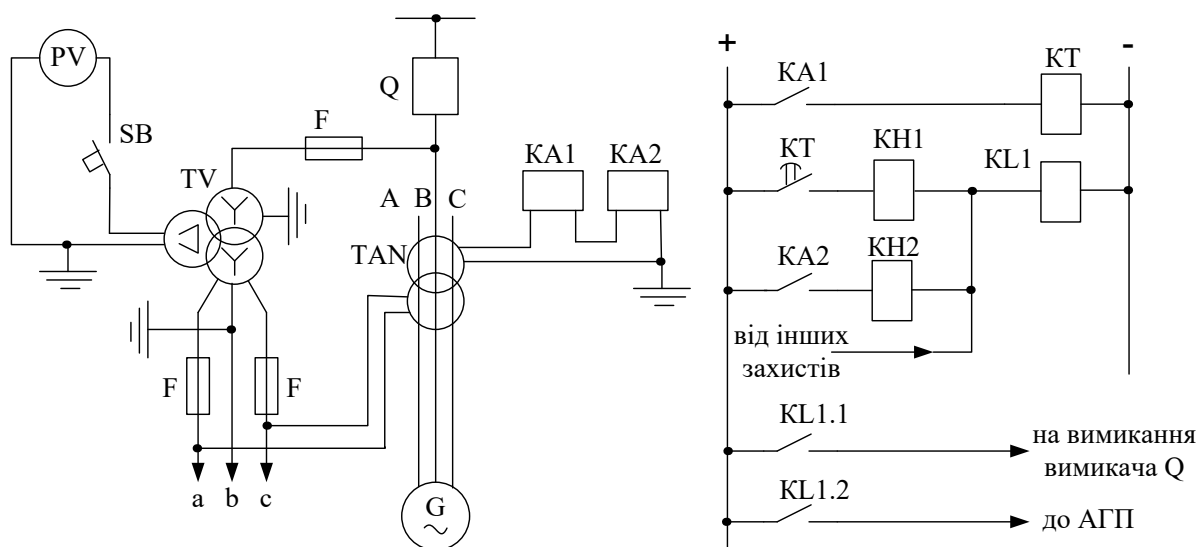
Важливо відмітити, що в цифрових реле та терміналах багатьох закордонних фірм, в тому числі концерну АВВ (реле серій RE та SPACOM і, зокрема, SPAC-800), є спеціальна дуже крута часострумова характеристика спрацьовування з обернено залежною витримкою часу RXIDG, яка за стандартом МЕК призначена для забезпечення селективної роботи ненаправленого РЗ пошкодженого приєднання при замиканнях на землю. Селективність роботи захистів забезпечується за рахунок значної різниці в часі спрацьовування реле на пошкодженому приєднанні, по якому проходить сума ємнісних струмів всіх непошкоджених приєднань, і інших реле, які реагують тільки на власний ємнісний струм приєднання при зовнішньому замиканні на землю. Наприклад, ємнісний струм генератора I_{CG} дорівнює 0,4 А, струм спрацьовування цифрового захисту вибираємо за (3.8) близько 0,6 А, а сумарний ємнісний струм мережі I_{CS} (крім струму від пошкодженого генератора) становить 1,8 А, причому найбільший власний ємнісний струм приєднання дорівнює 0,5 А. По одній з часострумових характеристик з сімейств RXIDG, яка вибрана завчасно, час спрацьовування РЗ на генераторі становить менше 0,1 с згідно з кратністю струму $1,8/0,6 = 3$, а на непошкодженому фідері з найбільшим значенням ємнісного струму аналогічний захист міг би спрацювати лише за час, більший 1 с. Таким чином, пошкоджений генератор вимкнеться значно швидше, ніж міг би спрацювати аналогічний РЗ на непошкоджених приєднаннях. При такому співвідношенні струмів замикання на землю буде також забезпечено високий коефіцієнт чутливості РЗ пошкодженого генератора, який визначається за формулою (3.5). Однак, таке співвідношення струмів при замиканнях на землю і використання сучасних ненаправлених цифрових реле не завжди можливо, і тому доводиться використовувати більш складні РЗ генераторів від замикань на землю, які розглянемо далі.

Захисти з використанням трансформатора струму нульової послідовності (ТСНП) з підмагнічуванням. Для підвищення чутливості захисту генераторів від замикань на землю в багатьох випадках використовуються РЗ зі спеціальними трансформаторами струму нульової послідовності з підмагнічуванням (типів ТНП та ТНПШ). Трансформатор струму типу ТНП складається з двох прямокутних осердь, які набрано з листів сталі. На осердях розташовані вторинна (релейна) обмотка та обмотка підмагнічування. Намагнічування сталі від стороннього джерела (зазвичай від трансформатора напруги (ТН) генератора) підвищує потужність, яку віддає ТС, в 10–15 разів, і тим самим підвищує чутливість захисту. При такому виконанні захист може реагувати на первинні струми замикання на землю, починаючи з двох амперів.

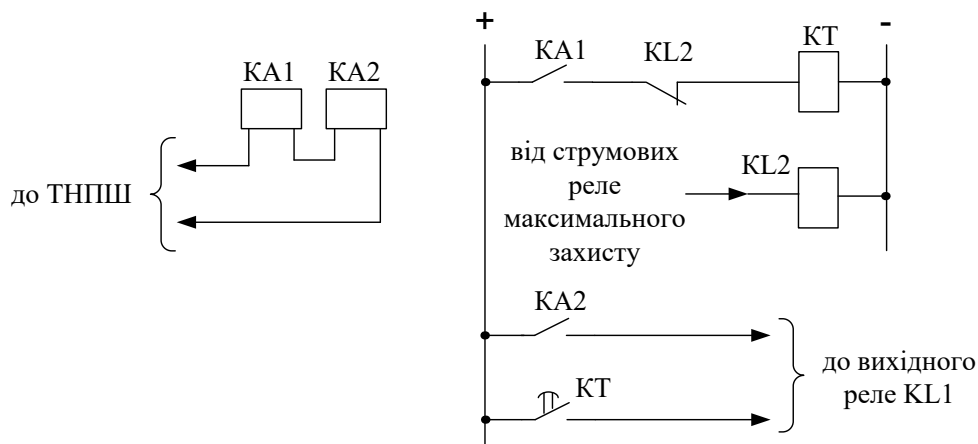
Для правильної роботи захисту з ТНП та ТНПШ необхідно ретельно виконувати вказівки щодо його монтажу і експлуатації.

Схеми РЗ від замикань на землю з використанням ТНП (ТАН) та ТНПШ з підмагнічуванням наведено на рисунку 3.5. На рисунку 3.5, а наведено схему РЗ для генератора з кабельними виводами. Реле струму КА1 і

реле часу КТ здійснюють захист від однофазних замикань, реле струму КА2 – миттєвий захист від подвійних замикань на землю. Реле КТ забезпечує неспрацьовування захисту при перехідних процесах однофазного замикання.



а)



б)

Рисунок 3.5 – Схема захисту генератора від замикань на землю

На рисунку 3.5, б наведено схему РЗ для генератора з шинними виводами. На відміну від попередньої схеми тут є автоматичний вивід (блокування) захисту від однофазних замикань на землю (реле КА1) при дії МСЗ від зовнішніх багатофазних КЗ (реле КА2). Необхідність блокування пояснюється тим, що при багатофазних замиканнях у зовнішній мережі у вторинній обмотці ТНПШ зростають струми небалансу, які обумовлено асиметрією розташування первинних струмопроводів ТНПШ. Це може призвести до неселективного вимикання генератора захистом з ТНПШ при мі-

жфазних КЗ в мережі, оскільки час дії цього захисту ($1 \div 2$ с), як правило, менший часу дії МСЗ елементів зовнішньої мережі.

В схемах цих РЗ передбачається вольтметр PV з кнопкою SB, яка під'єднується до спеціальної обмотки TV, що з'єднана за схемою фільтра напруги нульової послідовності. За показниками вольтметра можна приблизно визначити, в якій частині обмотки статора виникло замикання на землю. Чим далі місце замикання від нульової точки генератора, тим вищі показання приладу. Вольтметр дозволяє також переконатись у відсутності замикання в генераторі перед його ввімкненням у мережу.

Захист від замикання на землю з ТНП та ТНПШ є ненаправленим захистом. Струм в реле КА₀ (рисунок 3.4) проходить як при однофазному замиканні в генераторі, так і при замиканні у зовнішній мережі. При зовнішньому однофазному замиканні (рисунок 3.4, а) струм в реле обумовлено власним ємнісним струмом генератора I_{CG} і тим більший, чим вищі напруга і потужність генератора. Для правильної роботи РЗ необхідно, щоб його струм спрацьовування був більшим I_{CG} .

Струм спрацьовування РЗ від однофазних замикань на землю, який виконано за схемою на рисунку 3.5, вибирається за умовами:

1) первинний струм спрацьовування не повинен перевищувати 5 А для запобігання пошкодження статора:

$$I_{cз} \leq 5 \text{ А}; \quad (3.9)$$

2) первинний струм спрацьовування повинен бути більший струму, який проходить через ТНП при зовнішньому однофазному замиканні на землю на одній з ліній і одночасним двофазним КЗ на іншій лінії, А:

$$I_{cз} \geq \frac{1}{k_{нов}} (2 \cdot I_{CG} + 1,5 \cdot I_{нб}), \quad (3.10)$$

де I_{CG} – власний ємнісний струм генератора, який визначається за виразом (1.14), А;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення, який дорівнює 0,8 для реле РТ-40/0,2;

$I_{нб}$ – приведений до первинної сторони ТНП струм небалансу, який обумовлено конструктивними особливостями ТНП та ТНПШ з підмагнічуванням, А.

Для практичних розрахунків можна приймати:

- для ТНП кабельного типу $I_{нб} \approx 1$ А (первинний);
- для ТНПШ шинного типу при наявності блокування (рисунок 3.5, б) $I_{нб} \approx 1,5$ А при паралельному з'єднанні обмоток реле.

Одним з шляхів підвищення чутливості РЗ від однофазних замикань на землю є використання струмового реле з підвищеним коефіцієнтом повернення, наприклад, спеціального струмового реле для таких захистів типу

РТЗ-51 з $k_{нов} \approx 0,93$. Час дії захисту (реле КТ на рисунку 3.5) вибирається рівним 1–2 с.

Захист від подвійних замикань на землю (реле КА2 на рисунку 3.5) є обов'язковим для генераторів, у яких поздовжній диференційний РЗ виконано у двох фазах (рисунок 3.1, а). Однак, досвід експлуатації вказує на доцільність встановлення цього захисту і при трифазному виконанні поздовжнього диференційного РЗ, оскільки захист від подвійних замикань дуже простий і має в декілька разів більшу чутливість, ніж поздовжній диференційний захист. Первинний струм спрацьовування захисту від подвійних замикань на землю приймається близько 100 А (без розрахунку).

Селективний захист типу ЗГНП від замикань на землю в обмотці статора турбогенераторів, які працюють на збірні шини, в мережі з компенсованою нейтраллю. Захист генератора нульової послідовності ЗГНП призначено для захисту ТГ від однофазних і подвійних замикань на землю в колі статора генератора.

Блок захисту ЗГНП не потребує встановлення в колі генератора ТС нульової послідовності шинного типу з підмагнічуванням (ТНПШ). Використання ТНПШ має складності на генераторах, які мають екрановані шинопроводи. Крім того, захист з ТНПШ не може забезпечити повне охоплення обмотки статора і має «мертву зону» поблизу нейтралі генератора, тобто не спрацьовує при однофазних замиканнях в цій зоні. За цими та іншими причинами ТНПШ знято з виробництва.

Блок захисту ЗГНП призначено для селективного РЗ генераторів, які безпосередньо працюють на збірні шини генераторної напруги в мережі з компенсованою нейтраллю. Блок забезпечує захист 100% обмотки статора. Зона дії блока ЗГНП відповідає зоні дії диференційного захисту генератора. Блок захисту ЗГНП є чутливим як до стійких замикань на землю, так і до повторних короточасних замикань, які характерні для початкової стадії пошкодження ізоляції, а також до подвійних замикань на землю з однією точкою в обмотці статора захищеного генератора, а другою – у зовнішній мережі. При подвійних замиканнях на землю блок захисту реагує на складову струму промислової частоти, при однофазних замиканнях – на вищі гармонічні складові струму. Захист має два ступеня: перший ступінь призначений для дії при подвійних замиканнях на землю, а другий – при однофазних замиканнях на землю. Пуск захисту комбінований – по складовій промислової частоти і по гармоніці 150 Гц напруги нульової послідовності. При струмах КЗ, які перевищують 1,5-кратний номінальний струм генератора, захист ЗГНП блокується. Для блокування передбачається два зовнішніх струмових реле, які вмикаються на фазні струми генератора (КА1 та КА2 на рисунку 3.6).

Блок захисту ЗГНП колами струму вмикається в нульовий провід диференційного захисту генератора. По колах напруги нульової послідовності блок захисту вмикається на трансформатор напруги TV1 генератора (обмотка, яка з'єднана в розімкнений трикутник). По колах живлення блок

захисту вмикається на дві лінійні напруги трансформатора напруги TV2 секції шин, на яку працює генератор.

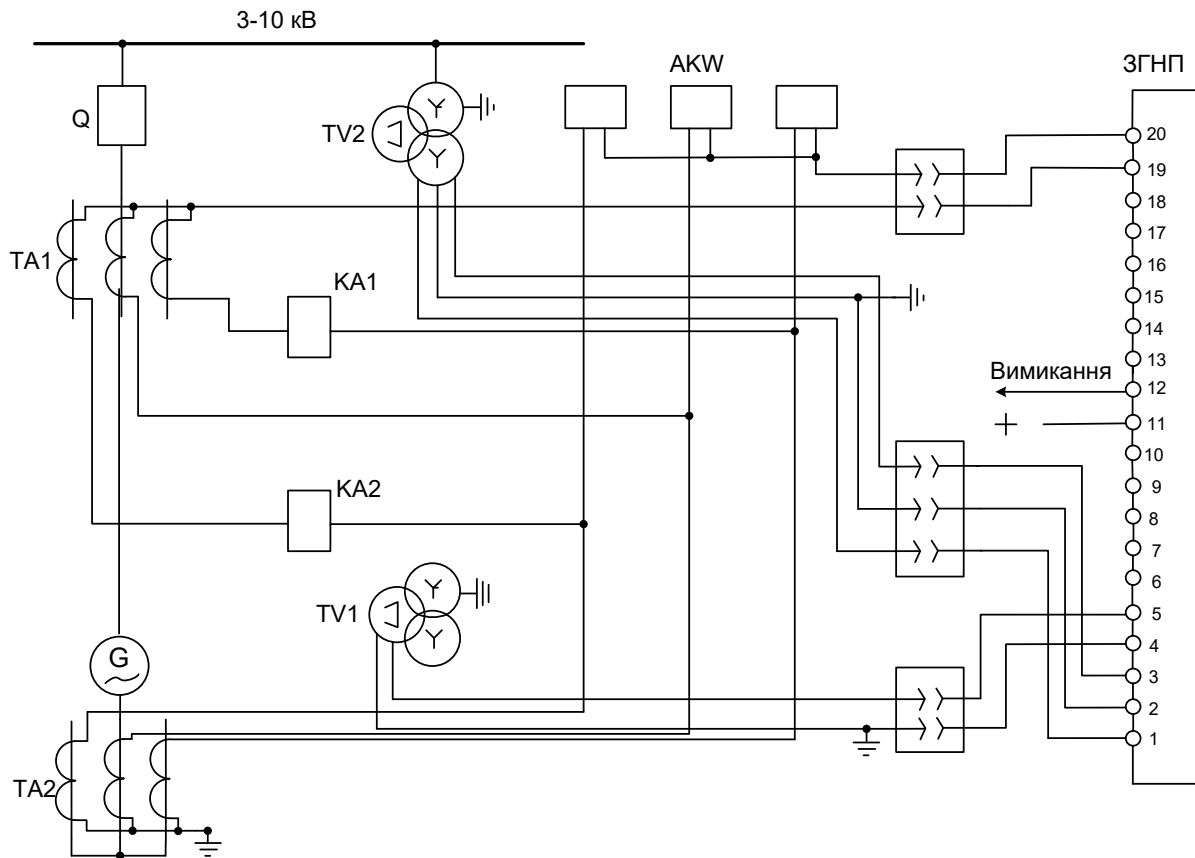


Рисунок 3.6 – Схема під'єднання зовнішніх кіл блока захисту типу ЗГНП

Основні технічні параметри блока ЗГНП [1]

1. Чутливість захисту забезпечується при роботі генератора в мережі з мінімальним ємнісним струмом без врахування компенсації – не менше 0,5% номінального струму ТС генератора (наприклад, при $n_c = 5000/5$ розрахунковий ємнісний струм мережі повинен бути не меншим 25 А).

2. Струм спрацьовування другого ступеня захисту (вторинний) в діапазоні частот 150–1200 Гц в усталеному режимі – від 0,3 до 4 мА. Струм спрацьовування встановлюється при налаштуванні блока захисту на генераторі, що працює, шляхом відстроювання від існуючого струму небалансу в диференційному колі.

3. Напруга спрацьовування пускового органу 15 В на частоті 50 Гц і 1 В на частоті 150 Гц.

4. Діапазон струмів роботи першого ступеня РЗ при подвійних замиканнях на землю – від 150 А до 1,5-кратного номінального струму генератора. При великих струмах подвійного замикання повинен діяти диференційний РЗ генератора. Струм спрацьовування РЗ при подвійних замиканнях встановлюється при налаштуванні РЗ після виготовлення за заданим

значенням первинного струму та відомому коефіцієнті трансформації ТС генератора.

5. Витримка часу на спрацьовування другого ступеня РЗ при стійкому замиканні на землю – 0,5 с.

6. Витримка часу на спрацьовування першого ступеня РЗ при подвійних замиканнях на землю – 0,2 с.

7. При повторних короткочасних замиканнях другий ступінь блока РЗ діє без витримки часу після шостого замикання при умові, що пауза між будь-якими повторними замиканнями не перевищує 0,4 с.

8. Опір кола струму блока захисту – не більший 0,4 Ом.

9. Потужність, яка споживається в колах напруги нульової послідовності, не більша 1 ВА.

10. Потужність, яка споживається в колах живлення, не більша 10 ВА від фаз АВ та 10 ВА від фаз ВС.

11. Вихідне реле блока РЗ забезпечує комутацію індуктивного навантаження з постійною часу не більше 0,02 с при струмі 0,1 А і напрузі 220 В постійного струму.

12. Блок РЗ має вбудований пристрій для тестового контролю справності; ЗГНП виконано на мікроелектронній елементній базі.

Захист генератора від замикань на землю в компенсованих мережах 6 і 10 кВ, який використовує низькочастотні складові струму нульової послідовності, що зароджуються перемешувальними однофазними замиканнями на землю. Захист на генераторах та на кабельних лініях, що відходять, виконано у вигляді напівпровідникового реле максимального струму в області низьких частот (25 Гц) і під'єднується або до кабельного ТСНП (ТАН на рисунку 3.3), або до тритрансформаторного фільтра струмів нульової послідовності, який складається з трьох типових ТС в фазах А, В і С. Захист оснований на вимірюванні низькочастотних гармонік, який відстроєно від струмів небалансу цього фільтра в робочому режимі генератора. Роботу захисту у випадках стійких однофазних замикань на землю забезпечує спеціальне джерело контрольного струму 25 Гц, який накладається на струм промислової частоти.

Сигналізація при появі однофазних замикань на землю за напругою нульової послідовності. На всіх електричних станціях є пристрій контролю ізоляції, наприклад, у вигляді вольтметра РV, який вмикається на спеціальну обмотку шинного ТН, з'єднаного за схемою розімкненого трикутника (див. рисунок 3.5). В нормальному симетричному режимі на виводах цієї обмотки значення напруги небалансу становить менше 1 В. До цієї ж обмотки під'єднується реле максимальної напруги, яке спрацьовує на сигнал при однофазному замиканні на землю в електрично зв'язаній мережі, оскільки напруга нульової послідовності, що виникає, становить десятки вольт, аж до ста вольт при металевому замиканні на землю. При отриманні сигналу «Земля в мережі» оперативний черговий персонал почергово вмикає і вмикає всі приєднання. В момент вимикання пошкодженого приє-

днання цей сигнал зникає. Слід відмітити, що виконання перемикачів під час однофазного замикання в мережі є небезпечним, оскільки при перенапругах, що виникають в цей час, на непошкоджених фазах мережі значно зростає можливість пробоя ізоляції на іншій фазі на іншому приєднанні (подвійне замикання на землю) або на цьому ж приєднанні (двофазне КЗ).

Ці пошкодження супроводжуються РЗ на вимикання одного або двох вимикачів в той час, коли черговий електрик виконує операції з вимикачами, які знаходяться в розподільній установці 3–10 кВ. Тому на більшості станцій виконана селективна сигналізація, яка дозволяє визначити пошкоджений елемент без почергових вимикань.

В компенсованих мережах з цією метою використовується пристрій УСЗ-3М, за допомогою якого черговий персонал почергово вимірює на усіх елементах мережі значення вищих гармонік в струмі замикання на землю, а потім шляхом їх порівняння виявляє найбільше значення, яке і вказує на пошкоджене приєднання. При великій кількості приєднань цей процес може займати багато часу. Є пристрої, які дозволяють автоматизувати цей процес, наприклад, КДЗС [1].

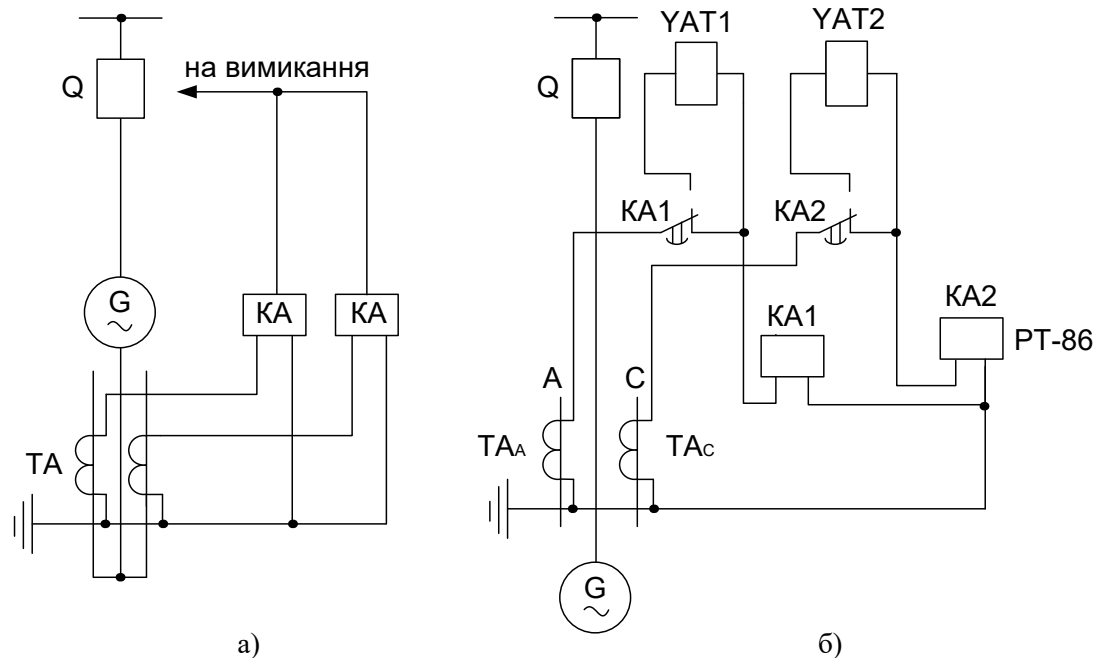
Захист від однофазних замикань для генераторів, які працюють в мережі з резистивним заземленням нейтралі. При заземленні нейтралі мережі 3–10 кВ через резистор активна складова струму однофазного замикання на землю складається (геометрично) з сумарної ємнісної складової струму і проходить по пошкодженому приєднанню до місця пробоя ізоляції. Підбір опору резистора і, отже, значення струму замикання на землю бажано здійснювати таким чином, щоб була можливість виконати на всіх приєднаннях, в тому числі на генераторах, простий ненаправлений МСЗ. Селективна робота такого захисту може бути забезпечена відстроюванням від власного ємнісного струму за умовою (3.8) при зовнішніх пошкодженнях та високою чутливістю при замиканнях в зоні дії за рахунок «додавання» струму резистора до сумарного ємнісного струму мережі. Селективність може бути забезпечена і шляхом використання цифрових реле з дуже крутою часопротоковою характеристикою RXIDG.

Дія захисту від однофазних та подвійних замикань на землю. Згідно з ПУЕ захисти від однофазних замикань на землю повинні діяти на ділення шин генераторної напруги з витримкою часу біля 0,5 с та з витримкою часу біля 1 с на вимикання генератора і гасіння його поля за допомогою АГП. Захист від подвійних замикань на землю повинен діяти на вимикання генератора і гасіння його поля без витримки часу.

Захист від зовнішніх КЗ. Згідно з ПУЕ для генераторів потужністю до 1 МВт на напругу вище 1000 В як захист від зовнішніх КЗ повинен бути виконаний МСЗ, який приєднується до ТС зі сторони нейтралі (рисунок 3.7, а). Допускається використання спрощеного мінімального захисту напруги (рисунок 3.8).

Для захисту генераторів потужністю від 1 до 10 МВт від зовнішніх КЗ (симетричних та несиметричних) та для резервування захистів генератора

від внутрішніх пошкоджень ПУЕ передбачають виконання МСЗ в двофазному дворелейному виконанні з комбінованим пуском за напругою, який виконується з одним мінімальним реле напруги, увімкненим на міжфазну напругу, і одним пристроєм фільтр-реле напруги зворотної послідовності, який розриває коло котушки мінімального реле напруги (рисунок 3.9).



а)

б)

а) вмикання реле зі сторони нейтралі;

б) вмикання реле зі сторони виводів генератора, які спрямовані до шин

Рисунок 3.7 – Схема вмикання струмових реле максимального захисту від зовнішніх КЗ

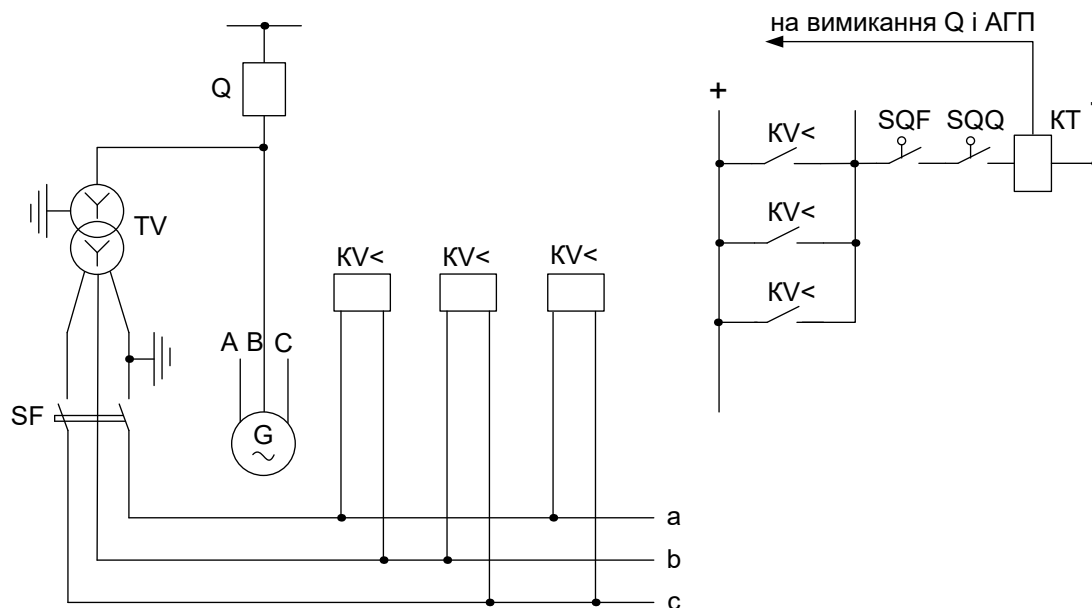


Рисунок 3.8 – Схема захисту мінімальної напруги

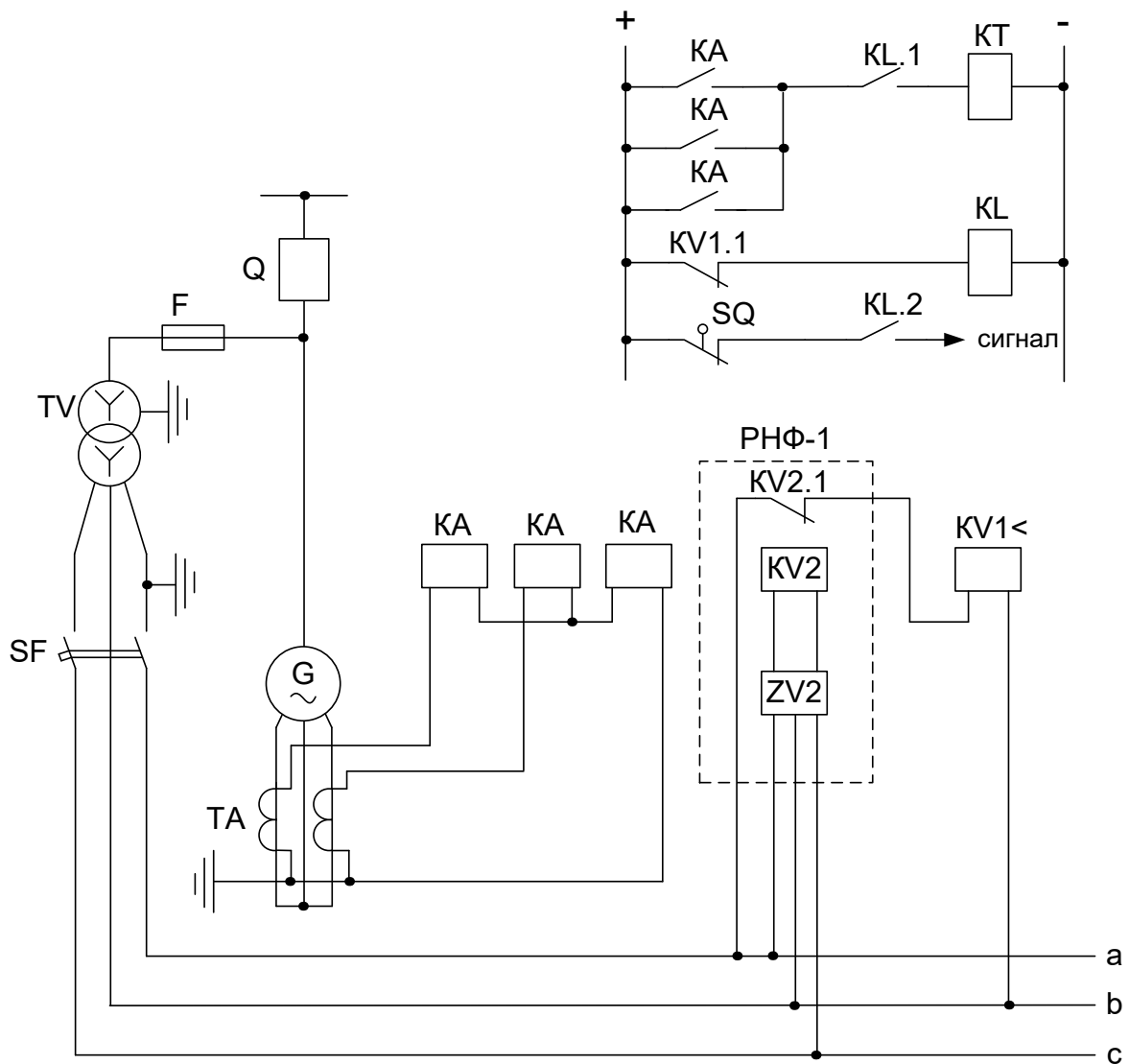


Рисунок 3.9 – Схема МСЗ з комбінованим пуском напруги

Захист генераторів потужністю більше 1 МВт від струмів, які обумовлено зовнішніми КЗ, повинен бути виконаний з дотриманням вимог: захист потрібно, як правило, приєднувати до ТС, які встановлено на виводах генератора зі сторони нейтралі.

Допускається, наприклад, на генераторах з частотним пуском та гальмуванням приєднувати МСЗ зворотної послідовності та дистанційний захист до ТС, які встановлено на лінійних виводах генератора (в цьому випадку повинен передбачатись додатковий резервний захист, який вмикається на ТС зі сторони нейтралі генератора і передбачений для резервування диференційного РЗ при пошкодженнях генератора від'єданого від мережі).

При необхідності на генераторах малої потужності (до 1 МВт), які працюють паралельно з іншими генерувальними джерелами, допускається увімкнення цього РЗ зі сторони лінійних виводів генератора. В ряді випадків захист таких генераторів здійснюється на змінному оперативному

струмі з реле прямої дії типу РТВ або непрямой дії типу РТ-86 за схемою з дешунтуванням вимикальної котушки вимикача (рисунок 3.7, б). При маловідповідальному навантаженні допускається виконання РЗ з одним струмовим реле (типу РТ-80), яке вмикається на різницю струмів двох фаз, але при цьому чутливість захисту знижується в $\sqrt{3}$ разів.

Струм спрацьовування МСЗ вибирається за виразом, А:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot I_{Г.ном}, \quad (3.11)$$

де $I_{Г.ном}$ – номінальний струм захищуваного генератора, А;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення, який дорівнює для реле РТВ $0,6 \div 0,7$, для реле РТ-80 – $0,8$;

k_n – коефіцієнт надійності, який вибирається на основі розрахунків та знаходиться в межах $1,6 \div 2$; при використанні більш точних реле (РТ-40, РСТ, цифрових) можна приймати менші значення k_n і більш високі значення $k_{нов}$.

Коефіцієнт надійності повинен вибиратись розрахунком таким чином, щоб МСЗ не спрацьовував від струмів перевантаження, викликаних вимкненням генерувального джерела, що паралельно працює, або самозапуском двигунів після вимкнення КЗ на одному з елементів генераторної напруги. Разом з тим, вибраний за виразом (3.11) струм спрацьовування повинен забезпечити коефіцієнт чутливості захисту не менше $1,2$ при пошкодженні на виводах генератора, що працює один, за рахунок струму КЗ, який посилюється тільки самим генератором:

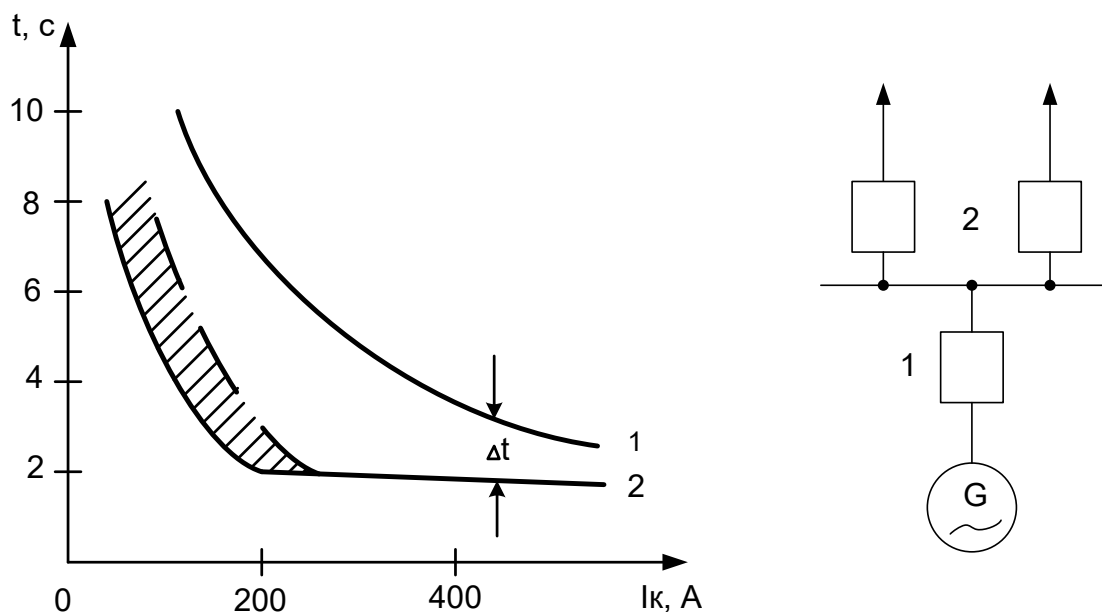
$$k_{\pm} = \frac{I_{p.min}}{I_{с.p}} \geq 1,2, \quad (3.12)$$

$$\text{де } I_{p.min} = \frac{I_{\infty}^{(3)}}{n_c}.$$

Струм $I_{\infty}^{(3)}$ визначається за виразом (1.9), струм $I_{с.p.}$ – за виразом (3.6), n_c – коефіцієнт трансформації ТС захисту.

Поєднати вимоги (3.11) та (3.12) може бути важко, оскільки струми трифазного КЗ в усталеному режимі для генераторів малої і середньої потужності відносно невеликі, особливо при відсутності форсування збудження. В цих випадках необхідно спочатку забезпечити $k_{\pm} > 1,2$, а відлаштування захисту від струмів самозапуску здійснити не тільки за струмом, але і за часом, наскільки це можливо за умовами допустимого часу перегріву обмотки статора (2.1).

Найбільш зручно виконувати це за допомогою реле типу РТВ або РТ-80, які мають обернено залежну від струму характеристику часу спрацьовування (рисунок 3.10), а також за допомогою цифрових реле з аналогічними характеристиками [2].



1 – характеристика РЗ генератора;
 2 – характеристика РЗ відхідної лінії;
 Δt – ступінь селективності

Рисунок 3.10 – Узгодження максимальних струмових захистів генератора та ліній, що відходять

Наприклад, вибирається чотирисекундна характеристика реле РТ-80. Якщо струм спрацьовування МСЗ за умовою (3.12) вибраний і дорівнює $1,7I_{Г.ном}$, і захист виконано за двофазною дворелейною схемою (рисунок 3.7), то при струмі самозапуску, який дорівнює, наприклад, $2,5I_{Г.ном}$, кратність струму на реле РТ-80 буде дорівнювати:

$$k = \frac{I_p}{I_{с.р}} = \frac{2,5 \cdot I_{Г.ном} \cdot n_c}{1,7 \cdot I_{Г.ном} \cdot n_c} = 1,5.$$

При кратності струму $k = 1,5$ час спрацьовування реле РТ-80 становить близько 12 с. За цей час самозапуск двигунів або закінчиться, або буде супроводжуватися значно меншими струмами.

Вибрана характеристика спрацьовування (струм і час) МСЗ генератора повинна задовольняти також вимоги селективності та розташовуватись вище характеристик захистів відхідних елементів 2 (рисунок 3.10). Ступінь селективності Δt повинна забезпечуватись при максимально можливому

струмі КЗ від генератора. Значення Δt залежить від типів реле, що використовуються. Наприклад, для реле РТ-80 Δt потрібно приймати $0,6 \div 0,7$ с, а для цифрових реле – не більше $0,2 \div 0,3$ с.

Характеристика 2 на рисунку 3.10 показана суцільною лінією та пунктиром для випадку виконання захисту на відхідному елементі 2 за схемою вмикання реле на різницю струмів двох фаз (наприклад, А і С). Як відомо, така схема має різну чутливість при різних видах КЗ. Пунктирна характеристика відповідає найменшій чутливості захисту (КЗ між фазами А і С, В і С), суцільна – найбільшій чутливості захисту (замикання між фазами А і С).

Використання реле з обернено залежною від струму характеристикою часу, таким чином, полегшує відлаштування МСЗ від струмів перевантаження при самозапусках двигунів і покращує умови його узгодження з РЗ відхідних ліній з подібними ж характеристиками.

Однак, простий МСЗ не може вважатись задовільним захистом від зовнішніх КЗ для генераторів великої потужності, оскільки є захистом з низьким коефіцієнтом чутливості, не спроможним надійно захищати шини генераторної напруги і резервувати РЗ відхідних елементів. Крім того, реле типу РТ-80 можуть підсумовувати дії струму при качаннях генератора, що може призвести до неправильних дій захисту.

Більш досконалим захистом генераторів від зовнішніх КЗ є захист мінімальної напруги зі струмовими або без струмових пускових реле. Для генераторів потужністю 1–6 МВт, у яких відсутні ТС зі сторони нейтралі генератора, цей захист може використовуватись без струмових реле (рисунок 3.8). Це не тільки не знижує його якості, але й у ряді випадків забезпечує більш високу чутливість. Захист виконується з трьома мінімальними реле напруги, які вмикаються на три лінійні напруги. Для усунення неправильних дій РЗ при пошкодженнях у вторинних колах TV передбачено його автоматичне виведення з дії при вимиканні автомата SF. Для цього TV не повинен мати запобіжників на стороні вищої напруги.

Напруга спрацьовування реле KV визначається розрахунком, виходячи з умов запобігання роботі захисту при зниженнях напруги, які викликані самозапуском двигунів, а також втратою збудження генераторів (останнє відноситься тільки до турбогенераторів). Практично приймаються такі значення напруги спрацьовування РЗ [1]:

– для турбогенераторів:

$$U_{c.з} = (0,5 \div 0,6) \cdot U_{Г.ном}; \quad (3.13)$$

$$U_{сп} = \frac{U_{c.з}}{n_n}, \quad (3.14)$$

де n_n – коефіцієнт трансформації вимірювальних ТН;

$U_{Г.ном}$ – номінальна міжфазна напруга генератора, В;

U_{cp} – напруга спрацьовування реле, В;
– для гідрогенераторів:

$$U_{c.з} = (0,6 \div 0,7) \cdot U_{Г.ном}. \quad (3.15)$$

При такому налаштуванні захист може виявитись нечутливим до КЗ на відхідних елементах з зосередженими опорами (трансформатори, реактори, лінії), що є його недоліком. Час дії захисту вибирається за умовами селективності на ступінь Δt вищим найбільшого часу дії РЗ відхідних елементів станції. Захист може виконуватись з двома ступенями часу дії.

Більш чутливим захистом є МСЗ з комбінованим пуском напруги (див. рисунок 3.9).

Схема пускового органу складається з двох реле напруги: фільтр-реле напруги зворотної послідовності KV2 і мінімального реле напруги KV1. Обмотка реле KV1 увімкнена через розмикальні контакти реле KV2.1 на лінійну напругу. Розмикальні контакти реле KV1.1 діють на проміжне реле КЛ. Останнє використовується для передачі імпульсу від струмових реле КА на реле часу КТ, а також для сигналізації несправності кіл напруги.

В нормальному режимі на генераторі, що працює, контакт KV1.1 розімкнено, а при зниженні напруги між фазами А і В нижче напруги спрацьовування U_{cp} він замикається. Реле KV1< призначено для роботи при трифазних КЗ, коли виникає глибоке зниження напруги на всіх трьох фазах.

Реле KV2 призначене для роботи при двофазних КЗ, коли в мережі з'являється напруга зворотної послідовності U_2 . При спрацьовуванні контакти реле KV2.1 розмикаються і розмикають коло обмотки реле KV1<, в результаті чого контакти реле KV1 замикаються і забезпечується пуск захисту. Таким чином, для дії захисту необхідно одночасне спрацьовування принаймні одного струмового реле КА і одного з реле напруги KV1 або KV2.

Струм спрацьовування струмових реле береться рівним $(1,3 \div 1,5) \cdot I_{Г.ном}$. Напруга спрацьовування мінімального реле напруги KV1 вибирається за умовами (3.13), (3.14) або (3.15), (3.14). Напруга спрацьовування фільтр-реле KV2 вибирається рівною:

$$U_{c.з} = (0,1 \div 0,12) \cdot U_{Г.ном}. \quad (3.16)$$

Час дії цього захисту вибирається так само, як для захисту мінімальної напруги (див. рисунок 3.8).

Коефіцієнт чутливості для струмових реле визначається за виразом (3.12) і повинен бути не меншим 1,5 при КЗ на шинах генераторної напруги і не меншим 1,2 при пошкодженні в кінці зони резервування (наприклад, за підвищувальним трансформатором, в кінці відхідної лінії тощо).

Коефіцієнт чутливості реле KV2 може не визначатися, оскільки він зазвичай отримується достатньо високим. Для визначення коефіцієнта чутливості реле KV1, яке увімкнено за схемою на рисунку 3.9, користуються виразом:

$$k_u = \frac{U_{c.з} \cdot k_{нов}}{U_k} \geq 1,2, \quad (3.17)$$

де $U_{c.з}$ – напруга спрацьовування захисту;

U_k – напруга на шинах генераторної напруги при металевому трифазному КЗ в кінці зони резервування для моменту часу, який відповідає часу дії захисту;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення реле KV1.

Підвищення чутливості пускового органу напруги при трифазних КЗ (реле KV1<) в $k_{нов}$ разів пояснюється тим, що напруга зворотної послідовності U_2 короткочасно з'являється і при трифазних КЗ. Це призводить до короткочасного розмикання контактів реле KV2 і зняття напруги з обмотки реле KV1<. Після зникнення напруги U_2 для повернення реле KV1< потрібна вже більш висока напруга, ніж при його спрацьовуванні.

Струмний захист зворотної послідовності I_2 в різних виконаннях, який використовується для генераторів великої потужності, розглядається в [1].

Захист від симетричного перевантаження. Захист виконується за допомогою одного струмового реле і реле часу, яке спроможне тривало знаходитись під напругою, і діє на сигнал. Струм спрацьовування струмового реле береться рівним $(1,2 \div 1,25)I_{Г.ном}$. Час дії вибирається більшим, ніж час дії захисту від зовнішніх КЗ.

Для генераторів потужністю більше 5 МВт на ГЕС без постійного чергового персоналу передбачається додатковий захист від перевантаження з залежною від струму характеристикою часу спрацьовування, яка відповідає характеристиці допустимих перевантажень генератора. Захист діє на розвантаження генератора вимиканням частини електроприймачів і, якщо це розвантаження виявляється неефективним, на вимикання вимикача і АГП генератора.

Захист від підвищення напруги (рисунок 3.11). Напруга спрацьовування захисту встановлюється в межах:

$$U_{c.з} = (1,5 \div 1,7)U_{Г.ном}. \quad (3.18)$$

Час дії захисту 0,5 с.

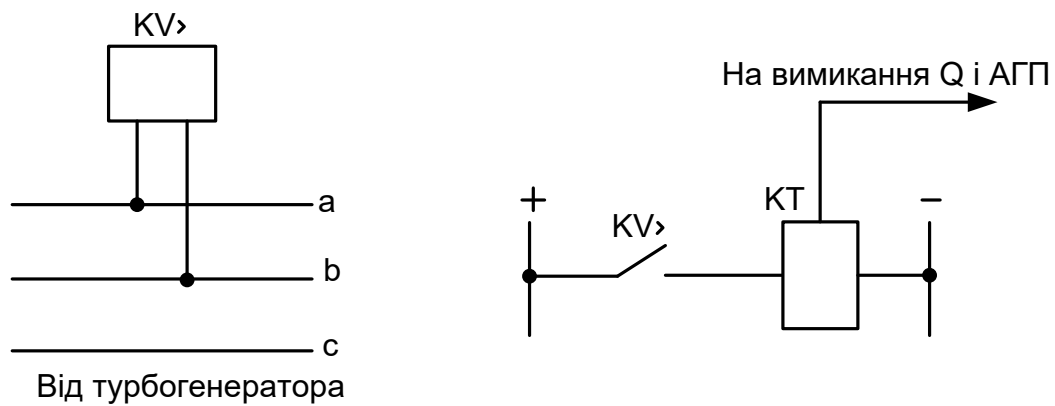


Рисунок 3.11 – Схема захисту гідрогенератора від підвищення напруги

Захист від замикань на землю в одній точці кола збудження. ПУЕ зобов'язують на всіх генераторах з непрямим охолодженням обмотки ротора встановлювати спеціальний захист від замикань на землю в одній точці кола збудження з дією на сигнал. При відсутності такого захисту справність ізоляції кола збудження відносно землі періодично контролюється черговим персоналом за допомогою вольтметра.

Один затискач вольтметра постійно під'єднано до землі, а другий під час вимірювання по чергово під'єднується до полюсів ротора.

При задовільній ізоляції ротора показання вольтметра близькі до нуля. При замиканні на землю в роторі вольтметр показує значення напруги кожного полюса відносно землі. Один вольтметр з перемикачем допускається використовувати для контролю ізоляції декількох генераторів. Однак, цей спосіб контролю не можна вважати достатньо надійним.

Спеціальний захист від замикань на землю в одній точці кола збудження виконується за допомогою струмового реле КА, яке вмикається між будь-якою точкою кола збудження і землею (рисунок 3.12). Заземлення виконується за допомогою спеціальної щітки, яка має електричний контакт з валом турбогенератора.

Досвід експлуатації, однак, показує, що стандартні заземлювальні щітки, які працюють у важких умовах (висока температура (250–300 °С), замаслювання поверхні валу, запилення теплоізоляцією) не забезпечують стійкого та надійного контакту з валом. Порушення заземлення валу призводить не тільки до електроерозії від статичної електрики, але і до порушення нормальної роботи комплектів захистів від замикань на землю в одній або в двох точках кола збудження і відмові в роботі пристрою вимірювання опору ізоляції всієї системи збудження. Для підвищення надійності роботи ТГ та їх захистів рекомендується використовувати спеціальний заземлювальний блок ВНИИЭ, який з'єднується з валом ТГ зі сторони контактних кілець генератора через релейну щітку.

під'єднується до того генератора, у якого виявлено замикання на землю в колі збудження. Для виконання захисту зазвичай використовується схема містка, який складається з потенціометра RP і обмотки збудження генератора LG. В діагональ містка вмикається струмове реле КА (рисунок 3.13). При з'явленні першого замикання на землю (в точці K1) потенціометр під'єднують до кілець ротора, а движок потенціометра встановлюють таким чином, щоб через реле КА не проходив струм. Відсутність струму контролюється вольтметром, який під'єднується через кнопку паралельно обмотці струмового реле КА. При правильному налаштуванні РЗ показання вольтметра повинні дорівнювати нулю.

При виникненні другого замикання на землю (в точці K2) частина обмотки збудження закорочується, рівновага містка порушується і через реле КА проходить струм. Захист діє, як правило, на сигнал.

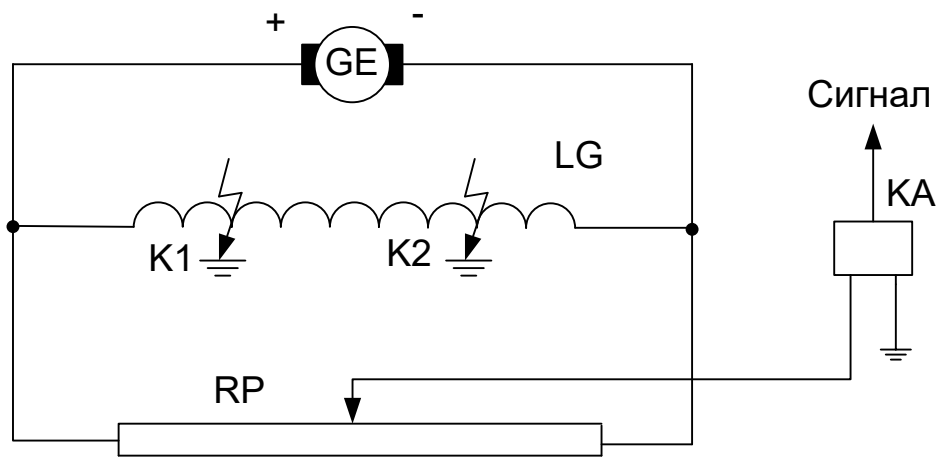


Рисунок 3.13 – Принципова схема увімкнення реле захисту від замикань на землю у другій точці кола збудження

4 ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ ПОТУЖНІСТЮ ДО 1 МВт

Типи захисних пристроїв. Генератори напругою до 1 кВ мають вищі запаси ізоляції порівняно з генераторами високої напруги, і при регулярному проведенні профілактичних випробувань пошкодження в них виникають відносно рідко. Тому захист генераторів напругою до 1 кВ потужністю до 1 МВт виконується спрощено.

Для генераторів, які працюють з незаземленою нейтраллю, РЗ від усіх видів пошкоджень і ненормальних режимів здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів (автоматів) з максимальними розчеплювачами або вимикачів з МСЗ. Захист повинен передбачатись в двофазному виконанні і приєднуватись до ТС, які встановлено на виводах генератора зі сторони нейтралі. Якщо виводи зі сторони нейтралі відсутні та їх чомусь неможливо виконати, тоді захист або автомат вмикають зі сторони лінійних виводів генератора.

Для генераторів, які працюють з глухозаземленою нейтраллю, захист передбачається в трифазному або двофазному виконанні, але в останньому випадку зі встановленням додаткового максимального або диференційного захисту нульової послідовності від КЗ на землю. В ряді випадків при паралельній роботі захищеного генератора з системою або з іншими генераторами додатково до МСЗ з витримкою часу встановлюється миттєва струмова відсічка. Можливість використання відсічки визначається розрахунком.

Для захисту генераторів 150 кВт і менше допускається найбільш просте виконання захисту за допомогою плавних запобіжників. В генераторах потужністю 1 МВт і більше напругою до 1 кВ повинно здійснюватись автоматичне гасіння поля введенням опору в коло збудження збудника (див. рисунок 2.3, а). Подібний пристрій АГП часто виконується і для генераторів меншої потужності, за винятком генераторів, що захищені плавкими запобіжниками.

Захист плавкими запобіжниками. Плавкі запобіжники (ПЗ) можуть використовуватись для захисту генераторів напругою до 500 В та потужністю 150 кВт і менше. Запобіжники F встановлюються на трьох фазах (рисунок 4.1). Для того, щоб заміну перегорівших плавких вставок здійснювати зі зняттям напруги, передбачається рубильник QS.

Принцип дії ПЗ засновано на тепловій дії електричного струму. Чим більше значення струму, який проходить через плавку вставку запобіжника, тим швидше вона перегорає і розриває електричне коло. На рисунку 4.2 наведено захисні характеристики одного з типів запобіжників.

Характеристика є залежністю повного часу вимикання t струмового кола плавкою вставкою від струму, який проходить через цю вставку.

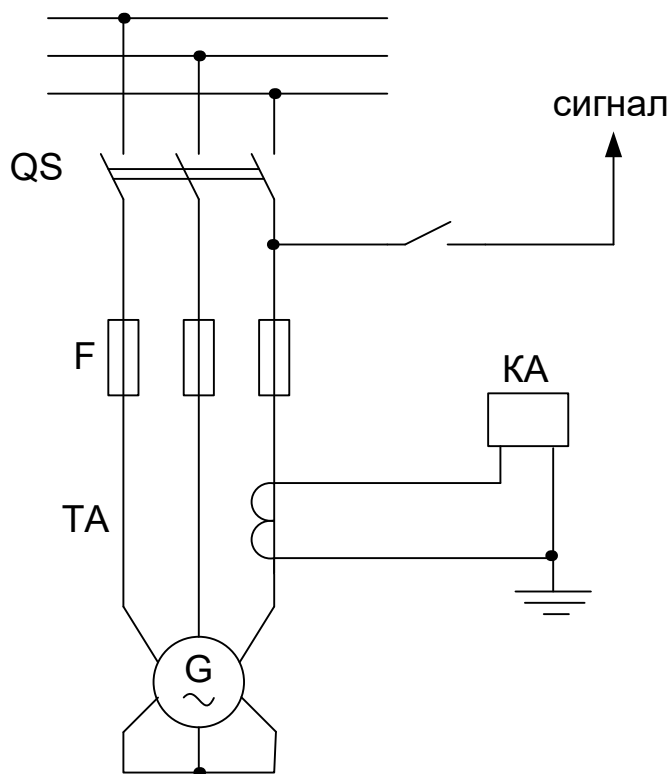


Рисунок 4.1 – Схема захисту генератора плавкими запобіжниками ПН2-250

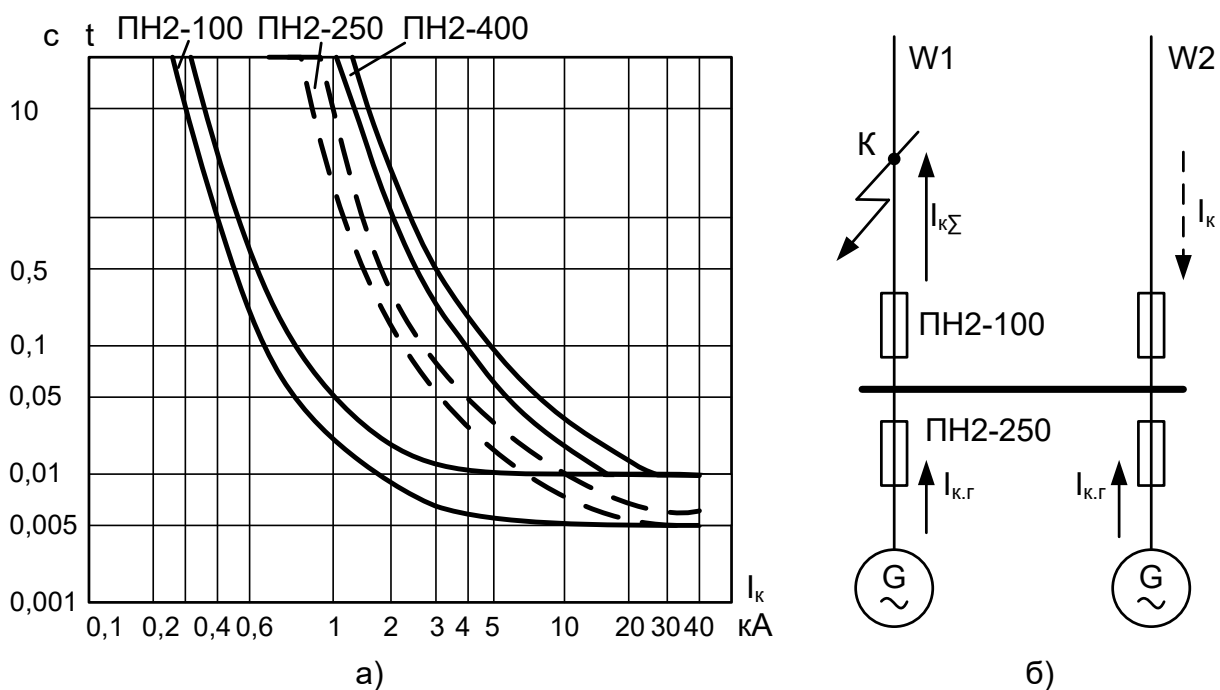


Рисунок 4.2 – Перевірка селективності між запобіжниками типу ПН-2 генераторів і відхідних ліній

а) – захисні характеристики запобіжника типу ПН-2;

б) – розрахункова схема

Вибір запобіжників здійснюється за умовами (4.1)÷(4.4). Номінальна напруга запобіжників та їх плавких вставок $U_{вс.ном}$ повинна вибиратись рівною номінальній напрузі мережі U_M :

$$U_{вс.ном} \geq U_M. \quad (4.1)$$

Граничний струм плавкої вставки $I_{вс.гр.}$, що вимикається, повинен бути рівним або більшим максимального розрахункового струму КЗ $I_{к.мах}$, що проходить по захищуваному колу:

$$I_{вс.гр.} \geq I_{к.мах}. \quad (4.2)$$

Струм $I_{к.мах}$ визначається для початкового моменту КЗ (при $t = 0$):

- а) для генератора, що працює один, за виразом (1.5);
- б) для генератора, що працює паралельно з системою або з іншими генераторами, як сумарний струм КЗ на виводах захищуваного генератора, за винятком струму КЗ, який посилається цим генератором.

Номінальний струм плавкої вставки, тобто струм, який вставка витримує необмежено довгий час, повинен вибиратись, за змоги, мінімальним:

$$I_{вс.ном} \geq k_n \cdot I_{Г.ном}, \quad (4.3)$$

де k_n – коефіцієнт надійності.

Враховуючи інерційність запобіжника та короткочасний характер перевантажувальних режимів генераторів малої потужності, приймають $k_n = 1,1 \div 1,3$. При цьому менше значення k_n відноситься до генераторів, що працюють одні. Обравши ближню більшу плавку вставку за шкалою вставок, необхідно перевірити чи ця вставка забезпечує селективність дії при КЗ на елементах зовнішньої мережі. Для цього порівнюють захисні характеристики запобіжників, які встановлено на генераторі і на елементах зовнішньої мережі. Селективність вважається достатньою, якщо при КЗ на будь-якому з елементів зовнішньої мережі час перегорання його запобіжників буде не менше, ніж в 3 рази меншим часу перегорання запобіжників на генераторі.

При цьому для генераторів, які працюють паралельно з іншими генераторами або з енергосистемою, потрібно враховувати різницю в значеннях струмів КЗ, що проходять через запобіжники кожного з генераторів ($I_{кГ}$ на рисунку 4.2) і через запобіжники пошкодженого елемента ($I_{к\Sigma}$). Очевидно, що сумарний струм КЗ буде значно більшим і, отже, час перегорання запобіжників у пошкодженого елемента буде меншим, ніж у генераторів, тим паче, що плавкі вставки на відхідних елементах, як правило, мають менший струм $I_{в.ном}$, ніж на генераторах.

При установленні на генераторі і на елементах зовнішньої мережі однотипних запобіжників для забезпечення селективності достатньо, щоб номінальні струми їхніх плавких вставок розрізнялись на два або три ступеня шкали стандартних плавких вставок.

Після перевірки селективності необхідно визначити надійність дії плавкої вставки при внутрішніх пошкодженнях генератора, який працює паралельно з системою або з іншими генераторами. Для цього розраховується мінімальний струм КЗ, який надходить з зовнішньої мережі при КЗ на виводах захищеного генератора ($I_{K.min}$). Для надійного захисту генератора потрібно, щоб виконувалась умова:

$$\frac{I_{K.min}}{I_{вс.ном}} \geq 3, \quad (4.4)$$

де $I_{K.min}$ – струм однофазного або двофазного КЗ для мереж з глухозаземленою нейтраллю або двофазного КЗ для мереж з ізольованою нейтраллю.

Вказівки щодо проведення розрахунку струмів КЗ в мережах напругою до 1 кВ наведено в [1, 3].

Потрібно відмітити недоліки запобіжників, які використовуються для захисту генераторів. Вони не захищають від внутрішніх пошкоджень генератори, що працюють одні, і не забезпечують захист генераторів від перевантажень.

Захист автоматами. Автомати використовуються для захисту генераторів напругою до 500 В (головним чином 400 та 230 В). Автомат встановлюється зі сторони лінійних виводів генератора і є одночасно апаратом захисту і комутаційним апаратом (рисунок 4.3).

Для запобігання неселективних вимикань генераторів при КЗ на елементах зовнішньої мережі автомати обов'язково повинні мати витримку часу. Сучасні селективні автомати з витримкою часу при перевантаженнях і струмах КЗ забезпечують цю вимогу. Вони можуть виконувати функції струмової відсічки та МСЗ. З цією метою в селективні автомати вбудовуються максимальні розчеплювачі 1, які спрацьовують миттєво або з незалежною від струму витримкою часу (0,25–0,4 с) при КЗ в генераторі і з витримкою часу, яка обернено залежна від струму, при перевантаженнях або КЗ на елементах зовнішньої мережі. Струмова відсічка використовується лише для захисту генераторів, які працюють паралельно з системою або з іншими генераторами.

В автомат вбудовується незалежний (вимикальний) розчеплювач 2, який призначено для його дистанційного вимикання, але, крім того, може використовуватись і для вимикання автомата при дії КЗ, який додатково встановлюється на генераторі. Таким додатковим РЗ може бути, наприклад, струмовий захист нульової послідовності. В автоматі може бути пе-

редбачено також мінімальний розчеплювач, за допомогою якого здійснюється захист мінімальної напруги і який вимикає автомат при значному зниженні напруги.

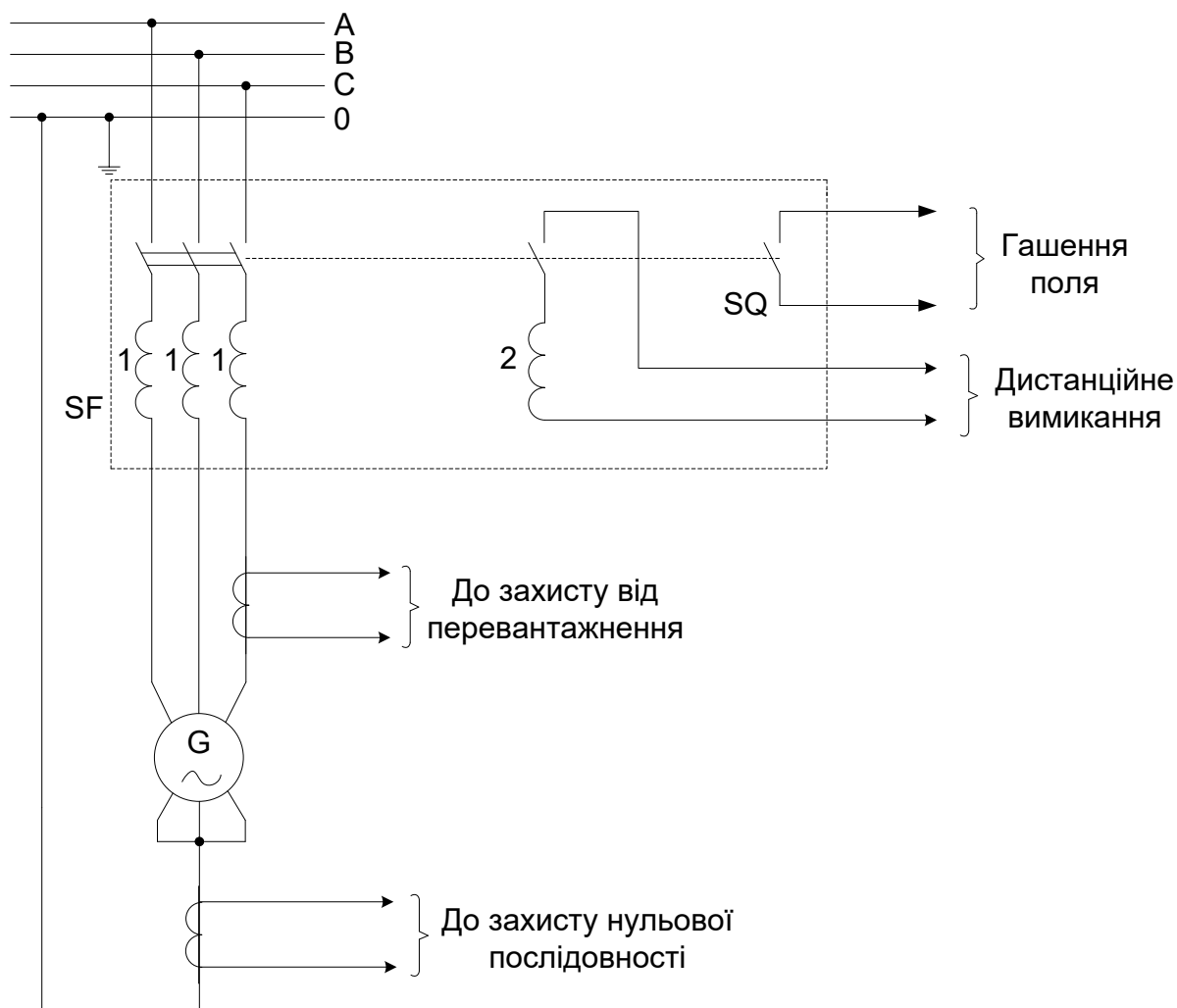


Рисунок 4.3 – Схема захисту генератора з автоматом

За допомогою допоміжного контакту автомата SQ здійснюється автоматичне гасіння магнітного поля генератора введенням опору $R_{Г.з.}$ в коло збудника LE.

Встановлення автомата зі сторони лінійних виводів генератора не забезпечує захист від внутрішніх пошкоджень генератора, що працює один.

Тому для таких генераторів доцільно встановлювати автомат зі сторони нульових виводів генератора або виконувати додатково три- або двофазний МСЗ, який вмикається на ТС зі сторони нульових виводів генератора. Захист повинен діяти на вимикання вимикача або автомата, який в останньому випадку встановлюється зі сторони лінійних виводів.

Селективні автомати доцільно встановлювати на генераторах потужністю більше 100 кВт. Для генераторів меншої потужності поряд з плавкими запобіжниками використовуються більш прості – неселективні автомати,

наприклад, установчі автомати серії АЗ100, які мають комбінований розчеплювач, в який входять максимальний і тепловий розчеплювачі.

Вибір автоматів, які призначено для захисту генераторів, здійснюється за умовами (4.5) ÷ (4.10) [1, 5].

1. Номінальна напруга автомата повинна бути вищою або дорівнювати напрузі мережі:

$$U_{авт.ном} \geq U_M. \quad (4.5)$$

2. Гранично допустимий струм автомата повинен бути більшим максимального струму КЗ, який проходить через автомат:

$$I_{авт.гр.} \geq I_{к.мах}. \quad (4.6)$$

3. Номінальний струм максимального розчеплювача повинен бути набагато більшим номінального струму генератора, враховуючи, що тривале перевантаження генераторів не допускається:

$$I_{рч.ном} \geq I_{Г.ном}. \quad (4.7)$$

При цьому приймається ближче більше значення за шкалою номінальних струмів розчеплювачів.

4. Струм уставки максимального розчеплювача з витримкою часу, об'єднано залежного від струму (МСЗ генератора), повинен бути більшим струму короточасного перевантаження генератора, яке викликається самозапуском або пуском двигунів, вимиканням генератора, що працює паралельно, тощо. Враховуючи, що захист має обернено залежну від струму витримку часу (рисунок 4.4), залежно від типу автомата можна орієнтовно брати:

$$I_{уст.рч} \geq (1,3 \div 1,6) \cdot I_{Г.ном}. \quad (4.8)$$

Далі за шкалою уставок підбирається найближча більша уставка і виконується її перевірка за умовами селективності та чутливості. Для забезпечення селективності потрібно узгодження вибраної захисної характеристики автомата, встановленого на генераторі, з захисними характеристиками автоматів (або запобіжників), встановлених на елементах зовнішньої мережі. При всіх можливих значеннях струмів КЗ на цих елементах, їхні захисні пристрої повинні спрацювати раніше, ніж зможе вимкнутись автомат, який встановлено на генераторі.

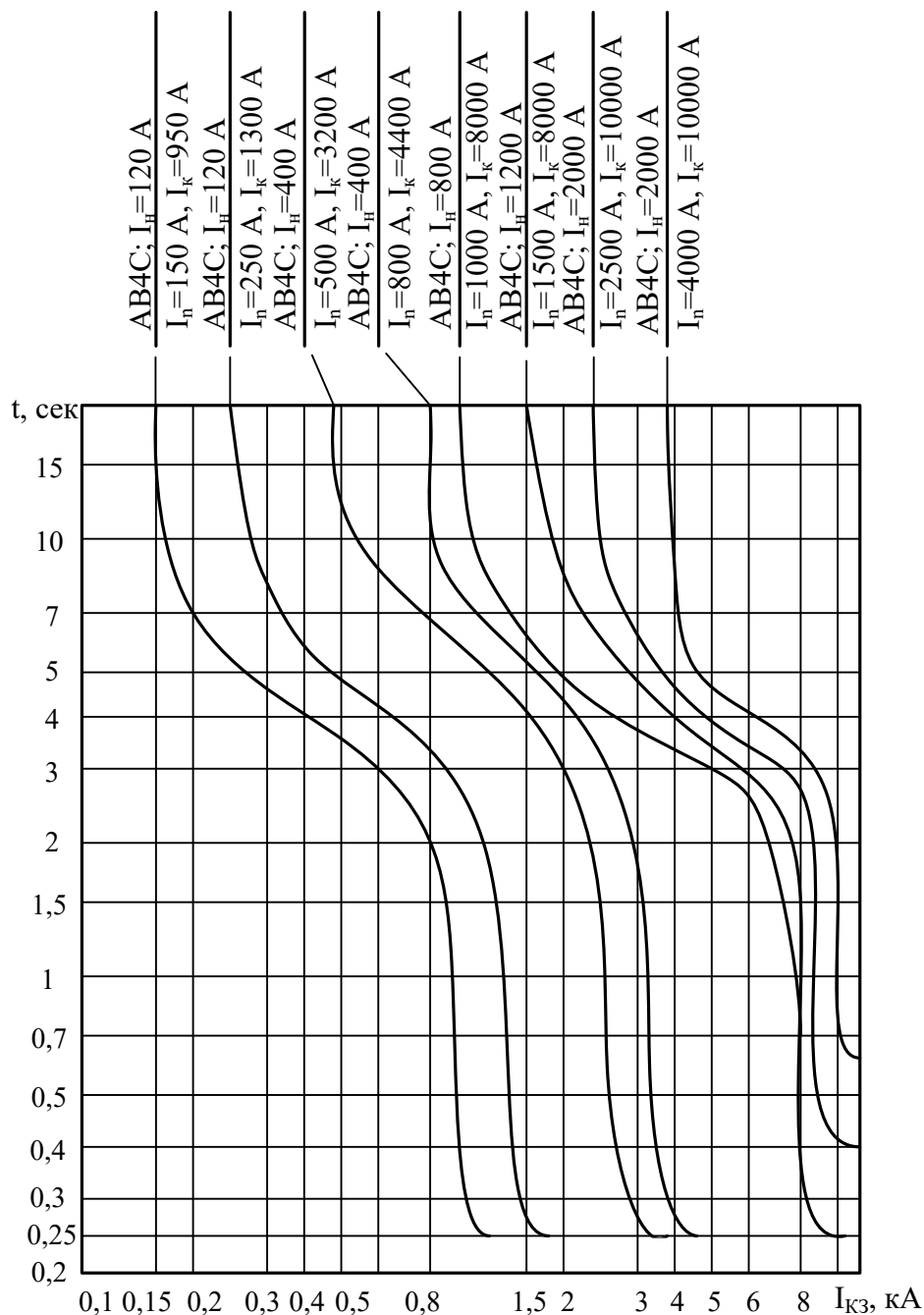


Рисунок 4.4 – Захисні характеристики селективних автоматів

Для забезпечення селективності між автоматами, а також між автоматами і запобіжниками, необхідно дотримуватись таких правил:

а) номінальний струм розчеплювача $I_{рч.ном}$ вищого елемента (генератора) повинен перевищувати на два ступеня струм найбільшого розчеплювача автоматів, встановлених на нижчих елементах (зовнішній мережі);

б) співвідношення номінальних струмів плавких вставок $I_{вс.ном}$ типу ПН-2 на елементах зовнішньої мережі і розчеплювача $I_{рч.ном}$ автомата, встановленого на генераторі, повинно відповідати таким даним:

$I_{вс.ном}, A$	до 100	120	150	200	250
$I_{рч.ном}$ (генератора), A	≥ 120	150	200	300	400

Чутливість МСЗ перевіряється в усталеному режимі трифазного КЗ на виводах одиничного генератора. Кратність цього струму КЗ до уставки максимального розчеплювача $I_{уст.рч.}$ повинна бути не меншою 1,5:

$$K = \frac{I_{K.min}^{(3)}}{I_{уст.рч.}} \geq 1,5, \quad (4.9)$$

де $I_{K.min}^{(3)} = I_{\infty}^{(3)}$ визначається за виразом (1.9).

5. Струм уставки максимального розчеплювача, який спрацьовує з незалежною від струму витримкою часу (струмова відсічка), повинен бути більшим максимального струму $I_{к.мах}$, який посиляється генератором в початковий момент КЗ (при $t = 0$) на шинах генераторної напруги:

$$I_{уст.рч.} \geq k_n \cdot I_{к.мах}, \quad (4.10)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, який враховує неточність уставок автомата, вплив аперіодичної складової струму КЗ і необхідний запас; для максимальних розчеплювачів, які не мають уповільнення, $k_n = 1,6 \div 1,8$; для розчеплювачів, які діють з уповільненням $0,25 \div 0,4$ с, орієнтовно береться $k_n = 1,2 \div 1,3$ (без врахування аперіодичної складової);

$I_{к.мах}$ – періодична складова струму (при $t = 0$), який проходить через автомат при зовнішньому трифазному металевому КЗ на шинах генераторної напруги і визначається за виразом (1.5).

Вибраний струм уставки цього максимального розчеплювача повинен бути перевірений також за умовою відлаштування від можливого струму коливань. Ця перевірка може не виконуватись якщо порушення стійкості малоімовірно, наприклад, при відсутності несинхронних АПВ на елементах зв'язку станції з системою, а також при відсутності захистів з витримкою часу на елементах мережі генераторної напруги.

Чутливість максимального розчеплювача з вибраною уставкою перевіряється за короткими замиканнями на виводах генератора в режимі його паралельної роботи з енергосистемою або з іншими генераторами. В мережах з ізольованою нейтраллю розраховується двофазне КЗ, а в мережах з глухозаземленою нейтраллю – однофазне і двофазне. Кратність мінімального струму КЗ до струму уставки максимального розчеплювача повинна бути не меншою 1,5.

Максимальний струмовий захист і струмова відсічка. В тих випадках, коли генератор низької напруги приєднується до шин через вимикач, який не має вбудованих реле, для його захисту використовуються дво- або трирелейний МСЗ з вторинними реле непрямої дії, що виконується аналогічно

до генераторів високої напруги (див. рисунок 3.7). Розрахунок МСЗ здійснюється за умовами (3.11) та (3.12).

Струмова відсічка виконується також аналогічно до генераторів високої напруги. Чутливість відсічки перевіряється за (3.5). При цьому для мереж з глухозаземленою нейтраллю розглядаються дво- і однофазне КЗ, для мереж з ізольованою нейтраллю – двофазне КЗ на виводах генератора.

У тих випадках, коли чутливість відсічки в трифазному виконанні недостатня при однофазних КЗ в генераторі, потрібно використовувати спеціальний захист від замикань на землю – захист нульової послідовності.

Максимальний струмовий та поздовжній диференційний захист нульової послідовності. Захисти нульової послідовності використовуються на генераторах, які працюють з глухозаземленою нейтраллю. Можливі способи виконання цих РЗ наведено на рисунку 4.5. На рисунку 4.5, а) наведено схему максимального струмового захисту нульової послідовності зі струмовим реле, яке вмикається через трансформатор струму в нульовому проводі генератора. Цей РЗ може спрацювати при замиканні на землю в мережі генераторної напруги і тому для забезпечення селективності він обов'язково повинен виконуватись з витримкою часу. Час дії РЗ повинен бути вибраний більшим, ніж час дії захисних пристроїв, які встановлено в мережі. В ряді випадків вона може бути значною, особливо при використанні в мережі плавких запобіжників.

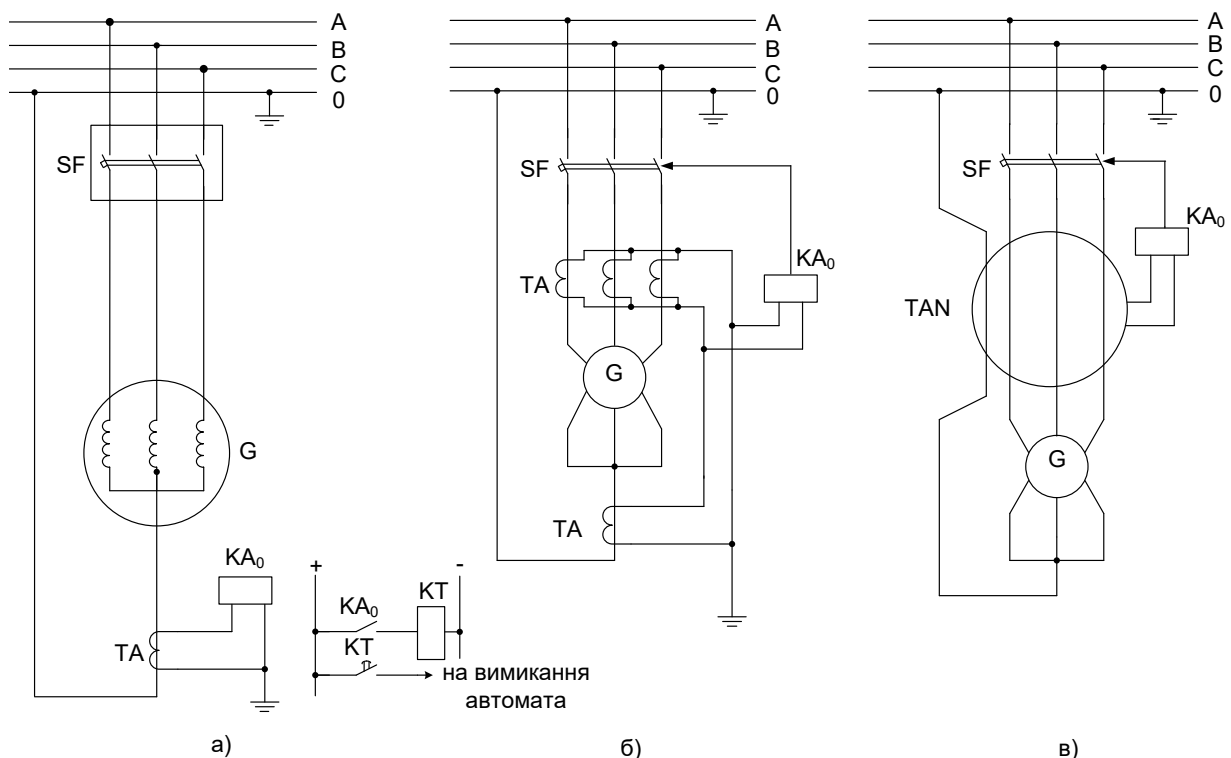


Рисунок 4.5 – Схеми захистів нульової послідовності для генераторів, які працюють із заземленою нейтраллю

Для забезпечення миттєвого вимикання генератора при однофазних КЗ в обмотці статора використовується поздовжній диференційний захист нульової послідовності. На рисунку 4.5, б) наведено варіант виконання цього РЗ з використанням трьох ТС, які зібрано в фільтр струмів нульової послідовності, і одного ТС, який вмикається в нульовий провід генератора. Потрібно відмітити, що в багатьох закордонних країнах такий РЗ широко використовується і для генераторів напругою вище 1 кВ, які працюють з заземленою нейтраллю.

На рисунку 4.5, в) наведено більш просте виконання диференційного РЗ з одним ТС нульової послідовності ТАН. Трансформатор струму нульової послідовності може бути виконано не тільки для кабельних, але і для шинних виводів, якщо ізолювати і розташувати сумісно всі три фази генератора та нульовий провід.

Диференційний захист нульової послідовності є абсолютно селективним і виконується без витримки часу. Для кращого відлаштування від струмів небалансу РЗ рекомендується виконувати з реле типу РТ-40/Ф, яке має знижену (приблизно у 8 разів) чутливість до струмів третьої гармоніки. При виконанні РЗ за схемою на рисунку 4.5, в) струм спрацьовування може бути вибрано меншим номінального струму генератора. При виконанні РЗ за схемою на рисунку 4.5, б) для запобігання її неправильної роботи при обриві струмового кола в тритрансформаторному фільтрі струмів нульової послідовності струм спрацьовування вибирається рівним $I_{сз} = (1,3 \div 1,4) I_{Г.ном}$. В обох випадках коефіцієнт чутливості РЗ завжди забезпечується більшим двох.

Диференційний захист нульової послідовності особливо доцільний для генераторів, що працюють одні, і, тим паче, для тих, у яких захист (автомат) встановлено зі сторони лінійних виводів.

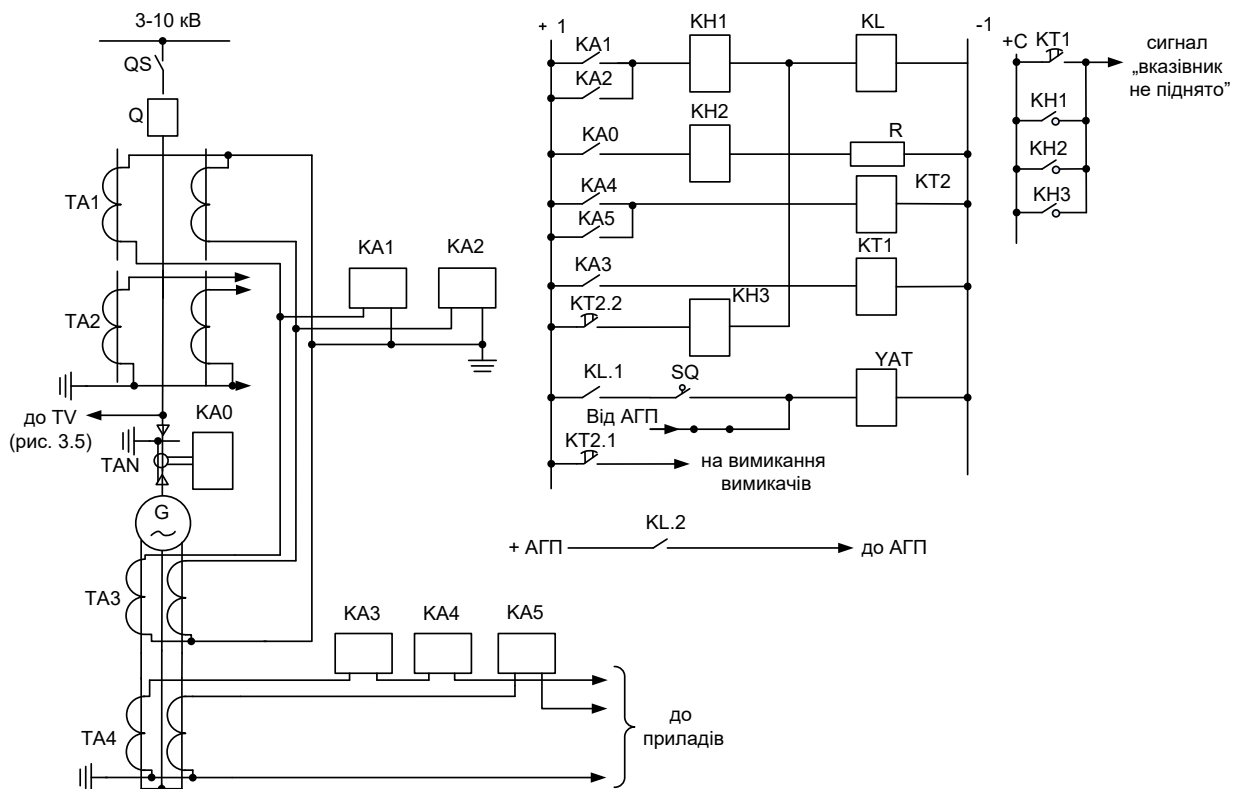
Цей захист також доцільний для генераторів, що працюють паралельно, у яких неможливо виконати достатньо чутливу максимальну струмову відсічку.

5 ПОВНІ СХЕМИ ЗАХИСТУ ГЕНЕРАТОРІВ З ВИКОРИСТАННЯМ АНАЛОГОВИХ РЕЛЕ

На рисунку 5.1 наведена повна схема захисту турбогенераторів 1 МВт і менше, яка виконана на постійному оперативному струмі (живлення від акумуляторної батареї). Схема містить такі типи захистів:

1) поздовжній диференційний струмовий РЗ в двофазному виконанні (реле КА1, КА2);

2) струмовий РЗ від замикань на землю з кабельним ТС нульової послідовності TAN і чутливим струмовим реле КА₀ (РЗ встановлюється при припущенні, що струм замикання на землю в мережі генераторної напруги більший 5 А);



TAN – трансформатор струму нульової послідовності ТЗЛ;

КА1, КА2 – реле диференційні серії РНТ-560;

КА3 ÷ КА5 – реле струмові серій РТ-40 або РСТ;

КТ1, КТ2 – реле часу; КЛ – реле проміжне;

КН1 ÷ КН3 – вказівне реле

Рисунок 5.1 – Схема захисту турбогенератора 3–6 кВ потужністю 1 МВт і менше, який має виводи окремих фаз обмотки статора зі сторони нейтралі

3) МСЗ від зовнішніх КЗ з двома ступенями витримок часу (реле струму КА4, КА5, реле часу КТ2);

4) МСЗ від симетричного перевантаження в однофазному виконанні (реле КА3, КТ1) з дією на сигнал.

Всі РЗ, крім захисту від перевантаження, діють через вихідне проміжне реле КЛ на електромагніт вимикання УАТ вимикача Q і на спеціальний контакт, який здійснює автоматичне гасіння поля генератора. Кожний РЗ має своє вказівне реле (КН1÷КН3), що полегшує з'ясування причини вимикання генератора. В схемі передбачено коло вимикання вимикача генератора при випадковій дії АГП, тобто при виникненні асинхронного режиму генератора.

За необхідності підвищення чутливості МСЗ від зовнішніх КЗ він може бути виконаний за схемою рисунка 3.9, тобто з пуском за напругою.

Для диференційного захисту рекомендується використовувати трирелейну схему з реле серії РНТ-560 (див. рисунок 3.1, б), яка забезпечує швидке вимикання генератора при подвійних замиканнях на землю, при цьому повинні бути встановлені ТС у всіх трьох фазах.

При необхідності може бути виконано і РЗ від підвищення напруги.

На рисунку 5.2 як приклад наведено схему РЗ турбогенератора потужністю 1 МВт і менше, напругою вище 1 кВ, який виконано на змінному оперативному струмі.

Схема містить:

1) струмову відсічку з одним реле прямої дії УАТ1 типу РТМ, яке вмикається на різницю струмів двох фаз (для підвищення чутливості відсічки можуть бути встановлені два реле типу РТМ, які вмикаються за схемою рисунка 3.2, б);

2) МСЗ від замикань на землю з кабельним трансформатором струму нульової послідовності ТАН і чутливим струмовим реле КА₀;

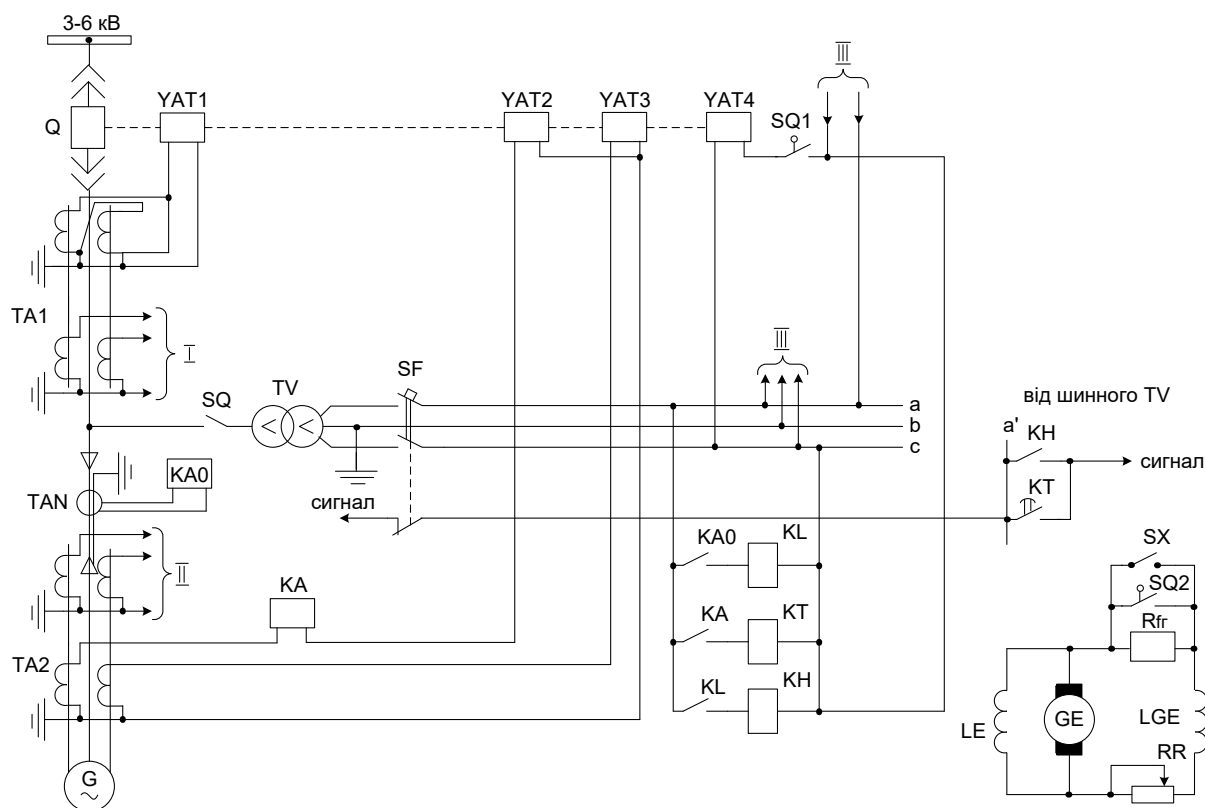
3) МСЗ від зовнішніх КЗ, який виконується з двома реле прямої дії УАТ2, УАТ3 типу РТВ, що мають обернено залежну від струму характеристику часу дії;

4) МСЗ від симетричного перевантаження в однофазному виконанні (реле КА, КТ) з дією на сигнал.

Джерелами оперативного струму для РЗ, які діють при КЗ, є трансформатори струму ТА1, ТА2, а для РЗ, дія яких здійснюється при пошкодженнях і ненормальних режимах та не супроводжується значним зниженням напруги, трансформатор напруги TV. При цьому для більшої надійності TV не має запобіжників на стороні вищої напруги. Гашення магнітного поля генератора здійснюється введенням гасильного опору $R_{fг}$ в коло збудження збудника, дешунтування $R_{fг}$ здійснюється допоміжним контактом вимикача SQ2.

Кола сигналізації живляться від незалежного джерела оперативного струму – від шинного трансформатора напруги. Це необхідно для забезпечення сигналізації вимкненого положення автомата генераторного транс-

форматора напруги TV. Дистанційне неавтоматичне вимикання вимикача здійснюється спеціальною котушкою вимикання YAT4, яка отримує живлення від TV. Ця котушка також використовується для вимикання вимикача при дії РЗ генератора від замикань на землю.



I – до пристрою компаундування;
 II – до вимірювальних приладів;
 III – дистанційне вимикання вимикача

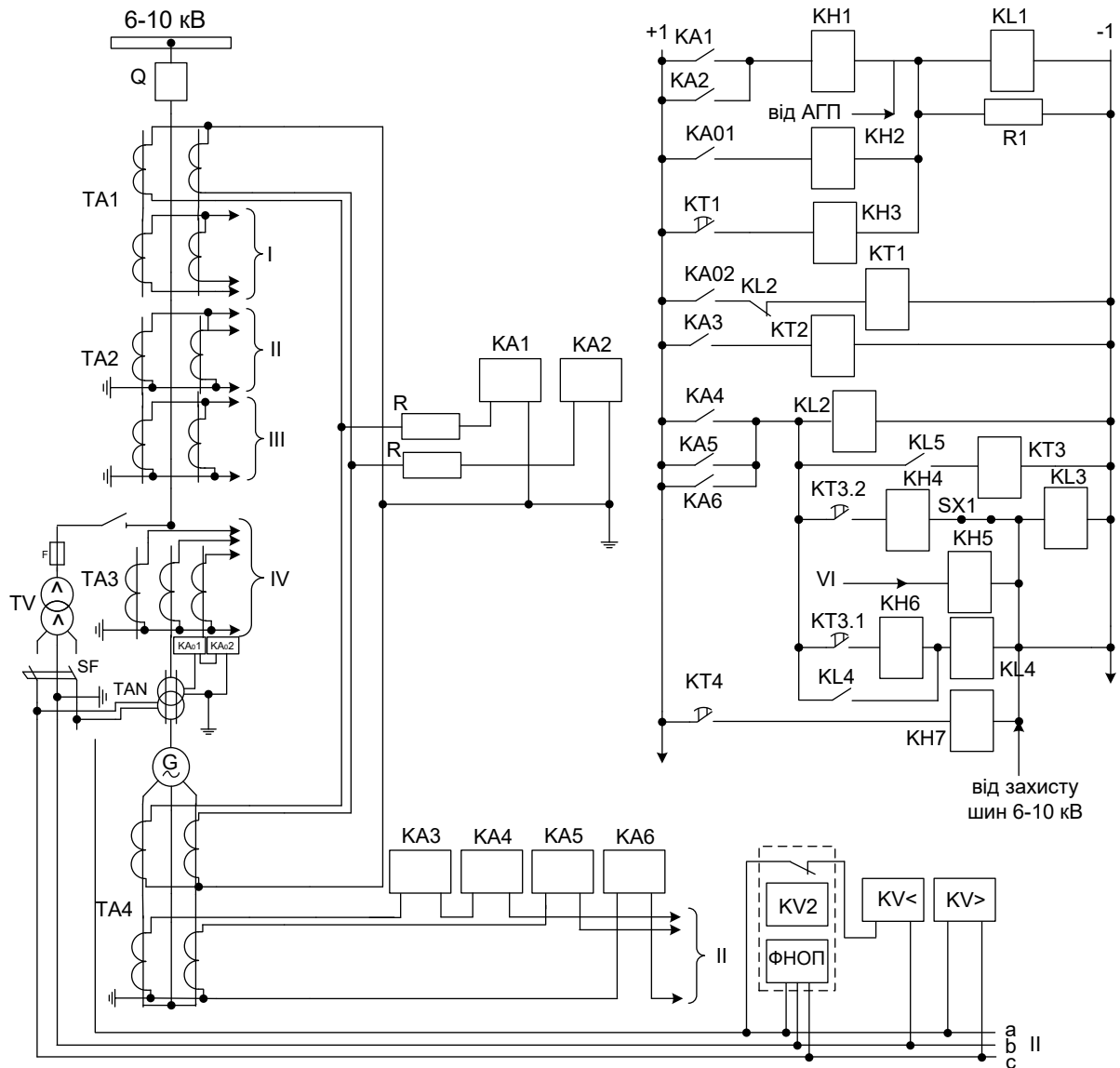
Рисунок 5.2 – Схема захисту турбогенератора 3–6 кВ потужністю 1 МВт і менше на змінному оперативному струмі

Схема захисту гідрогенератора напругою 6–10 кВ потужністю більше 1 МВт і до 50 МВт для станцій з постійним чергуванням персоналу на щиті управління наведена на рисунку 5.3:

1) поздовжній диференційний струмовий захист в двофазному виконанні з реле струму КА1, КА2 типу РТ-40 та додатковими опорами R або з реле типу РНТ-562 за схемою рисунку 3.1, б;

2) струмовий захист від замикань на землю з трансформатором струму нульової послідовності шинного типу TAN з підмагнічуванням змінним струмом від трансформатора напруги TV; цей захист реагує на однофазні замикання на землю в обмотці статора (реле струму КА₀₂, реле часу КТ1) та подвійні замикання на землю, одне з яких в обмотці статора (реле струму КА₀₁);

3) струмовий захист від зовнішніх КЗ з комбінованим пуском напруги (реле струму КА4÷КА6, фільтр-реле напруги зворотної послідовності типу РНФ-1, мінімальне реле напруги KV< типу РН-50, реле часу КТ3 типу ЭВ-134);



а) кола струму та напруги;

I – до захисту шин;

II – до вимірювальних приладів;

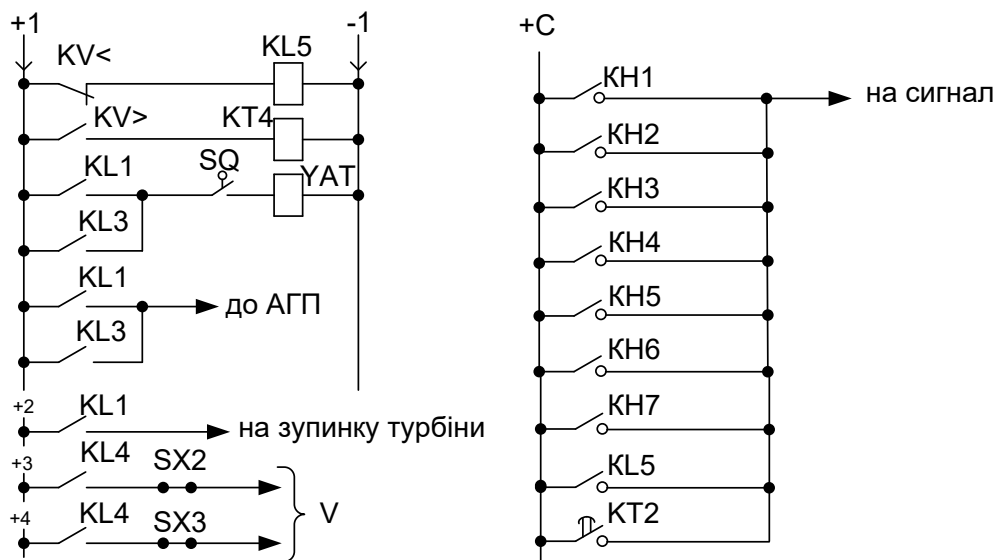
III – до станційної автоматики;

IV – до пристрою компаундування;

V – на вимкання секційних вимикачів суміжних секцій;

VI – від реле аварійного скидання щитів

Рисунок 5.3 – Схема захисту гідрогенератора 6–10 кВ потужністю більше 1 МВт до 50 МВт для станцій з постійним чергуванням на щиті управління



б) оперативні кола;

в) кола сигналізації

Рисунок 5.3, аркуш 2

4) захист від підвищення напруги з реле $KV>$, $KT4$;

5) струмовий захист від симетричного перевантаження в однофазному виконанні (реле $KA3$, $KT2$) з дією на сигнал.

В схемі використовуються два вихідних реле $KL1$ та $KL3$, оскільки деякі захисти ГГ повинні діяти тільки на вимикання вимикача і АГП, а інші захисти повинні, крім того, діяти на зупинення турбіни та включення протипожежного пристрою.

Захист від зовнішніх КЗ виконується двоступеневим. З меншою витримкою часу, яка створюється ковзним контактом реле часу $KT3.1$, він діє на вимикання секційних вимикачів суміжних секцій. Для забезпечення надійного вимикання цих вимикачів проміжне реле $KL4$ виконується з самоутриманням. З більшою витримкою часу реле $KT3$ діє на вихідне проміжне реле $KL3$. Струмові реле цього захисту використовуються також для автоматичного виведення з дії (блокування) захисту нульової послідовності від однофазних замикань (через реле $KL2$).

В схемі передбачено постійне коло для вимикання вимикача генератора при вимиканні АГП, оскільки асинхронний режим для ГГ не допускається. Особливістю схеми є також коло вимикання ГГ при дії реле аварійного скидання щитів гідроелектричної станції.

Розглянута схема може використовуватись і для захисту ТГ цієї ж потужності. При цьому схема дещо спрощується, оскільки для ТГ не потрібен захист від підвищення напруги (реле $KV>$, $KT4$, $КН7$), встановлюється тільки одне вихідне реле, відпадає необхідність в колі вимикання від реле аварійного скидання щитів і в колі на зупинку турбіни. Не встановлюються також ТС, які живлять пристрої автоматики ГЕС. В колі вимикання вими-

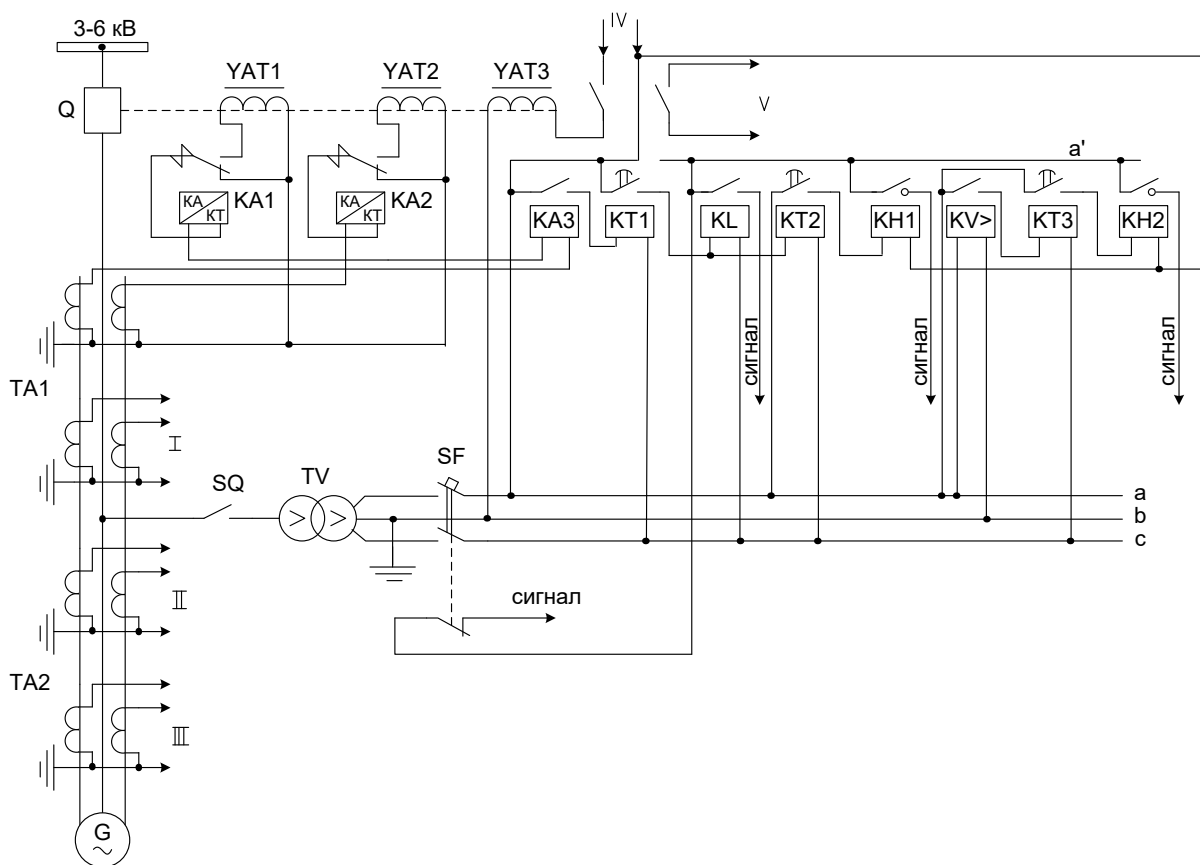
кача генератора при дії АГП необхідно встановити вимикальний пристрій аналогічно схемі на рисунку 5.1.

Схема захисту гідрогенератора напругою 3–6 кВ потужністю 1000 кВт і менше (рисунок 5.4), який виконано на змінному оперативному струмі, містить:

1) струмовий захист в двофазному виконанні від зовнішніх та внутрішніх КЗ з реле струму КА1, КА2 типу РТ-86, які дешунтують котушки вимикання YAT1, YAT2 вимикача;

2) захист від підвищення напруги (реле KV>, КТ3);

3) струмовий захист від симетричного перевантаження (реле КА3, КТ1, КЛ, КТ2), діючий на сигнал, на автоматичне розвантаження (вимикання частини маловідповідальних споживачів) та вимикання генератора (якщо ГЕС без постійного чергування персоналу).



- I – до пристрою компаундування;
- II – до станційної автоматики;
- III – до вимірювальних приладів;
- IV – дистанційне вимикання;
- V – гасіння магнітного поля;
- VI – вимикання електроприймачів

Рисунок 5.4 – Схема захисту гідрогенератора 3–6 кВ потужністю 1000 кВт і менше на змінному оперативному струмі

Реле струму КА1, КА2 типу РТ-86 забезпечує вимикання генератора з витримкою часу при зовнішніх КЗ та миттєве вимикання (струмовою відсічкою) при багатофазних замиканнях в обмотці статора. При недостатній чутливості відсічки КЗ в генераторі будуть вимикатись з витримкою часу.

Захист від однофазних замикань на землю в схемі не передбачається при припущенні, що захищений генератор працює на мережу зі струмом замикання на землю менше 5 А.

Джерелами оперативного струму в схемі є ТС та ТН. Для живлення кіл сигналізації використовується шинний ТН (шина a').

Гасіння магнітного поля здійснюється так само, як і в попередній схемі.

6 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ ЗАХИСТУ БЛОКА ГЕНЕРАТОР – ТРАНСФОРМАТОР З ВИКОРИСТАННЯМ АНАЛОГОВИХ РЕЛЕ

Генератор і трансформатор створюють блок, якщо генератор приєднується до збірних шин станції через підвищувальний трансформатор. На блоці генератор – трансформатор встановлюються аналогічні РЗ, що і на генераторах та на трансформаторах у випадку їх окремої роботи. При цьому з'являється можливість скоротити число РЗ, оскільки деякі типи захистів можуть бути виконані загальними. Наприклад, для блоків малої та середньої потужності при відсутності вимикача між генератором і трансформатором виконується загальний поздовжній диференційний РЗ (якщо в результаті розрахунку її струм спрацьовування буде не більшим $1,5I_{Г.ном}$). Також, виконується один загальний РЗ від зовнішніх КЗ та один захист від перевантаження.

Струмовий захист від зовнішніх КЗ виконується трирелейним для підвищення чутливості у випадках встановлення трансформатора зі стандартним з'єднанням обмоток У/Д-11. При двофазних КЗ на стороні зірки такого трансформатора в одній із фаз генератора проходить струм, у два рази більший, ніж в інших фазах. При трирелейному виконанні РЗ при всіх трьох варіантах двофазних КЗ (А і В, В і С, А і С) в одному з реле захисту буде проходити більший струм, який дорівнює струму трифазного КЗ ($I_p = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{n_c}$, де n_c – коефіцієнт трансформації ТС). При дворелейному виконанні чутливість РЗ знижується у два рази.

Вибір уставок МСЗ виконується за наведеними раніше виразами. При розрахунку струмів КЗ, які посилаються генератором при КЗ у зовнішній мережі, необхідно враховувати опір трансформатора:

$$I_{\kappa. \max}^{(3)} = \frac{E_*''}{X_{d*}'' + X_{T*}} \cdot I_{Г.ном}, \quad (6.1)$$

де X_{T*} – індуктивний опір трансформатора, в. о.

Поздовжній диференційний РЗ блоків виконується інакше, ніж для генераторів, які працюють на шини. Це пояснюється особливостями силового трансформатора, який входить в блок.

На рисунку 6.1 наведена схема РЗ блока генератор – трансформатор потужністю від 1 до 30 МВт, який містить:

1) поздовжній диференційний РЗ в трирелейному виконанні з реле КАТ1÷КАТ3 серії РНТ;

2) МСЗ від зовнішніх КЗ з комбінованим пуском напруги (реле КА2÷КА4, блок III, KV< та КТ2);

- 3) МСЗ від симетричного перевантаження (реле КА1, КТ1), який діє на сигнал;
 4) газовий захист КSG.

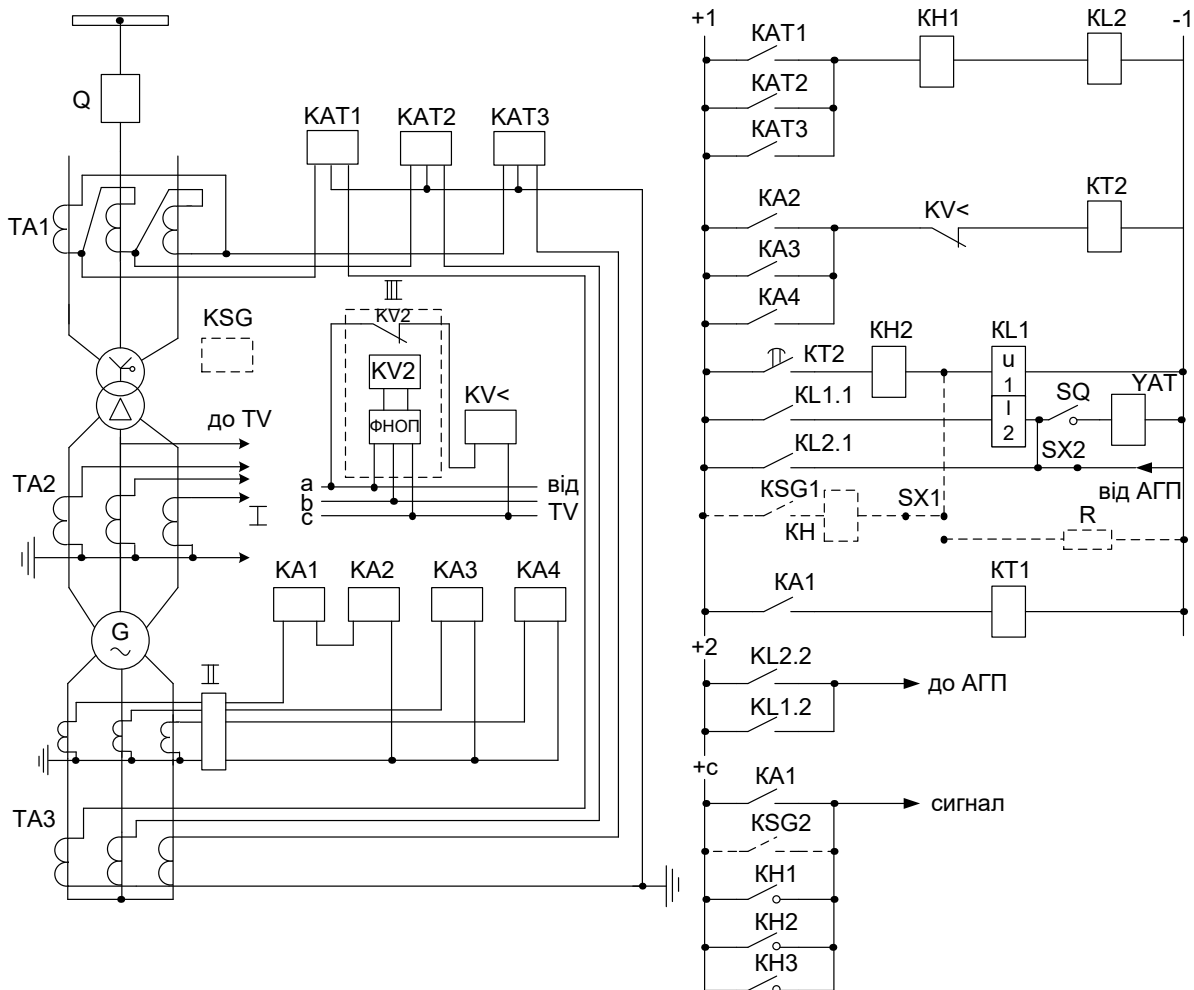


Рисунок 6.1 – Схема захисту блока турбогенератор – трансформатор 35 – 6/6 – 2 кВ потужністю більше 1 МВт до 30 МВт

При роботі блока на мережу з глухозаземленою нейтраллю (110 кВ і вище) додатково встановлюється МСЗ нульової послідовності від КЗ на землю в мережі. Найчастіше реле цього захисту під'єднують до ТС, який встановлено в заземленій нейтралі обмотки 110 кВ і вище трансформатора. На блоках, які мають відгалуження генераторної напруги для живлення власних потреб, МСЗ від зовнішніх КЗ виконується з двома ступенями. Перший ступінь діє на вимкання вимикача блока, другий з більшим часом – на пристрій АГП.

На рисунку 6.1 вказано два вихідних реле (KL1 та KL2), установлення яких забезпечує розділення вихідних кіл РЗ, які резервують одне одного (наприклад, при відмові вихідного реле диференційного РЗ блок буде вимкнений дією МСЗ або газовим захистом).

Розрахунок уставок МСЗ від зовнішніх КЗ з комбінованим пуском напруги здійснюється так само, як і для генераторів, що працюють на шини, за виразом (3.11) при $k_n = 1,1 \div 1,25$ та виразами (3.12)–(3.14), (3.16), (3.17). При розрахунку струмів КЗ необхідно враховувати опір трансформатора, особливо при визначенні початкового значення струму (при $t = 0$). В установлених режимах КЗ за трансформатором блока $X_{\infty T} \gg X_T$, і тому опір трансформатора не впливає суттєво на значення струму $I_{\infty}^{(3)}$, який посиляє генератор. Розрахунок поздовжнього диференційного захисту блоків має ряд особливостей [1].

7 ЦИФРОВІ ЗАХИСТИ ГЕНЕРАТОРІВ І БЛОКІВ ГЕНЕРАТОР – ТРАНСФОРМАТОР

В цифрових реле всі аналогові величини (струми, напруга) надходять в спеціальний пристрій – аналого-цифровий перетворювач (АЦП), який потім подає необхідну інформацію у цифровому вигляді в мікропроцесор.

У цифровому реле може бути записана велика кількість програм для роботи РЗ з різними функціями та характеристиками (алгоритмами). Програми, алгоритми і регульовальні параметри зберігаються в пам'яті реле, до якої має доступ мікропроцесор. Мікропроцесорна система, яка працює в реальному часі, використовує закладені або попередньо оброблені дані часових залежностей в захищеному елементі. Наприклад, цифрове максимальне реле струму з обернено залежною часострумовою характеристикою визначає за заданим алгоритмом необхідний час спрацьовування реле залежно від даного значення струму КЗ або струму перевантаження генератора. Необхідна часострумова характеристика повинна бути заздалегідь вибрана з декількох закладених характеристик і запрограмована за допомогою регульовальних ключів-команд.

Комп'ютерні програми використовуються не тільки для забезпечення функціонування цифрових реле, але і для дистанційного налаштування і обслуговування. Наприклад, програма SMS (система контролю пристрою) дозволяє виставляти уставки спрацьовування і, за необхідності, їх змінювати, не виходячи з приміщення служби РЗ.

Комп'ютерні програми складаються також і для вивчення та засвоєння цифрових реле. Наприклад, для реле серії SPACOM (ABB) є бібліотека програм Simulator, яка призначена для персоналу служб РЗ.

Цифрова техніка РЗ швидко розвивається із удосконаленням елементної бази обчислювальної техніки в сторону розширення функціональних можливостей реле без збільшення габаритів та вартості реле захисту.

Для виробників виготовлення цифрових реле значно простіше, ніж аналогових, оскільки виробництво та контроль якості у них максимально автоматизовано. Для споживачів цифрові реле також привабливі, оскільки мають ряд унікальних переваг. В першу чергу, це безперервна самодіагностика, яка забезпечує високу надійність спрацьовування та неспрацьовування цих реле і дозволяє суттєво зменшити об'єми та терміни профілактичних перевірок захисних пристроїв.

Цифровий РЗ при умілому використанні його характеристик забезпечує вимикання КЗ значно швидше, ніж електромеханічні захисти. Для електричних машин цифрові реле дозволяють додатково здійснювати «профілактичні» захисти від небезпечних ненормальних режимів, які запобігають виникненню КЗ. Разом з цим вони допомагають знизити збитки від недопущення електроенергії споживачам та затрати на обслуговування і ремонт електрообладнання.

Цифрові реле органічно входять в сучасну цифрову АСУ електроустановок як її нижчий рівень. Ці реле-термінали забезпечують не тільки захист від КЗ і ненормальних режимів, але і управління комутаційними апаратами, реєстрацію параметрів нормальних і аварійних режимів, облік електроенергії, передачу даних на верхній рівень АСУ та прийом команд, що надходять.

Розглянемо декілька типів цифрових реле і терміналів для захисту генератора.

Цифрова система захисту генераторів REG216 і захисні термінали REG-100 (фірма ABB).

Система REG216 має модульну конструкцію та виконується двох типів: у вигляді шафи або у вигляді компактного пристрою. Система дозволяє реалізовувати більше 25 захисних функцій, які вибираються з однієї бібліотеки. Налаштування здійснюється через ПК. Забезпечується безперервний контроль апаратного і програмного забезпечення, а також живлення оперативних кіл, є індикація подій і пошкоджень системи.

Для генераторів потужністю від 10 до 25 МВт можуть бути використані такі типи захисних функцій:

- поздовжній диференційний РЗ від багатофазних КЗ в обмотці статора та на його виводах;
- РЗ від замикань на землю в обмотці статора;
- РЗ від надструмів в обмотці статора, які обумовлено КЗ та перевантаженнями;
- РЗ кіл збудження;
- РЗ від підвищення напруги.

Може бути задіяна функція максимальної струмової відсічки та ряд інших функцій, які розглянуто раніше.

Для підвищення надійності спрацьовування РЗ генератора при небезпечних пошкодженнях ці пристрої виконано з дублюванням захисних функцій двома незалежними системами.

Цифровий термінал управління та захисту генераторів REG 316(4). Ці пристрої призначено для РЗ генераторів, двигунів та блоків генератор – трансформатор. Вони можуть виконувати функції поздовжнього диференційного РЗ генератора (або трансформатора), МСЗ з залежною та незалежною часострумовими характеристиками з пуском або без пуску за напругою, МСЗ зворотної послідовності, РЗ від підвищення та зниження напруги, від замикань на землю в обмотці статора і ротора, від втрати збудження, частотних РЗ та тощо.

Цифрові термінали REG 316 різних типовиконань встановлені і знаходяться в експлуатації на декількох електростанціях СНД, в основному на генераторах середньої та великої потужності. Необхідні типи РЗ, кількість ступенів та вибрані уставки спрацьовування запрограмовані за допомогою ЕОМ. На генераторах експлуатуються термінали REG 316 трьох типовиконань з різними функціями захистів:

- 1) REG 316(2) з нижченаведеними функціями:
 - поздовжній диференційний РЗ генератора;
 - РЗ від замикань на землю в обмотці ротора;
 - РЗ від несиметричного перевантаження з незалежною характеристикою;
 - РЗ від замикань на землю в мережі 10 кВ (два ступеня);
 - РЗ від перезбудження та від зниження частоти;
 - РЗ від підвищення напруги статора;
 - РЗ від режиму двигуна, 1 ступінь (РЗ оберненої потужності);
 - логіка вимикання від зовнішніх пристроїв РЗ та автоматики станції;
- 2) REG 316(3) з такими функціями:
 - РЗ від замикань на землю на стороні 110 кВ блочного трансформатора;
 - газовий захист трансформатора власних потреб (ТВП);
 - логічний захист від підвищення температури масла ТВП;
 - МСЗ з пуском мінімальної напруги;
 - РЗ від втрати збудження;
 - РЗ від режиму двигуна, 2-ий ступінь (РЗ оберненої потужності);
 - РЗ мінімального повного опору блока (РЗ від асинхронного ходу);
 - РЗ від несиметричного перевантаження з незалежною характеристикою;
 - логіка вимикання від РЗ ВРУ-110 кВ станції;
- 3) REG 316(2) з такими функціями:
 - РЗ від замикань на землю обмотки статора;
 - РЗ від зниження частоти;
 - РЗ від підвищення напруги – ступеня з витримкою та без витримки часу.

Захист генератора з використанням цифрових реле і терміналів АВВ серії SPACOM. На рисунку 7.1 наведено схему розташування цифрових реле серії SPACOM для РЗ генератора потужністю 9,5 МВт. Згідно з ПУЕ комплект з чотирьох цифрових реле цієї серії здійснює:

1) диференційний РЗ в трифазному виконанні ДЗГ з використанням реле SPAD 346, який вмикається на трансформатор струму 1 та 10;

2) МСЗ від зовнішніх КЗ в трифазному виконанні з пуском мінімальної напруги з двома витримками часу та прискореним часом вимикання $t_{вим}$ при включенні вимикачів на КЗ з використанням терміналу SPAC801, струмові кола якого під'єднуються до ТС 2 зі сторони нейтралі генератора;

3) РЗ від однофазних замикань на землю (ОЗЗ), причому використовується цей же термінал, до якого підводяться струмові кола від ТС нульової послідовності 5, 6, 7;

4) РЗ від підвищення напруги $U >$ з використанням відповідного модуля реле SPAU або терміналу SPAC 804;

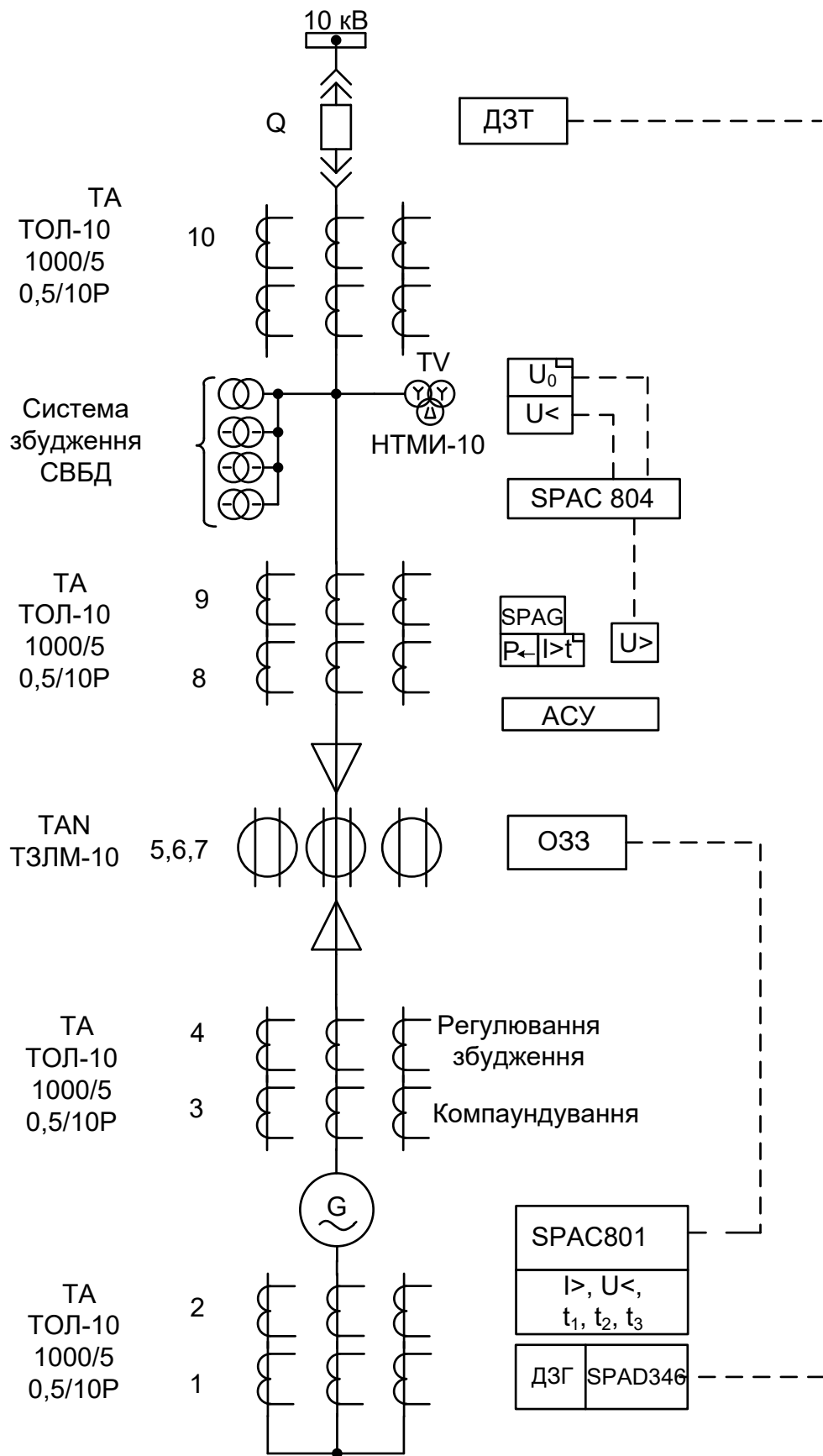


Рисунок 7.1 – Схема розташування цифрових реле та терміналів для захисту турбогенератора напругою 2–10 кВ потужністю більше 1 МВт, який має виводи окремих фаз обмотки статора зі сторони нейтралі

5) сигналізація замикань на землю в мережі генераторної напруги $3U_0$ з використанням іншого модуля цього ж термінала;

6) РЗ від зворотної потужності $P \leftarrow$ з використанням реле SPAG;

7) РЗ від симетричного перевантаження $I > t$ (SPAG).

Потрібно відмітити, що цифрове реле типу SPAG, яке використовується в РЗ генератора на рисунку 7.1 для виконання функції захисту від зворотної потужності, має більш широкі можливості. Зокрема, воно здійснює диференційний захист від однофазних замикань в обмотці статора для генераторів, які працюють з заземленою нейтраллю (рисунок 7.2). За кордоном такий режим нейтралі широко розповсюджений для генераторів напругою вище 1 кВ, в той час як у нас цей режим нейтралі використовується лише для генераторів напругою, нижчою 1 кВ.

Використання в схемі на рисунку 7.1 термінала серії SPAC 800 (SPAC 801) для РЗ від однофазних замикань на землю в статорі генератора допустимо або при достатніх значеннях ємнісного струму в мережі генераторної напруги, або при заземленні нейтралі в цій мережі через активний опір, оскільки реле і термінали серії SPACOM реагують на струми замикання на землю тільки промислової частоти. Для мереж, які працюють з компенсацією ємнісних струмів та резонансним налаштуванням дугогасильного реактора є варіант реле, яке реагує на вищі гармонічні складові в струмі замикання на землю. За необхідності може бути використано блок РЗ від замикань на землю типу ЗГНП, якщо на операторі передбачено поздовжній диференційний РЗ.

Захист генераторів і блоків генератор – трансформатор з цифровим терміналом REM 543. Цей термінал призначено для РЗ, управління, вимірювань та контролю стану синхронних машин (генераторів і електродвигунів) та великих асинхронних електродвигунів. Вимірювання струмів та напруг захищеної машини може здійснюватися або за допомогою традиційних вимірювальних трансформаторів, або за допомогою датчиків струму і напруги, які виконано за принципом «котушки» Роговського. Термінал може здійснювати всі необхідні функції РЗ генераторів та електродвигунів, в тому числі: поздовжній диференційний РЗ, захист від втрати збудження, тепловий захист від перевантаження, захист від несиметричного перевантаження, частотний захист, захист від зворотної потужності, контроль пуску електродвигунів. При цьому всі захисти функціонують незалежно один від одного.

Термінал REM 543 може використовуватись як основний РЗ генераторів і блоків генератор–трансформатор на електростанціях малої і середньої потужності, а також на дизельних, гідравлічних і парових електростанціях.

На рисунку 7.2 наведено функціональну схему РЗ дизель–генератора, який працює на збірні шини із вказанням комутаційних апаратів, трансформаторів струму та напруги, а також цифрових терміналів REM 543 та REF 54 з умовними позначеннями їхніх захисних функцій.

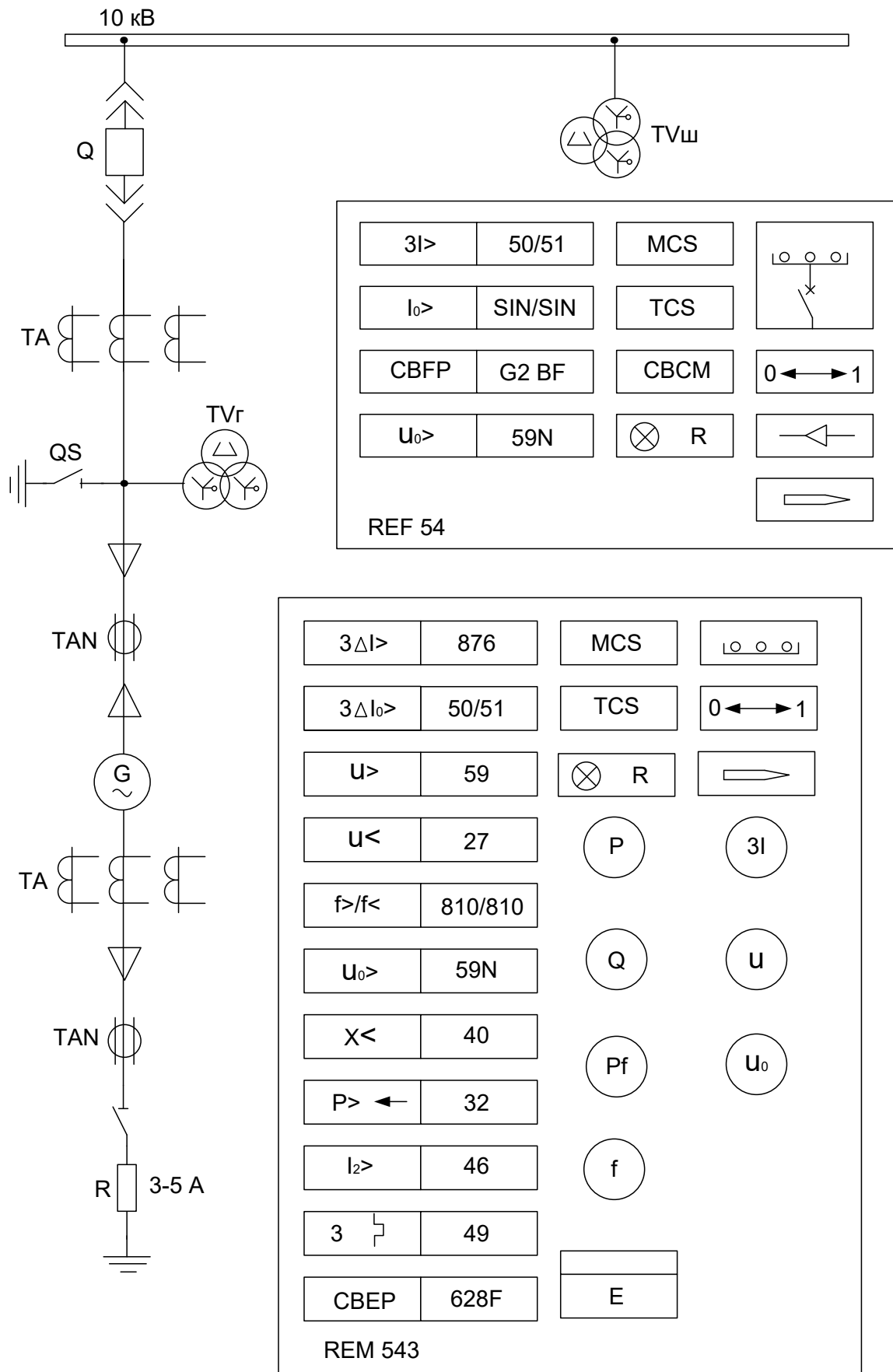


Рисунок 7.2 – Цифрові захисти дизель-генератора з резистивно заземленою нейтраллю (з малим струмом замикання на землю)

- В терміналі REM 543 (див. рисунок 7.2) передбачаються такі типи РЗ:
- трифазний диференційний захист генератора $3\Delta I>$;
 - захист від підвищення напруги $U>$;
 - миттєвий диференційний струмовий захист від замикань на землю з направленими ступенями $\Delta I_{0\rightarrow}$;
 - триступеневий РЗ напруги нульової послідовності від замикань на землю $U_{0>}$;
 - двоступеневий РЗ від втрати збудження $X<$ (захист від асинхронного ходу);
 - триступеневий РЗ від перевищення потужності та від зворотної потужності $P>\leftarrow$;
 - двоступеневий МСЗ зворотної послідовності $I_{2>}$;
 - трифазний тепловий захист від перевантаження $3I^2$;
 - захист від пошкодження вимикача СВФР (ПРВВ).

Цей набір захисних функцій задовольняє ПУЕ.

До термінала REM 543 підводяться струмові кола від ТА і ТАН, які встановлено на виводах генератора зі сторони нульових та лінійних виводів, а також кола від трансформатора напруги генератора TV_G . До термінала REF 54 підводяться кола від шинного трансформатора напруги $TV_{ш}$. Цей термінал в даній схемі виконує функції загальностанційних РЗ від підвищення та зниження напруги $3U>$ та $3U<$; РЗ за напругою нульової послідовності для дії при замиканнях на землю в мережі генераторної напруги $U_{0>}$; РЗ, який реагує на швидкість змінювання частоти df/dt (використовується в АЧР, а також за необхідності в захистах ділення).

Приклад виконання РЗ блока генератор–трансформатор з використанням цифрових терміналів АВВ наведено на рисунку 7.3. Для РЗ використовуються термінали REM 543, REF 54, а також цифрове багатофункціональне реле типу SPAD 346С з серії SPACOM (в основному, для виконання загального диференційного РЗ блока $3\Delta I>$).

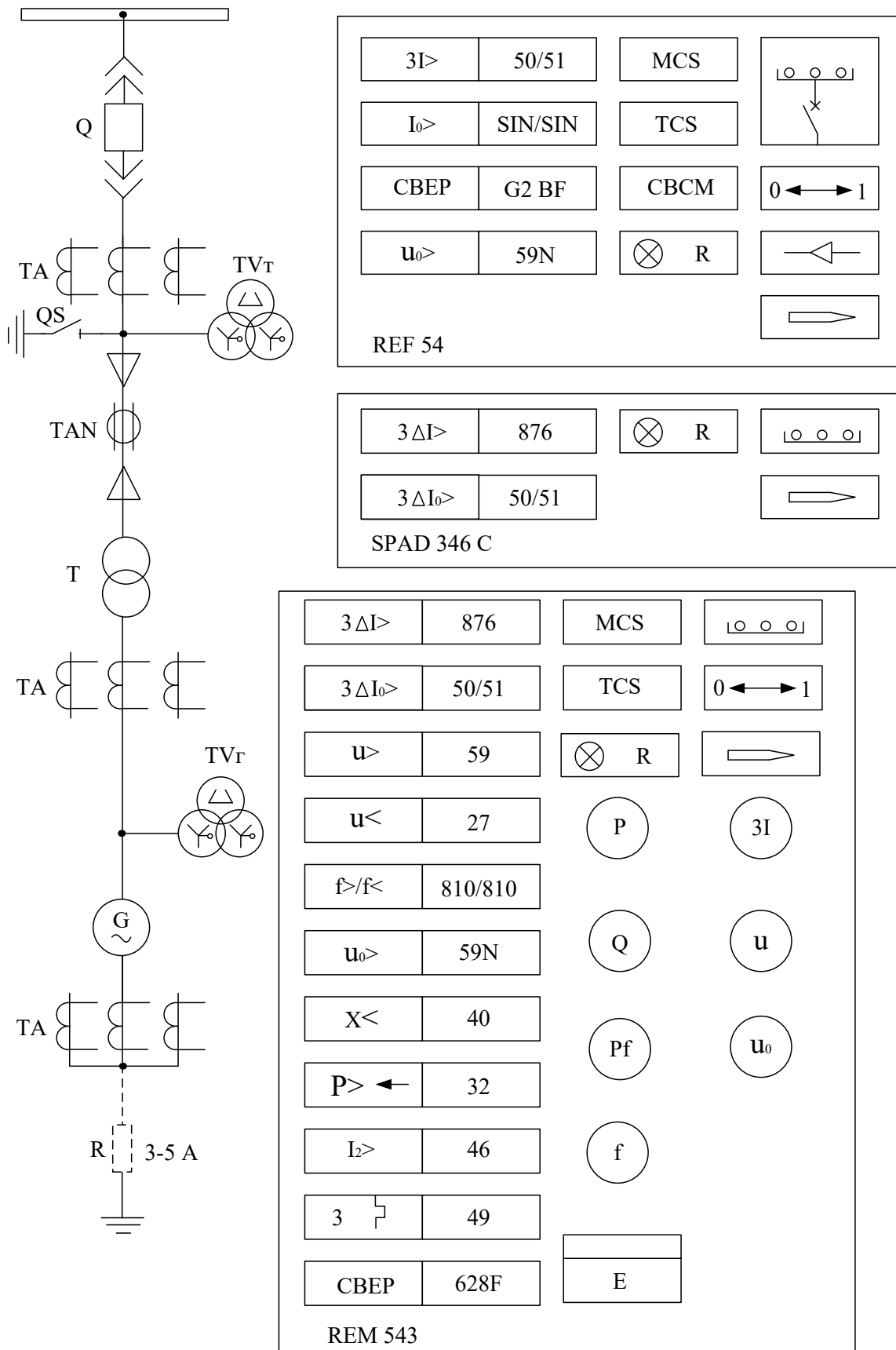


Рисунок 7.3 – Цифрові захисти блока генератор – трансформатор (з можливістю замикання нейтралі через резистор R)

8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ АВАРІЙНИХ ГЕНЕРАТОРІВ

Аварійні генератори призначені для електропостачання при втраті основних джерел живлення і зазвичай мають невелику потужність. Вони під'єднуються або безпосередньо до шин 0,4 кВ, або через понижувальні трансформатори 6/0,4 кВ. Розрахунок струмів КЗ виконується тільки з метою вибору уставок та перевірки чутливості і селективності дії захистів. На вимикальну спроможність розрахована апаратура більш потужних основних джерел живлення.

Залежно від розрахункових умов максимальним може бути струм однофазного або трифазного КЗ, мінімальним – струм три-, дво- або однофазного КЗ. Наприклад, струм однофазного КЗ може бути максимальним на затискачах генератора і мінімальним – у віддалених точках мережі.

Розрахунок струмів при міжфазних КЗ. При близьких КЗ в генераторі виникає перехідний процес, який супроводжується зміною в часі періодичної складової струму. З віддаленням точки КЗ від генератора це явище стає непомітним (як при живленні від енергосистеми). Електричну віддаленість однозначно характеризує розрахунковий результуючий опір кола до точки КЗ у відносних одиницях Z_{*p} , який зведено до сумарної потужності генераторів, що працюють паралельно:

$$Z_{*p} = Z_{\Sigma} \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (8.1)$$

де Z_{Σ} – сумарний опір усіх елементів кола КЗ, з урахуванням генераторів, МОм;

$S_{Г.ном\Sigma}$ – сумарна потужність генераторів, що працюють паралельно, кВА;

U_{cp} – середня напруга ступеня, до якого віднесено Z_{Σ} , В.

Узагальнені криві залежності періодичної складової струму КЗ, віднесеної до номінального струму генератора $I_{k*t} = I_{kt} / I_{Г.ном}$, від розрахункового опору Z_{*p} (X_{*p}) та часу від початку КЗ t для малопотужних генераторів наведено на рисунку 8.1. Криві враховують дію при КЗ пристроїв автоматичного регулювання (АРЗ) та форсування (ФЗ) збудження генераторів. Ці пристрої повинні бути постійно в роботі.

Опір $Z_{*p} = 0,65$ називають критичним. Якщо $Z_{*p} < 0,65$, то електрична віддаленість КЗ вважається невеликою. Таке співвідношення є характерним для КЗ на затискачах генераторів, шинах КТП та основних збірках 0,4 кВ.

Спрощену картину процесів, які відбуваються при КЗ в цих точках, розглянемо на прикладі раптового трифазного КЗ. В початковий момент КЗ індуктивний опір генератора різко зменшується до надперехідного (початкового) значення X_d'' , а потім поступово збільшується до перехідного X_d' і,

нарешті, до усталеного X_d . Це викликано відповідним змінням магнітних потоків в генераторі. Разом з цим при зниженні напруги (внаслідок КЗ) вступають в дію пристрої АРЗ та ФЗ генератора, які намагаються відновити напругу на його затискачах збільшенням струму збудження і, отже, ЕРС.

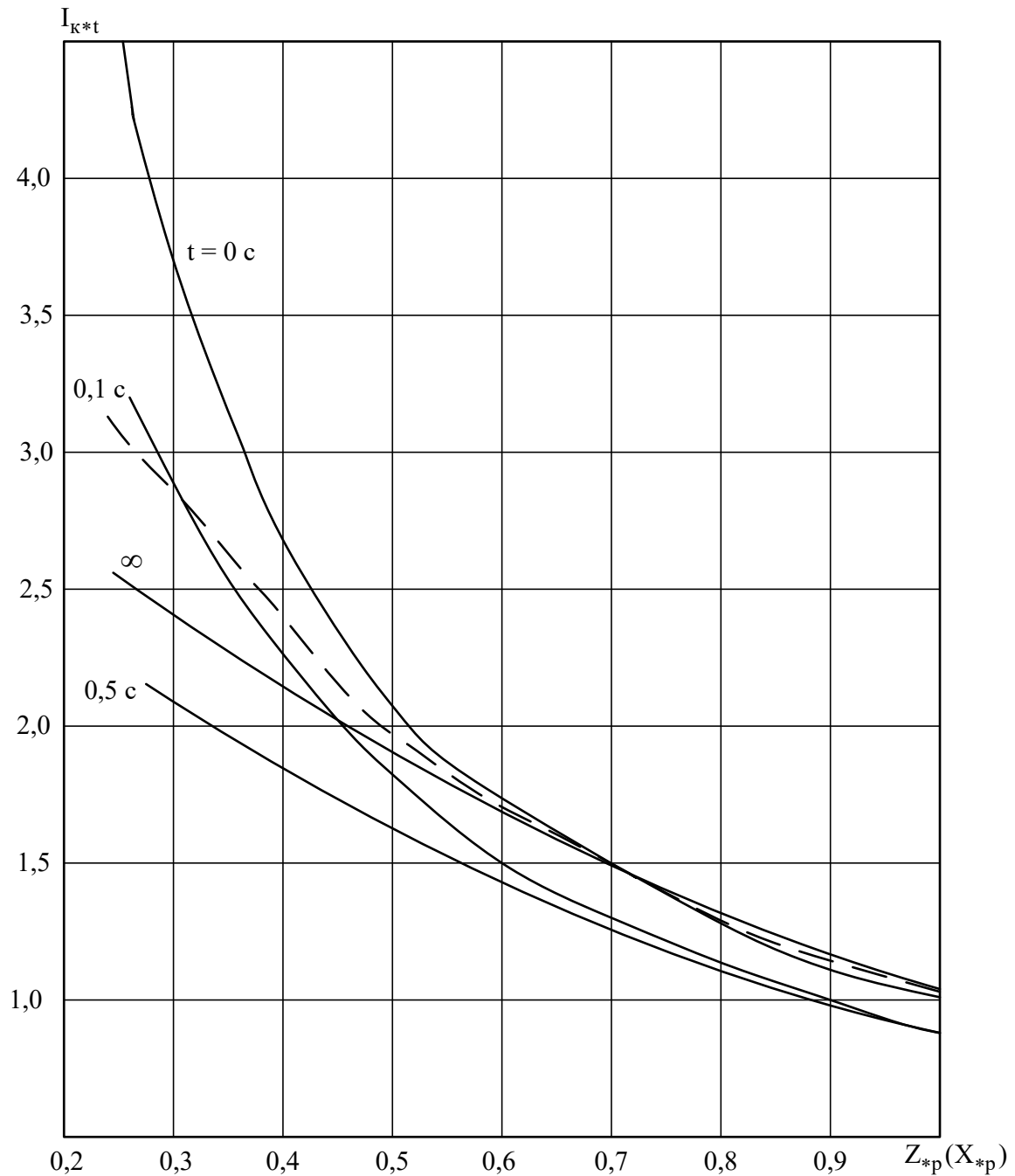


Рисунок 8.1 – Розрахункові криві зміни струмів КЗ для генераторів малої потужності з АРЗ
(суцільні лінії – трифазне КЗ; пунктир – двофазне КЗ при $t = \infty$)

Однак внаслідок невеликої електричної віддаленості КЗ пристрої АРЗ та ФЗ не можуть відновити напругу на затискачах генератора до номінального значення, незважаючи на збільшення струму збудження до граничного значення. На зміну струму КЗ в часі більше впливає збільшення опору генератора, ніж збільшення його ЕРС. Відбувається зниження (згасання) струму КЗ з часом від надперехідного (початкового) $I_{K0} (t = 0)$ до усталеного значення $I_{K\infty} (t = \infty)$.

Наприклад, при КЗ в точці, яка відповідає $Z_{*p} = 0,3$, струм КЗ $I_{K*0}^{(3)} = 3,7$; $I_{K*0,5}^{(3)} = 2,12$; $I_{K*\infty}^{(3)} = 2,35$ (див. рисунок 8.1). Відмітимо, що внаслідок інерційності пристроїв АРЗ та ФЗ вони не впливають на початкове значення струму, їхня дія буде помітною через, приблизно, 0,2 с після початку КЗ і, особливо, в усталеному режимі КЗ. Тому при КЗ в розглядуваній точці значення струму при $t = \infty$ дещо більше, ніж при $t = 0,5$ с.

Мінімальним значенням струму буде усталений струм трифазного КЗ – його значення завжди менше усталеного струму двофазного КЗ, а при КЗ на затискачах генератора – менше струму однофазного КЗ. Це пояснюється тим, що індуктивні опори генератора зворотної X_2 та нульової X_0 послідовностей, які враховують при розрахунку несиметричних КЗ, не змінюються в процесі КЗ, а за значеннями вони значно менші індуктивного опору генератора прямої послідовності в усталеному режимі X_d .

Усталений режим для малопотужних генераторів може настати менше ніж за 0,5–1 с. Цей час сумірний з часом дії МСЗ генератора та примикальної мережі 0,4 кВ, на момент спрацьовування вихідних реле яких струм КЗ стає рівним усталеному. Тому для запобігання відмов чутливість діючих з витримкою часу захистів, в зоні дії яких розрахунковий опір до місця пошкодження $Z_{*p} < 0,65$, повинна перевірятись за усталеним струмом трифазного КЗ $I_{K\infty}^{(3)}$.

Якщо $Z_{*p} \geq 0,65$, то КЗ вважається віддаленим. Зазвичай це співвідношення відповідає КЗ на затискачах віддалених електроприймачів, при живленні довгими кабелями з великими опором. В цих випадках АРЗ та ФЗ спроможні відновити напругу на затискачах генератора до номінального значення (при дуже віддалених КЗ взагалі не вступають в роботу), а змінювання опору генератора в процесі КЗ майже не впливають на значення струму КЗ. Усталений струм трифазного КЗ буде дорівнювати або буде дещо більшим надперехідного (див. рисунок 8.1). Через невелику різницю цих струмів можна знаходити тільки струм $I_{K0}^{(3)}$, приймаючи з метою спрощення $I_{K0}^{(3)} \approx I_{K\infty}^{(3)}$ та $I_{K0}^{(2)} \approx I_{K\infty}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K0}^{(3)}$. Таким чином, при КЗ в цих точках чутливість захистів від міжфазних КЗ, які діють з витримкою часу, можна перевіряти при початковому струмі двофазного КЗ $I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K0}^{(3)}$.

Для захистів, які діють без витримки часу, чутливість при міжфазних КЗ перевіряється при струмі $I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)}$ незалежно від електричної віддаленості точки КЗ.

Таким чином, для розрахунків захистів потрібно визначити значення струмів $I_{K0}^{(3)}$ та $I_{K0}^{(2)}$ (при $t = 0$), а для захистів, які мають витримку часу і діють в зоні $Z_{*p} < 0,65$ – додатково і значення струму $I_{K\infty}^{(3)}$ (при $t = \infty$). Для інших моментів часу струми КЗ визначати не потрібно.

Струм КЗ $I_{Kt}^{(3)}$ (в кА) для моменту часу t визначається за виразом [1]:

$$I_{Kt}^{(3)} = \frac{E_t}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}} = \frac{E_t}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{II})^2}}, \quad (8.2)$$

де E_t – лінійна ЕРС генератора для моменту часу t , В;

X_{Σ} та r_{Σ} – результуючий індуктивний та активний опір кола КЗ, відповідно, включаючи опір генератора, мОм;

R_{II} – перехідний опір дуги в місці КЗ, який враховується тільки в розрахунках в мережі 0,4 кВ, мОм.

Для моменту часу $t = 0$ ЕРС навантаженого генератора

$$E_0 = U_{Г.ном} (1 + X_d'' \cdot \sin \varphi_{Г.ном});$$

при $\cos \varphi_{Г.ном} = 0,8$ маємо $\varphi_{Г.ном} = 37^\circ$ та $\sin \varphi_{Г.ном} = 0,6$, тоді $E_0 = U_{Г.ном} (1 + X_d'' \cdot 0,6)$. Враховуючи, що номінальна напруга генератора на 5% вища номінальної напруги мережі, а також, що КЗ може виникти і при не навантаженому генераторі, зазвичай можна прийняти $E_0 \approx (1 \div 1,05) \cdot U_{Г.ном}$.

Індуктивний опір генератора (в мОм) для моменту $t = 0$ визначається за виразом:

$$X_{Г} = \frac{X_d'' \cdot U_{Г.ном}^2}{S_{Г.ном}}, \quad (8.3)$$

де $S_{Г.ном}$ – номінальна повна потужність генератора, кВА;

X_d'' – надперехідна реактивність генератора, в. о.;

$U_{Г.ном}$ – номінальна напруга генератора, В.

Опір понижувального трансформатора та кабелів 0,4 кВ визначають за виразами:

$$\left. \begin{aligned} Z_T &= 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}}; \\ r_T &= 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \\ X_T &= \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \end{aligned} \right\} \quad (8.4)$$

де $S_{T.ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{T.ном}$ – номінальна лінійна напруга обмотки НН, кВ;

ΔP_K – потужність втрат КЗ в трансформаторі, кВт;

U_K – напруга КЗ трансформатора, %.

$$\left. \begin{aligned} X_K &= X_{num.} \cdot l; \\ r_K &= r_{num.} \cdot l, \end{aligned} \right\} \quad (8.5)$$

де $X_{num.}$ та $r_{num.}$ – відповідно індуктивний та активний питомі опори кабелів, мОм/м;

l – довжина кабеля, м.

Опір шин та шинопроводів знаходять аналогічно. Їхній опір при довжині 5 м та менше можна не враховувати, оскільки їхній вплив на струм КЗ невеликий.

Реактор напругою 0,4 кВ типу РТТ-038-50-0,14 [5]:

$U_{ном} = 380$ В; $I_{ном} = 50$ А; $X_{ном} = 140$ мОм; $r_{ном} = 17$ мОм (для виконання УЗ – алюмінієва обмотка); $r_{ном} = 16$ мОм (для виконання ТЗ – мідна обмотка).

При визначенні струмів металевого КЗ $I_{K.max}^{(3)}$ та $I_{K.min}^{(3)}$ перехідний опір в місці пошкодження не враховується.

При визначенні мінімального струму КЗ з урахуванням струмообмежувальної дії дуги в місці пошкодження $I_{KR}^{(3)}$ в заступну схему вводиться активний опір $R_{л} = 15$ мОм, який враховує сукупно всі перехідні опори (рубильників, автоматів, контактів, болтових з'єднань) та опір електричної дуги в місці пошкодження.

Активний та індуктивний опір живлячої енергосистеми до затискачів вищої напруги (ВН) понижувального трансформатора знаходять з розрахунку струмів КЗ на стороні ВН та приводять до сторони нижчої напруги (НН) за виразами:

$$\left. \begin{aligned} X_C &= 10^3 \cdot X_{C.BH} \left(\frac{U_{T.ном.НН}}{U_{T.ном.ВН}} \right)^2 ; \\ r_C &= 10^3 \cdot r_{C.BH} \left(\frac{U_{T.ном.НН}}{U_{T.ном.ВН}} \right)^2 , \end{aligned} \right\} \quad (8.6)$$

де $X_{C.BH}$ та $r_{C.BH}$ – відповідно індуктивний та активний опори енергосистеми, які приведено до сторони ВН, Ом;

X_C та r_C – аналогічно, але приведено до сторони НН трансформатора, мОм;

$U_{T.ном.НН}$ та $U_{T.ном.ВН}$ – відповідно номінальні напруги обмоток НН та ВН трансформатора, В.

Для практичних розрахунків струмів КЗ допустимо не враховувати активний опір енергосистеми, а індуктивний брати рівним повному опору енергосистеми (це не впливає на точність розрахунків струмів КЗ в мережі 0,4 кВ):

$$X_{C.BH} \approx \frac{U_{C.BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{K.BH}^{(3)}} = \frac{U_{C.BH}^2}{S_{K.BH}^{(3)}}, \quad (8.7)$$

де $U_{C.BH}$ – напруга енергосистеми на стороні ВН трансформатора, кВ;

$I_{K.BH}^{(3)}$ – струм КЗ на стороні ВН, кА;

$S_{K.BH}^{(3)}$ – потужність трифазного КЗ на стороні ВН трансформатора, МВА.

Для моменту часу $t = \infty$ ЕРС та опір генератора будуть іншими, оскільки вони залежать від віддаленості КЗ. Для розрахунків використовується метод спрямлених характеристик [1, 5].

Спочатку визначають уточнене значення критичного опору:

$$Z_{кр} \approx \frac{X_{Г.\infty} \cdot U_{Г.ном}}{E_{Г.\infty} - U_{Г.ном}}. \quad (8.8)$$

У цьому виразі опір генератора $X_{Г.\infty}$ беруть рівним величині, мОм:

$$X_{Г.\infty} = \frac{U_{Г.ном}^2}{BKЗ \cdot S_{Г.ном}}, \quad (8.9)$$

де $BKЗ$ – відношення КЗ генератора.

ЕРС генератора, $E_{Г.\infty}$:

$$E_{Г.∞} = U_{Г.ном.} \cdot I_{*f.зр.}, \quad (8.10)$$

де $I_{*f.зр.}$ – відносний граничний струм збудження (відношення струму збудження при форсуванні до струму збудження холостого ходу генератора).

Якщо зовнішній опір ділянки від затискачів генератора до точки КЗ $Z_{зв} < Z_{кр}$ (близьке КЗ), то має місце режим граничного збудження і значення струму КЗ $I_{K∞}^{(3)}$ визначають за формулою (8.2), де приймають $E_t = E_{Г.∞}$ та $X_G = X_{Г.∞}$.

Якщо зовнішній опір до точки КЗ $Z_{зв} \geq Z_{кр}$ (віддалене КЗ), то має місце режим нормальної напруги і значення струму $I_{K∞}^{(3)}$ визначають за формулою (8.2), де приймають $E_t = U_{Г.ном.}$, а $X_G = 0$. Зазвичай при КЗ в цих точках значення $I_{K∞}^{(3)}$ не розраховують, приймаючи $I_{K∞}^{(3)} \approx I_{K0}^{(3)}$ (крім особливих випадків, наприклад, перевірки чутливості пускових органів напруги). При цьому враховують, що можливе збільшення струму $I_{K∞}^{(3)}$ порівняно з $I_{K0}^{(3)}$ (воно не перевищує 10–20%) йде в запас чутливості МСЗ, а також компенсує вплив іншого під'єданого до генератора навантаження, опір якого шунтує КЗ, дещо зменшуючи струм в місці пошкодження та збільшуючи струм генератора.

За відсутності паспортних значень $I_{*f.зр.}$ та ВКЗ їх рекомендують визначати дослідним шляхом.

Для приблизних розрахунків можна використовувати метод розрахункових кривих [1, 5], який дозволяє визначити відносне значення струму КЗ для будь-якого моменту часу залежно від розрахункового опору Z_{*p} . Для цього за наведеними вище виразами визначають Z_{Σ} , а потім за виразом (8.1) – розрахунковий опір до точки КЗ Z_{*p} у відносних одиницях. За розрахунковими кривими на рисунку 8.1 та значенням Z_{*p} знаходять відносні значення струму КЗ I_{K*t} для відповідного моменту часу. Значення струму трифазного КЗ для цього моменту часу визначають за виразом:

$$I_{Kt}^{(3)} = I_{K*t}^{(3)} \cdot I_{ном.Σ}, \quad (8.11)$$

де $I_{ном.Σ} = \frac{S_{Г.ном.Σ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}$ – сумарний номінальний струм генераторів, що

працюють, приведений до напруги $U_{ср}$ ступеня, де розглядається КЗ, тобто напруги 0,4 кВ.

Розрахункові криві на рисунку 8.1 враховують шунтувальний вплив навантаження, яке під'єднане до генераторних шин. Потрібно мати на увазі, що цей метод можна використовувати, якщо відносний граничний

струм збудження не перевищує $3 \div 4$, при більших значеннях він може дати суттєву похибку обчислень усталених струмів КЗ.

При розрахунках струмів КЗ в мережі 0,4 кВ, яка живиться від генераторів потужністю менше 400 кВт, перехідний опір R_{II} можна не враховувати, в цьому випадку він практично не впливає на значення струмів КЗ.

Розрахунок струмів однофазних КЗ. Однофазні КЗ в мережі 0,4 кВ при живленні від генераторів характеризуються більшою електричною віддаленістю, тому зазвичай можна не враховувати зміну струму в часі.

Струм однофазного КЗ при живленні від генераторів напругою 6,3 кВ можна визначити за виразом, кА:

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{II}}, \quad (8.12)$$

де Z_{II} – повний опір петлі фаза – нуль від трансформатора до точки КЗ, мОм;

$Z_{\Sigma}^{(1)}$ – умовна величина, яка дорівнює геометричній сумі повних опорів струму однофазного КЗ живильної енергосистеми, трансформатора, а також перехідних опорів R_{II} , мОм;

U_{ϕ} – фазна напруга мережі, В.

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(X_{1Г} + X_{2Г} + X_{0Г} + 2X_{Г})^2 + (r_{1Г} + r_{2Г} + r_{0Г} + 2r_{Г} + 3R_{II})^2}. \quad (8.13)$$

Значення $\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3}$ з урахуванням $R_{II} = 15$ мОм наведено в [1, табл. 13].

Струм однофазного КЗ (в кА) при живленні від генератора напругою 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю можна визначити за виразом:

$$\left. \begin{aligned} I_{KR}^{(1)} &= \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Sigma Г}^{(1)}}{3} + Z_{II}}; \\ Z_{\Sigma Г}^{(1)} &= \sqrt{(r_{1Г} + r_{2Г} + r_{0Г} + 3R_{II})^2 + (X_{1Г} + X_{2Г} + X_{0Г})^2} \end{aligned} \right\}, \quad (8.14)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга, В;

$r_{1Г}, X_{1Г}$ – активний та індуктивний опір генератора струмам прямої послідовності, мОм;

$r_{2Г}, X_{2Г}$ – активний та індуктивний опір генератора струмам зворотної послідовності, мОм;

$r_{0Г}$, $X_{0Г}$ – активний та індуктивний опори генератора струмам нульової послідовності, мОм;

$Z_{ПГ}$ – опір петлі фаза – нуль від генератора до місця КЗ, мОм.

Активний опір фази статора генератора з глухозаземленою нейтраллю $r_{СТ} = r_{1Г} = r_{2Г} = r_{0Г}$.

Вибір уставок захисту аварійних генераторів 0,4 кВ. Схема захисту генератора, який призначено для аварійного електропостачання особливо відповідальних електроприймачів КТП, наведена на рисунку 8.2. Як джерело оперативного струму використовують акумуляторну батарею, яка встановлена для живлення автоматики дизеля. Склад захисту: максимальний струмовий (реле КА1, КА2), від однофазних КЗ (реле КА3), від перевантаження (реле КА4), всі струмові реле типу РТ-40. Для вимикання пошкоджень усередині генератора трансформатори струму захисту вмикають зі сторони нульових виводів, якщо це можливо. Якщо це неможливо, то захист від однофазних КЗ вмикають на окремий трансформатор струму, який встановлено в нульовому проводі генератора (аналогічно захисту трансформаторів КТП). Іноді виконують поздовжній диференційний захист нульової послідовності від однофазних КЗ всередині генератора.

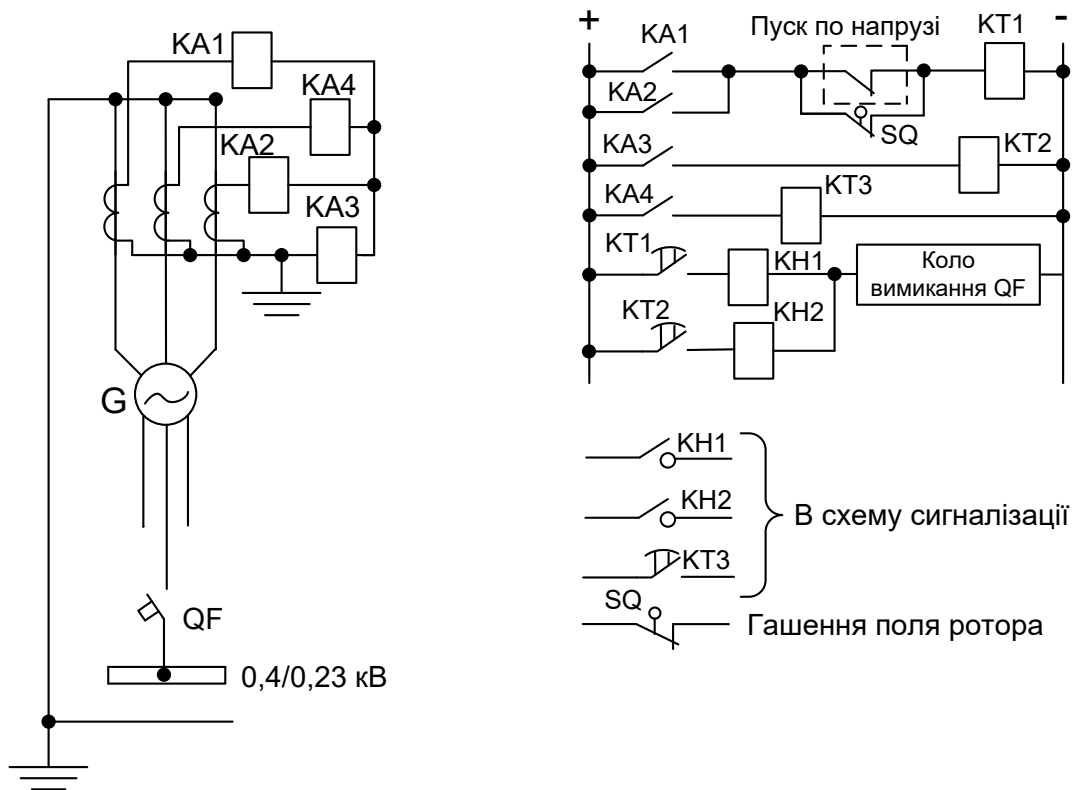


Рисунок 8.2 – Схема захисту генератора напругою 0,4 кВ

Струм спрацьовування МСЗ генератора вибирають за такими умовами [1]:

1. Неспрацьовування при максимальному робочому струмі (приймається рівним номінальному струму генератора $I_{Г.ном}$) з урахуванням його збільшення при самозапуску електродвигунів:

$$I_{сз} = \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot k_{сзн} \cdot I_{Г.ном}, \quad (8.15)$$

де k_n – коефіцієнт надійності;

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення реле;

$k_{сзн}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів.

Для реле РТ-40: $k_n = 1,2$; $k_{нов} = 0,8$;

2. Неспрацьовування при максимальному робочому струмі з урахуванням пуску найбільш потужного двигуна:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n}{k_{нов}} [(I_{Г.ном} - I_{д.ном}) + I_{д.пуск}], \quad (8.16)$$

де $I_{д.ном}$ – номінальний струм двигуна, А;

$I_{д.пуск}$ – пусковий струм двигуна, А.

3. Узгодження з захистами (струмовими відсічками) ліній, що відходять від генераторних шин:

$$I_{сз} \geq k_{узг} \cdot I_{СВ}, \quad (8.17)$$

де $k_{узг}$ – коефіцієнт узгодження;

$I_{СВ}$ – струм спрацьовування відсічки автомата, з захистом якого здійснюється узгодження.

Таблиця 8.1 – Рекомендовані значення $k_{узг}$

Тип автомата	Реле захисту трансформатора		
	РТ-40	РТ-80	РТВ
АВМ	1,2	1,25	1,35
А3100	1,25	1,3	1,4
А3700, ВА	1,4	1,5	1,55
Електрон	1,45	1,5	1,6

За наявності запобіжників виконується узгодження захисту генератора з запобіжниками [1].

4. Забезпечення необхідної чутливості захисту в усталеному режимі трифазного КЗ за вимикачем генератора:

$$\left. \begin{aligned} k_{k\infty}^{(3)} &= \frac{I_{k\infty}^{(3)}}{I_{c3}} \geq 1,5; \\ k_{k\infty R}^{(3)} &= \frac{I_{k\infty R}^{(3)}}{I_{c3}} \geq 1,2. \end{aligned} \right\} \quad (8.18)$$

Значення струму $I_{k\infty}^{(3)}$ на затискачах генератора повинно становити не менше $3I_{Г.ном}$. Тому необхідна чутливість захисту гарантується, якщо її струм спрацьовування не перевищує значення:

$$I_{c3} \leq \frac{3I_{Г.ном}}{1,5} = 2I_{Г.ном}. \quad (8.19)$$

Витримка часу спрацьовування МСЗ генератора береться за умовою:

$$t_{c3} \geq t_{CB} + \Delta t, \quad (8.20)$$

де t_{CB} – час спрацьовування відсічки автомата, с;

Δt – ступінь селективності, с.

Для захисту з незалежною характеристикою $\Delta t = 0,4 \div 0,5$ с, для захисту з залежною від струму характеристикою приймається в незалежній частині характеристики $0,5 \div 0,6$ с, а з залежною – не менше 1 с. Оскільки генератор є останнім джерелом електропостачання і його зайві вимикання небажані, ступінь селективності захисту зазвичай підвищують до 1 с.

Струм спрацьовування захисту від однофазних КЗ обирають за умовою відлаштування від номінального струму генератора: $I_{c3} \geq 1,4I_{Г.ном}$, а також узгодження з захистами відхідних ліній: $I_{c3} \geq k_{y32} \cdot I_{c3.l}$, де $I_{c3.l}$ – найбільший струм спрацьовування захисту від однофазних КЗ відхідних від щита (збірки) ліній, за відсутності спеціальних (вбудованих у вимикачі або виносних релейних) захистів від однофазних КЗ приймається рівним найбільшому струму спрацьовування відсічки вимикачів відхідних ліній; k_{y32} – приймається за таблицею 8.1; час спрацьовування на ступінь $0,4 \div 0,5$ с більший часу спрацьовування захистів від однофазних КЗ відхідних ліній. Чутливість перевіряють за умовою:

$$k_{kR}^{(1)} = \frac{I_{kR}^{(1)}}{I_{c3}} \geq 1,5,$$

де $I_{kR}^{(1)}$ – струм однофазного КЗ через перехідний опір на шинах щита 0,4 кВ КТП.

Вибраний за умовою відлаштування від самозапуску електродвигунів (8.15) струм спрацьовування МСЗ може бути таким значним, що чутливість захисту за умовою (8.18) виявляється недостатньою. В цих випадках здійснюють почерговий самозапуск електродвигунів. В коло управління пускачем (контактором) кожного двигуна вмикають контакти реле часу, котушка якого вмикається на лінійну напругу первинної мережі. Витримку часу на спрацьовування реле приймають на всіх двигунах різною, таким чином, щоб після відновлення напруги вони вмикались почергово. В цьому випадку в формулі (8.15) можна взяти $k_{czn} = 1$.

Якщо чутливість захисту не забезпечується через умови (8.16), то додатково до почергового самозапуску використовують пуск (блокування) захисту за напругою. Тоді при виборі струму спрацьовування захисту можна не враховувати режими пуску та самозапуску електродвигунів, тобто враховувати тільки умову (8.15), в якій приймають $k_{czn} = 1$, та умову (8.17). Це дозволяє зменшити струм спрацьовування захисту та забезпечити його чутливість.

Пуск захисту за напругою здійснюється спеціальним пусковим органом напруги (рисунк 8.3).

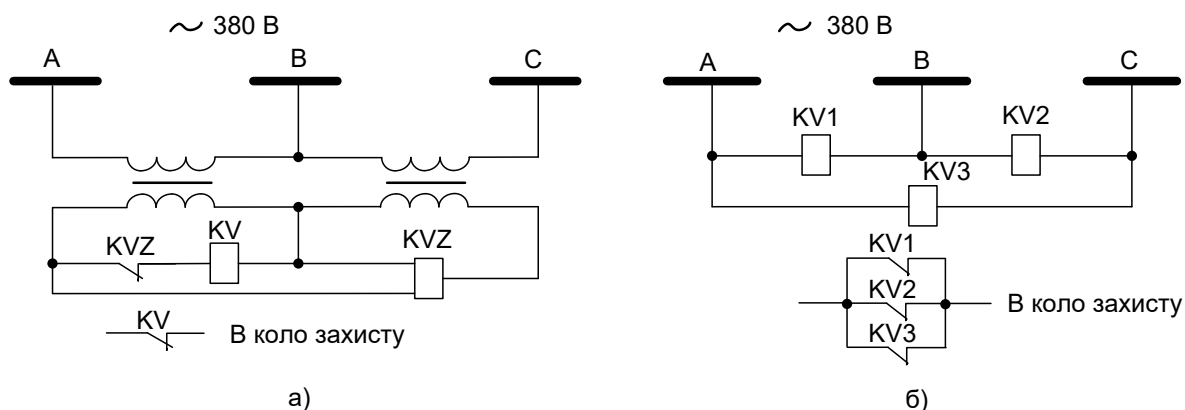


Рисунок 8.3 – Пускові органи напруги МСЗ:
а) комбінований; б) трирелейний

Схема комбінованого пускового органу напруги, який складається з фільтра-реле напруги зворотної послідовності KVZ типу РНФ-1М та реле мінімальної напруги KV типу РН-50 наведена на рисунку 8.3, а. Оскільки реле РНФ-1М випускають тільки на напругу 100 В, то обидва реле під'єднують до вторинних кіл трансформаторів напруги 380/100 В, що з'єднані за схемою відкритого трикутника. В нормальному режимі якір реле KVZ відпущений, його контакт в колі обмотки реле KV замкнено, якір реле KV підтягнутий, а контакт KV в колі пуску МСЗ розімкнено. При появі несиметрії фаз (двофазне або однофазне КЗ) спрацьовує реле KVZ, розмикаючи обмотку KV, яке дозволяє пуск захисту. При симетричному зни-

женні напруги внаслідок трифазного КЗ реле KVZ не спрацьовує, але спрацьовує реле KV, що дозволяє пуск захисту.

Напруга спрацьовування реле KVZ вибирається за умови відлаштування від напруги небалансу фільтра в нормальному режимі та становить $U_{2cз} = (0,06 \div 0,12) \cdot U_{ном}$, де $U_{2cз}$ і $U_{ном}$ – лінійні напруги. Напруга спрацьовування реле за шкалою регулюється в межах $6 \div 12$ В, зазвичай приймається $U_{2cp} = 6$ В. Налаштування реле РНФ-1М здійснюється в режимі імітації двофазного КЗ, для чого між одним з затискачів фільтра напруги зворотної послідовності та двома закороченими на період налагоджування іншими подається однофазна напруга, що регулюється. Реле повинно спрацьовувати при значенні цієї напруги, яке дорівнює $\sqrt{3} \cdot U_{2c.p.}$.

Напруга спрацьовування захисту (відпадання якоря реле мінімальної напруги KV) вибирається, виходячи з умови повернення реле при самозапущу електродвигунів (після вимикання зовнішнього КЗ), коли напруга в місці встановлення реле знижується до U_{min} :

$$U_{cз} = \frac{U_{min}}{k_n \cdot k_{нов}}, \quad (8.21)$$

де $k_n = 1,1 \div 1,2$ – коефіцієнт надійності;

$k_{нов} = 1,15 \div 1,2$ – коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги.

Напруга спрацьовування реле $U_{cp} = \frac{U_{cз}}{n_n}$, де n_n – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Зазвичай $U_{cз} = (0,5 \div 0,7) \cdot U_{ном}$. Нижче $0,5U_{ном}$ уставку вибирати не потрібно, оскільки захист може відмовити при КЗ через перехідний опір.

Коефіцієнт чутливості реле KVZ може не визначатися, оскільки він зазвичай буває достатньо високим. Коефіцієнт чутливості реле KV визначається при КЗ в зоні резервування і повинен бути не меншим 1,2. Для схеми комбінованого пуску він визначається за виразом:

$$k_u = \frac{U_{cз} \cdot k_{нов}}{U_{\kappa}^{(3)}} \geq 1,2, \quad (8.22)$$

де $U_{\kappa}^{(3)}$ – міжфазна напруга в місці встановлення реле при трифазному металевому КЗ в кінці зони резервування (при живленні від генераторів – для моменту часу, який відповідає часу дії захисту).

З умови (8.22) видно, що k_u автоматично підвищується в $k_{нов}$ разів, оскільки в момент виникнення трифазного КЗ через короткочасну появу напруги зворотної послідовності спрацьовує реле KVZ, і тоді реле KV працює «на повернення».

Пусковий орган, який складається з трьох мінімальних реле напруги типу РН-50, наведено на рисунку 8.3, б. В нормальному режимі якір реле підтягнутий, а контакти розімкнено. При зниженні напруги внаслідок КЗ будь-яких двох або всіх трьох фаз нижче уставки реле якір реле відпадає, реле спрацьовує, замикає контакти і дозволяє пуск МСЗ генератора. Напруга спрацьовування (відпадання якоря) реле вибирається за виразом (8.21). Чутливість захисту за напругою перевіряється за формулою:

$$k_u = \frac{U_{cз}}{U_{\kappa}^{(3)}} \geq 1,2. \quad (8.23)$$

Перевага пускового органу з трьох реле напруги полягає в можливості під'єднання цих реле безпосередньо на напругу 380 В, недолік – в меншій чутливості порівняно з комбінованим пусковим органом. Недолік комбінованого пускового органу полягає в необхідності встановлення спеціальних трансформаторів напруги 380/100 В.

При перевірці чутливості пускових органів напруги необхідно враховувати вплив перехідних опорів в місці КЗ. Зазвичай вплив перехідних опорів на роботу пускових органів МСЗ малопотужних аварійних генераторів 0,4 кВ значно менший, ніж на роботу захистів трансформаторів з нижчою напругою 0,4 кВ. Тому використання пуску за напругою захистів генераторів не викликає особливих складностей в забезпеченні чутливості захисту.

Захист автоматами. Для захисту генераторів найбільш придатними є автомати серії АВМ, які мають електромагнітні розчеплювачі від перевантаження з залежною характеристикою та невеликим часом спрацьовування (2 ÷ 4 с на незалежній частині характеристики). Їх використовують як МСЗ генератора від зовнішніх КЗ. Розрахунок уставки спрацьовування виконується за наведеними вище виразами. Час спрацьовування приймається за умовою селективності з захистами відхідних ліній 0,4 кВ, а також за умовою відлаштування від тривалості пуску електродвигунів, якщо надійно відлаштуватись за струмом від пускових режимів не вдається. Для налагоджування час спрацьовування задають при струмі на затискачах генератора, який дорівнює $I_{\kappa\infty}^{(3)}$. Зазвичай приймають мінімальну уставку за шкалою часу, яка відповідає 2 с на незалежній частині характеристики (при струмі більше $3I_{cз}$), в цьому випадку при струмі $I_{cз}$ автомат вимикається не менше, ніж за 7 с. Меншу уставку за шкалою часу приймати не рекомендується, оскільки витримка часу стає нестійкою, що може призвести до неселективного вимикання.

Відсічку автомата використовують для захисту генератора від внутрішніх КЗ при його паралельній роботі з іншими джерелами. Струм спрацьовування відсічки вибирають, виходячи з відлаштування від максималь-

ного струму КЗ $I_{K0}^{(3)}$, який посиляється генератором в мережу в початковий момент КЗ на генераторних шинах:

$$I_{CB} \geq k_n \cdot I_{K0}^{(3)}, \quad (8.24)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, значення якого приймаються згідно з таблицею 33 [1]; для автоматів серії АВМ $k_n = 1,8$.

При цьому I_{CB} перевіряється на відлаштування від струму качань, якщо передбачається паралельна робота генератора з іншими джерелами. Оскільки відсічка не працює при зовнішніх КЗ, то для захисту генератора можна використовувати як селективні, так і неселективні автомати. Селективний автомат більш підходить внаслідок надійності неспрацьовування відсічки при зовнішніх КЗ.

Чутливість відсічки перевіряється за виразами (8.25) та (8.26) при КЗ в генераторі, коли відсічка спрацьовує через струм, який надходить до місця КЗ від генераторів, які працюють з ним паралельно:

$$k_u^{(2)} = \frac{I_{KR}^{(2)}}{I_{CB}} = \frac{0,87 \cdot I_{KR}^{(3)}}{I_{CB}} \geq 1,1 \cdot k_p; \quad (8.25)$$

$$k_u^{(1)} = \frac{I_{KR}^{(1)}}{I_{CB}} \geq 1,1 \cdot k_p, \quad (8.26)$$

де $I_{KR}^{(2)}$ та $I_{KR}^{(1)}$ – відповідно мінімальний струм двофазного та однофазного КЗ на затискачах генератора з урахуванням струмообмежувальної дії електричної дуги ($R_n = 15$ мОм);

1,1 – коефіцієнт запасу;

k_p – коефіцієнт розкидання спрацьовування відсічки за струмом (таблиця 33 [1]); для автоматів серії АВМ $k_p = 1,1$.

За відсутності даних про розкидання нормований коефіцієнт чутливості ($1,1 k_p$) рекомендується брати не меншим $1,4 \div 1,5$.

При недостатній чутливості до міжфазних КЗ виконують один з таких заходів: уточнюють значення I_{CB} з урахуванням впливу опору зовнішній мережі; використовують інший тип автомата; збільшують переріз кабелю, але не більше ніж на 1–2 ступеня; використовують виносний релейний захист.

Захисні характеристики автоматів інших типів мало підходять для захисту генераторів, оскільки їх захист від перевантаження внаслідок великого часу дії не може бути використано як МСЗ. Для цього використовують селективну струмову відсічку, однак забезпечити при цьому надійне відлаштування від режимів пуску та самозапуску двигунів зазвичай не вдається. Тому використання цих автоматів можливе лише в деяких випадках

для генераторів потужністю не більше 100–200 кВт, якщо в схемі електропостачання відсутні двигуни, пуск яких може викликати спрацьовування захисту генератора.

Приклад 8.1. Вибрати автомат АВМ та уставки захисту для генератора з параметрами:

$$P_{Г.ном} = 630 \text{ кВт}; \quad S_{Г.ном} = 787 \text{ кВА}; \quad U_{Г.ном} = 0,4 \text{ кВ}; \quad I_{Г.ном} = 1138 \text{ А}; \\ X_{d''} = 0,16; \quad \text{ВКЗ} = 0,63; \quad I_{ф.зр.*} = 10; \quad r_{Г} = 0; \quad X_{2Г*} = 0,171; \quad X_{0Г*} = 0,054.$$

Генератор з'єднується з шинами алюмінієвим кабелем:

$$q = (3 \times 95 + 1 \times 50) \text{ мм}^2, \quad l = 100 \text{ м}; \text{ кабель має непервідну оболонку.}$$

Розв'язування.

Індуктивний опір генератора:

$$X_{Г} = 0,16 \cdot 400^2 / 787 = 32,5 \text{ мОм.}$$

Опір кабеля:

$$X_{к} = 0,057 \cdot 100 = 5,7 \text{ мОм};$$

$$r_{к} = 0,405 \cdot 100 = 40,5 \text{ мОм.}$$

Результуючий опір до точки КЗ з урахуванням перехідного опору ($R_n = 15 \text{ мОм}$):

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(32,5 + 5,7)^2 + (40,5 + 15)^2} = 67,4 \text{ мОм.}$$

Струм КЗ при $t = 0$:

$$I_{K0R}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 67,4} = 3,6 \text{ кА.}$$

Струм КЗ при $t = \infty$ визначаємо методом спрямлених характеристик.

Зовнішній опір:

$$Z_{зв} = \sqrt{5,7^2 + (40,5 + 15)^2} = 55,8 \text{ мОм.}$$

Опір та ЕРС генератора:

$$X_{Г\infty} = \frac{400^2}{0,63 \cdot 787} = 322,7 \text{ мОм};$$

$$E_{Г\infty} = 40 \cdot 10 = 4000 \text{ В.}$$

$$\text{Критичний опір: } Z_{кр} = \frac{322,7 \cdot 400}{4000 - 400} = 35,9 \text{ мОм.}$$

Оскільки $Z_{зв} > Z_{кр}$, то маємо режим нормальної напруги.

Приймаючи в формулі (8.2) $E_t = U_{Г.ном}$; $X_{Г} = 0$, маємо:

$$I_{K\infty R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 55,8} = 4,14 \text{ кА.}$$

Однак через шунтувальний вплив навантаження значення струму КЗ буде дещо меншим, тому можна прийняти: $I_{K\infty R}^{(3)} \approx I_{K0R}^{(3)} = 3,6 \text{ кА}$.

Визначимо значення струму КЗ за методом розрахункових кривих.

$$\text{Розрахунковий опір: } Z_{*p} = \frac{67,4 \cdot 787}{400^2} = 0,33.$$

За кривими на рисунку 8.1 знаходимо відносно значення струму КЗ:

$$I_{K*0} = 3,2; \quad I_{K*\infty} = 2,25.$$

Струми КЗ (формула 8.11):

$$I_{K0R}^{(3)} = 3,2 \cdot 1,138 = 3,6 \text{ кА};$$

$$I_{K\infty R}^{(3)} = 2,25 \cdot 1,138 = 2,6 \text{ кА},$$

що значно менше визначеного раніше.

Очевидно, що для генератора з $I_{f.zp.*} = 10$ визначення усталеного струму КЗ за розрахунковими кривими на рисунку 8.1 недопустимо, і ними користуватись не можна. Якщо б генератор мав, наприклад, $I_{f.zp.*} = 4$, то $E_{Г\infty} = 1600 \text{ В}$; $Z_{кр} = 107,6 \text{ мОм}$; $Z_{зв} < Z_{кр}$ (режим граничного збудження) та

$$I_{K\infty R}^{(3)} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(322,7 + 5,7)^2 + (40,5 + 15)^2}} = 2,77 \text{ кА},$$

що близько до значення визначеного за розрахунковими кривими.

Визначимо струм однофазного КЗ на затискачах генератора та за кабелем.

Індуктивний опір генератора струмам прямої, зворотної та нульової послідовності:

$$X_{1Г} = \frac{0,16 \cdot 400^2}{787} = 32,5 \text{ мОм};$$

$$X_{2Г} = \frac{0,171 \cdot 400^2}{787} = 34,8 \text{ мОм};$$

$$X_{0Г} = \frac{0,054 \cdot 400^2}{787} = 11 \text{ мОм};$$

$$r_{1Г} = r_{2Г} = r_{0Г} = 2,18 \text{ мОм}.$$

За формулою (8.14) маємо:

$$Z_{\Sigma Г}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 2,18 + 3 \cdot 15)^2 + (32,5 + 34,8 + 11)^2} = 93,7 \text{ мОм}.$$

Опір петлі фаза – нуль кабелю:

$$Z_{ПГ} = 1,13 \cdot 100 = 113 \text{ мОм}.$$

Струм однофазного КЗ на затискачах генератора з врахуванням перехідних опорів:

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \frac{93,7}{3}} = 7,4 \text{ кА}.$$

Для металевого КЗ ($R_{П} = 0$):

$$Z_{\Sigma Г}^{(1)} = 78,6 \text{ мОм}; \quad I_K^{(1)} = 8,8 \text{ кА}.$$

Струм однофазного КЗ за кабелем з врахуванням перехідних опорів:

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{93,7}{3} + 113 \right)} = 1,6 \text{ кА}.$$

Для металевого КЗ:

$$I_K^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{78,6}{3} + 113 \right)} = 1,66 \text{ кА.}$$

Приймаємо до установавання автомат АВМ-15НВ (або АВМ-15СВ) з номінальним струмом розчеплювача 1200 А, у якого струм спрацьовування захисту від перевантаження регулюється в межах 1500 ÷ 2000 А, струм спрацьовування відсічки 8 ÷ 10 кА.

Вибираємо струм спрацьовування МСЗ за умовою (8.15). Зважаючи на відсутність конкретних навантажень приймаємо, що від режимів пуску та самозапуску можна відлаштуватись за часом, відповідно $k_{c3n} = 1$. Коефіцієнт повернення розчеплювача АВМ залежить від часу від початку спрацьовування, в кінці ходу якоря він становить 0,5 ÷ 0,6; в середині – близько 0,7. Приймаємо $k_{нов} = 0,6$. Відповідно $I_{c3} = 1,2 \cdot 1138 / 0,6 = 2280 \text{ А}$.

Для надійного відлаштування пускових режимів та узгодження з захистами відхідних ліній приймаємо максимальну за шкалою уставку $I_{c3} = 2400 \text{ А}$. Чутливість захисту при усталеному струмі трифазного КЗ $k_{\infty}^{(3)} = 7160 / 2400 = 2,98 > 1,5$. Чутливість при однофазних КЗ: $k_R^{(1)} = 7400 / 2400 = 3,08 > 1,5$.

Час спрацьовування захисту приймаємо 2 с на незалежній частині характеристики (при струмі більше $3I_{c3}$). При кратності струму $7160/2400 = 2,98$ час спрацьовування за характеристиками автоматів АВМ становить близько 2,3 с; при струмі спрацьовування – не менше 7 с.

Максимальний струм КЗ від генератора при $t = 0$ без врахування перехідних опорів:

$$I_{K0}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 32,5} = 7500 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування відсічки за умовою (8.24):

$$I_{CB} = 1,8 \cdot 7500 = 13500 \text{ А.}$$

Приймаємо найбільшу уставку за шкалою 10 кА. Для забезпечення неспрацьовування відсічки при зовнішньому КЗ приймаємо селективний автомат, час спрацьовування відсічки приймаємо $t_{CB} = 0,4 \text{ с}$.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Шабад М. А. Защита генераторов малой и средней мощности / Шабад М. А. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 96 с.
2. Шабад М. А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серии СПАСОМ / Шабад М. А. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 1998.
3. РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. – М. : Госэнергоиздат, 1961. – 76 с.
4. Байтер И. И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций / И. И. Байтер, Н. А. Богданова. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.
5. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / Беляев А. В. – Л. : Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
6. Чернобровов Н. В. Релейная защита / Чернобровов Н. В. – М. : Энергия, 1976. – 679 с.
7. Беркович М. А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты / М. А. Беркович, В. А. Семенов. – М. : Энергия, 1971. – 584 с.
8. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій : навч. посібник / Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с.

ДОДАТОК А
Параметри генераторів малої та середньої потужності

Таблиця А.1 – Параметри деяких генераторів малої та середньої потужності

Тип	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi_{ном}$	Реактивні опори, в. о.				Струми ротора, А			ВКЗ	$n_{ном}$, об./хв.	C_T , мкФ/фазу	
				X_d^*	X_d'	X_d''	X_2^*	X_0^*	$I_{Гх}$	$I_{Гном}$				$I_{Гр}$
				Турбогенератори										
Т2-0,75-2БП	750	0,4/0,23	0,8	1,18	0,155	0,12	0,146	0,031	120-130	256	-	1,02	3000	0,014
	750	0,525	0,8	1,27	0,169	0,13	0,158	0,059	120-130	256	-	-	3000	0,014
	750	6,3	0,8	1,38	0,188	0,141	0,172	0,038	120-130	256	-	0,87	3000	0,02
Т2-1,5-2БП	1500	0,4/0,23	0,8	1,79	0,22	0,154	0,188	0,054	110-115	252	-	0,71	3000	0,033
ТК-1,5-2РУЗ	1500	3,15; 6,3	0,8	1,5	0,15	0,115	0,14	0,042	110-115	252	-	0,70	3000	0,04
	1500	10,5	0,8	1,93	0,23	0,13	-	-	-	287	-	0,55	3000	-
Т2-0,5-2	500	0,4/0,23	0,8	1,54	0,225	0,145	0,177	0,05	48	109	144	0,78	3000	-
Т2-1-2	1000	0,4/0,23	0,8	1,8	0,22	0,155	0,19	0,05	45	106	-	0,66	3000	0,03
Т2-3,5-2	3500	6,3	0,8	1,52	0,18	0,117	0,143	0,101	132	290	460	0,79	3000	0,05
ТК-4-2РУЗ	4000	10,5	0,8	1,89	0,24	0,14	-	-	-	275	-	0,58	3000	-
Т2-6-2	6000	6,3	0,8	1,65	0,17	0,12	0,147	0,067	107	248	350 580	0,83	3000	0,05
ТК-6-2РУЗ	6000	10,5	0,8	1,89	0,22	0,13	-	-	-	280	-	0,58	3000	-
Т2-25-2	25000	10,5	0,8	2,216	0,216	0,131	0,16	0,055	155	408	620	0,58	3000	0,16

Примітка: ТГ серії ТК мають безщіткову систему збудження, а серії Т2 – електромашинну.

Продовження таблиці А.1

Тип	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi_{ном}$	Реактивні опори, в. о.				Струми ротора, А			$I_{ном}$, об./хв.	C_T , мкФ/фазу		
				X_{d*}	$X_{d'}$	$X_{d''}$	X_{2*}	X_{0*}	$I_{fх}$	$I_{fном}$			$I_{fер.}$	
Дизель-генератори														
МСД-323-5/20	400	0,4	0,8	1,02	0,35	0,2	0,244	0,034	68	131	–	1,22	300	–
	400	6,3	0,8	1,07	0,37	0,21	0,25	0,088	64,5	132	–	1,15	300	–
ГСД-400-375	400	0,4	0,8	1,09	0,298	–	–	–	58	118	–	0,98	375	–
	400	6,3	0,8	0,973	0,284	–	–	–	64	129	–	1,1	375	–
СГС-1370-750	1100	6,3	0,8	0,92	0,224	0,136	0,166	–	123	209	370	1,25	750	–
ГСД-17-08-8	1000	6,3	0,8	1,018	0,282	0,192	0,171	0,0763	–	–	–	1,15	750	–
СГД-16-69	3500	6,3	0,8	0,82	0,21	0,17	–	–	–	–	–	–	1000	–
СГС-14-100-6	2500	6,3	0,8	–	–	0,16	–	–	–	–	–	–	1000	–
СГД-15-41-16	630	6,3	0,8	1,172	0,281	0,18	–	–	–	–	–	1,1	375	–
СГДМ-12-42-4	630	0,4	0,8	1,9	0,214	0,167	0,174	0,054	–	–	10 В.О.	0,63	1500	–
СГДМ-11-46-4	500	0,4	0,8	1,92	0,191	0,14	0,15	0,047	–	–	9 В.О.	0,6	1500	–

Продовження таблиці А.1

Тип	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi_{ном}$	Реактивні опори, в. о.				Струми ротора, А			$I_{гр}$	ВКЗ	$n_{ном}$, об./хв.	C_T , мкФ/фазу
				X_d^*	$X_d^{'}$	$X_d^{''}$	X_2^*	X_0^*	I_{fx}	$I_{fном}$				
Гідрогенератори														
ВГСП5-213/24-24	500	6,3	0,8	0,99 ÷ 1,1	0,29 ÷ 0,38	0,29 ÷ 0,38	0,42 ÷ 0,55	-	75	145	-	1,05	250	-
ВГС-325/64-18	6400	6,3	0,85	1,07	0,35	0,22	0,27	-	226	430	-	1,0	333	0,12
СФВ-616/12-40	750	6,3	0,8	1,18	0,293	0,167	0,20	-	79	160	-	1,04	150	-

ДОДАТОК Б

Визначення усталеного струму трифазного КЗ

Для генераторів з відомими значеннями ВКЗ та I_{f*} усталений струм $I_{\infty}^{(3)}$ при трифазному КЗ на виводах визначається за виразом:

$$I_{\infty}^{(3)} = BKЗ \cdot I_{f*} \cdot I_{Г.ном}, \quad (Б.1)$$

де I_{f*} – відносний струм збудження;

$BKЗ$ – відношення КЗ генератора;

$I_{Г.ном}$ – номінальний струм генератора.

Для того щоб визначити усталений струм $I_{\infty}^{(3)}$ в будь-якій точці схеми, необхідно задати кожний з генераторів величинами, які характеризують усталений режим: E_{∞} та X_{∞} . Для простої розрахункової схеми з одним генератором при КЗ за опором $X_{зв}$ струм $I_{\infty}^{(3)}$ дорівнює [1]:

$$I_{\infty}^{(3)} = \frac{E_{\infty}}{X_{\infty} + X_{зв}}. \quad (Б.2)$$

Для практичних розрахунків усталеного режиму трифазного КЗ приймається, що всі генератори мають невелике насичення (їх характеристики ХХ прямолінійні), тому реактивний опір генератора X_{∞} приймається рівним його синхронній ненасиченій реактивності за поздовжньою віссю:

$$X_{\infty} = X_d. \quad (Б.3)$$

Якщо значення X_d невідомо, то його величину можна визначити за допомогою виразу:

$$X_d = \frac{1}{BKЗ}. \quad (Б.4)$$

Значення ЕРС E_{∞} за прямолінійної характеристики ХХ приймається рівним струму збудження генератора, в. о.:

$$E_{\infty} = I_{f*}. \quad (Б.5)$$

Для генераторів, які обладнані пристроями АРЗ та швидкодійного збудження при роботі в режимі граничного збудження значення I_{f*} в (Б.5) замінюється значенням $I_{f.zp*}$.

Відомо, що АРЗ намагається підтримувати напругу на виводах генератора на рівні $U_{Г.ном}$ за всіх змін нормального режиму. При близьких КЗ, незважаючи на граничне збудження, відновлення напруги до нормального значення $U_{Г.ном}$ неможливо. При віддаленні точки КЗ зниження напруги на затискачах генератора стає все меншим і тим менше необхідно збільшувати струм збудження для компенсації цього зниження напруги. При КЗ за деяким реактивним опором напруга на генераторі залишається рівною нормальному значенню $U_{\infty} = U_{Г.ном}$. Критичний опір для усталеного режиму визначається за виразом [1]:

$$X_{кр.\infty} = \frac{X_{\infty} \cdot U_{Г.ном}}{E_{\infty} - U_{Г.ном}}. \quad (Б.6)$$

Якщо значення X_{∞} та E_{∞} наведені у відносних одиницях при номінальних даних генератора, то $U_{Г.ном} = 1$. Знаючи значення $X_{кр.\infty}$, достатньо порівняти його з опором мережі до точки КЗ $X_{зв}$ (Б.2), щоб визначити, в якому режимі працює генератор.

При $X_{зв} \leq X_{кр.\infty}$ має місце режим граничного збудження і струм $I_{\infty}^{(3)}$ визначається за виразами (Б.2) ÷ (Б.5), причому у виразі (Б.5) підставляється значення $I_{f.zp*}$.

При $X_{зв} \geq X_{кр.\infty}$ зберігається режим нормальної напруги, тобто генератор може розглядатися як джерело необмеженої потужності, його $X_{\infty} = 0$, а ЕРС $E_{Г} = U_{Г.ном}$. В цьому випадку величина струму $I_{\infty}^{(3)}$ визначається за виразом:

$$I_{\infty}^{(3)} = \frac{U_{Г.ном}}{X_{зв}}. \quad (Б.7)$$

Приклад Б.1. Визначити усталений струм $I_{\infty}^{(3)}$ від генератора типу Т2-3-2 (див. приклад 1.1) при трифазному КЗ в точці мережі, опір до якої у відносних одиницях за номінальних даних генератора дорівнює $X_{зв} = 0,3$.

При $I_{f.zp*} = 3,5$ та $BKЗ = 0,82$ визначаємо:

- за (Б.4) $X_{\infty} = X_d = \frac{1}{BKЗ} = \frac{1}{0,82} = 1,22$;
- за (Б.5) $E_{\infty} = I_{f.zp*} = 3,5$;

$$\text{– за (Б.6)} \quad X_{кр.\infty} = \frac{X_{\infty} \cdot U_{Г.ном}}{E_{\infty} - U_{Г.ном}} = \frac{1,22 \cdot 1}{3,5 - 1} = 0,49.$$

Оскільки $X_{зв} = 0,3 < X_{кр.\infty} = 0,49$ – генератор працює в режимі граничного збудження і його струм дорівнює

$$I_{\infty*}^{(3)} = \frac{E_{\infty}}{X_{\infty} + X_{зв}} = \frac{3,5}{1,22 + 0,3} = 2,3;$$

$$I_{\infty}^{(3)} = I_{\infty*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном} = 2,3 \cdot 344 = 790 \text{ А.}$$

Якщо б опір до точки КЗ був, наприклад, $X_2 = 0,7$, то $X_{зв} > X_{кр.\infty} = 0,49$. В цьому випадку струм $I_{\infty}^{(3)}$ визначається за виразом (Б.7):

$$I_{\infty*}^{(3)} = \frac{1}{0,7} = 1,43;$$

$$I_{\infty}^{(3)} = I_{\infty*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном} = 1,43 \cdot 344 = 490 \text{ А.}$$

Врахування навантаження. В процесі усталеного КЗ навантаження, яке залишилось приєднаним до мережі, суттєво змінює значення і розподіл струмів в схемі. В практичних розрахунках навантаження в заступній схемі приводять як генератор з ЕРС $E_{ном*} = 0$ та чисто індуктивним опором, який дорівнює

$$X_{зв*} = 1,2, \quad (\text{Б.8})$$

віднесеним до повної (тисячі кВА) робочої потужності навантаження і середньої номінальної напруги ступеня, де воно приєднано.

Зі схеми на рисунку Б.1 видно, що навантаження шунтує пошкоджену ЛЕП і тим зменшує зовнішній опір кола $X_{зв}$. Це призводить до збільшення струму генератора, зменшення його напруги та відповідно зменшення струму в місці КЗ. Зі збільшенням віддаленості КЗ вплив навантаження виявляється сильніше, що необхідно враховувати при розрахунках релейного захисту як генераторів, так і відхідних ЛЕП (трансформаторів).

За трифазного КЗ на затискачах генератора приєднане навантаження в усталеному режимі не відіграє ролі та не враховується при розрахунку.

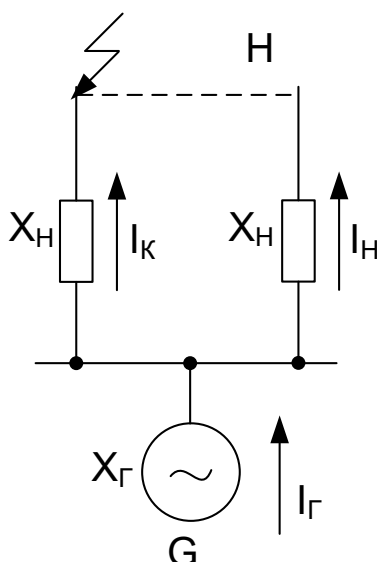


Рисунок Б.1 – Схема для розрахунку усталеного режиму трифазного КЗ з урахуванням навантаження

Приклад Б.2. До шин генератора Т2-3-2 (див. приклад Б.1) під'єднано навантаження (див. рис. Б.1), яке становить 75% номінальної потужності генератора. Визначити струми генератора $I_{Г\infty}$ і в місці трифазного КЗ I_K за опором $X_{K^*} = 0,3$, віднесеним до номінальних даних генератора.

Реактивний опір навантаження, приведений до потужності генератора:

$$X_{H^*} = 1,2 \cdot \frac{1}{0,75} = 1,6.$$

Результуючий реактивний опір до місця КЗ:

$$X_{рез^*} = X_{Г^*} // X_{H^*} + X_{K^*};$$

$$X_{рез^*} = \frac{1,22 \cdot 1,6}{1,22 + 1,6} + 0,3 = 0,99.$$

Результуюча ЕРС (при $E_{H^*} = 0$):

$$E_{рез^*} = \frac{E_{Г^*} \cdot X_{H^*} + E_{H^*} \cdot X_{Г^*}}{X_{Г^*} + X_{H^*}} = \frac{3,5 \cdot 1,6}{1,22 + 1,6} = 1,98.$$

Струм в місці КЗ:

$$I_{K^*}^{(3)} = \frac{E_{рез^*}}{X_{рез^*}} = \frac{1,98}{0,99} = 2;$$

$$I_K^{(3)} = 2 \cdot 344 = 688 \text{ А (в } 1,15 \text{ раза менший, ніж в прикладі Б.1).}$$

Напруга генератора:

$$U_{Г*} = I_{K*}^{(3)} \cdot X_{K*} = 2 \cdot 0,3 = 0,6.$$

Струм генератора:

$$I_{Г*}^{(3)} = \frac{E_{Г*} - U_{Г*}}{X_{Г*}} = \frac{3,5 - 0,6}{1,22} = 2,38;$$

$$I_G^{(3)} = 2,38 \cdot 344 = 820 \text{ А (більший, ніж в прикладі Б.1).}$$

Порівняно з методом визначення струмів за розрахунковими кривими, розглянутий метод (спрямлених характеристик) має переваги: дозволяє використовувати фактичні (а не середні) параметри генератора і враховувати навантаження, яке під'єднано у будь-яких точках розрахункової схеми (а не тільки на шинах генератора).

Навчальне видання

**Лагутін Валерій Михайлович
Лесько Владислав Олександрович
Тептя Віра Володимирівна**

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ МАЛОЇ ТА СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ

Навчальний посібник

Редактор Т. Старічек

Оригінал-макет підготовлено В. Тептя

Підписано до друку 19.04.2017 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. друк. арк. 6,6.
Наклад 50 пр. Зам. № 2017-070.

Вінницький національний технічний університет,
навчально-методичний відділ ВНТУ.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, к. 2201.
Тел. (0432) 59-87-36.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті
в інформаційному редакційно-видавничому центрі.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-87-38.
press.vntu.edu.ua; email: kivc.vntu@gmail.com.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.