

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до виконання лабораторних робіт
з основ електроенергетики та електропостачання

Рекомендовано Методичною радою НУК

Миколаїв • НУК • 2018

УДК 621.311(076)

М 54

Автори:

С. Ю. Александровський, завідувач лабораторіями кафедри СЕЕС;

С. І. Бандура, завідувач лабораторіями кафедри СЕЕС;

О. Ю. Кімстач, кандидат технічних наук, доцент кафедри СЕЕС;

С. М. Новогрецький, кандидат технічних наук, доцент кафедри СЕЕС;

В. І. Подимака, кандидат технічних наук, доцент кафедри СЕЕС

Рецензент Д. О. Жук, кандидат технічних наук, доцент

Рекомендовано Методичною радою НУК

Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з основ
М 54 електроенергетики та електропостачання / С. Ю. Александровський,
І. С. Бандура, О. Ю. Кімстач, С. М. Новогрецький, В. І. Подимака. –
Миколаїв : НУК, 2018. – 96 с.

Розглянуті особливості паралельної роботи синхронних генераторів і трансформаторів, роботи лінії електропостачання, організації захисту синхронних генераторів та забезпечення стійкості роботи генераторних агрегатів. Наведені основні теоретичні відомості та аналітичні співвідношення, необхідні для пояснення електромагнітних та електромеханічних особливостей і обробки результатів випробувань.

Призначено для студентів Навчально-наукового інституту автоматики та електротехніки НУК.

УДК 621.311(076)

© Александровський С. Ю., Бандура С. І., Кімстач О. Ю.,
Новогрецький С. М., Подимака В. І., 2018

© Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова, 2018

ВСТУП

Дисципліна "Основи електроенергетики та електропостачання" розглядає загальні питання генерування, транспортування та розподілу електроенергії. Основним елементом будь-якої електроенергетичної системи є генераторний агрегат. У методичних вказівках розглянуті три основних питання роботи синхронних генераторів у складі електростанції: розподіл реактивної та активної потужностей навантаження між паралельно працюючими генераторними агрегатами шляхом зміни статизму характеристик регулювання автоматичних регуляторів напруги та автоматичних регуляторів частоти; релейний захист синхронних генераторів від ненормальних режимів роботи; статична стійкість роботи генераторних агрегатів на потужну мережу та вплив на неї наявності зворотного зв'язку по куту навантаження в системі автоматичного регулювання збудження. Іншим, не менш важливим елементом системи електропостачання є лінія електропостачання, яка являє собою елемент із розподіленими електричними параметрами, що викликає певні особливості її експлуатації. В методичних вказівках розглянуті питання математичного опису лінії електропостачання, особливості роботи в залежності від довжини при відсутності навантаження, максимальної потужності, що транспортується по лінії

до навантаження, а також питання подовжньої компенсації. І останнім важливим елементом системи електропостачання є трансформатор. У методичних вказівках розглянуті теоретичні основи вибору кількості трансформаторів та умови включення їх на паралельну роботу.

Кожне висвітлене питання має досить значне теоретичне обґрунтування та якісне лабораторне оснащення, що дозволяє більш повно засвоїти лекційний курс із зазначеної вище дисципліни та отримати певні практичні навички. Крім того, в процесі проходження лабораторного курсу студент отримує більш якісне розуміння електромагнітних та електромеханічних процесів, що протікають у системах електропостачання.

ВИМОГИ ДО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ

Для виконання лабораторних робіт студенти повинні пройти інструктаж з техніки безпеки. Перед тим, як приступити до складання схеми, студенти повинні ознайомитися з устаткуванням і записати паспортні дані електричних машин і апаратів. Перед складанням схеми необхідно перекоонатися, що всі автомати і рубильники на робочому місці відключені.

Студенти бригади повинні самостійно зібрати схему установки і пред'явити її викладачу для перевірки. Включати установку можна тільки з дозволу викладача. Всі зміни в схемі, що пов'язані з приєднанням проводів, повинні робитися при відключеному живленні і нерухомих машинах. Робота під напругою допускається тільки з дозволу викладача та з застосуванням відповідних заходів безпеки. По закінченню роботи бригада пред'являє викладачу для перевірки протокол дослідження.

Схему можна розібрати після дозволу викладача. Якщо робота не буде виконана у встановлений розкладом термін, слід погодити з викладачем час додаткових занять. На чергове заняття кожний студент повинен надати звіт по попередній роботі. Звіт оформляється кожним студентом

індивідуально. До одного зі звітів бригади додається протокол іспитів, підписаний викладачем.

Звіт слід оформляти окремо по кожній роботі. Він має містити: обсяг роботи; паспортні дані електричних машин і апаратів; принципові схеми дослідів; дані досліджень; розрахункові формули і результати розрахунків у табличній і графічній формах з вказівкою одиниць вимірювань; короткі пояснення отриманих результатів та висновки по роботі.

Звіт повинен бути оформлений акуратно. Розрахункові й опорні точки на графіках слід чітко позначати. Криві проводити так, щоб відстані до експериментальних точок були мінімальними. Елементи схем повинні відповідати стандартам ЄСКД. Всі розрахунки мають бути виконані в одиницях виміру СІ. По кожній характеристиці для однієї з точок повинен бути проведений типовий розрахунок. При виконанні великого числа однотипних розрахунків рекомендується використовувати ЕОМ.

Лабораторна робота № 1

Паралельна робота двох трансформаторів

Обсяг роботи

1. Визначити групи сполучення обмоток трансформаторів.
2. Провести дослід паралельної роботи трансформаторів з однаковими коефіцієнтами трансформації та однаковими напругами короткого замикання.
3. Провести дослід паралельної роботи трансформаторів з неоднаковими коефіцієнтами трансформації.
4. Провести дослід паралельної роботи трансформаторів з неоднаковими напругами короткого замикання.
5. Оформити звіт.

1.1. Витяги з нормативних документів

У відповідності до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ):

"1.2.17. Електроприймачі за надійністю електропостачання поділяються на такі три категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку

для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. В складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій.

Категорії надійності електропостачання визначаються залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 "Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення".

Остаточно категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

1.2.18. Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення. Перемикання джерел

живлення повинно здійснюватися за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення. Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо <...>

1.2.19. Електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення. Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання припустимі на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

1.2.20. Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час перерви електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання не перевищує однієї доби...

4.2.212. На стороні низької напруги підстанцій напругою від 35 до 750 кВ потрібно передбачати роздільну роботу силових трансформаторів.

4.2.215. На підстанціях потрібно встановлювати трифазні трансформатори. За відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності, а також у разі транспортних обмежень дозволено застосовувати групу

однофазних трансформаторів або два трифазних трансформатори однакової потужності.

4.2.216. На підстанціях напругою від 35 до 750 кВ потрібно встановлювати два основні трансформатори. У початковий період експлуатації дозволено встановлювати один трансформатор за умови забезпечення вимог до надійності електропостачання споживачів.

Більше двох основних трансформаторів установлюють:

- у разі потреби у двох рівнях середньої напруги на підстанції;

- за відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності;

- у разі транспортних обмежень <...>

6.4.21. В аварійних режимах допускається короточасне перевантаження трансформаторів понад номінальний струм для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентована стандартами "ДСТУ 3463-96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів" (ГОСТ 14209-97, ІЕС 354-91) та "ДСТУ 2767-94. Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів" (ГОСТ 30221-97, ІЕС 60905:1987). Якщо інше не визначено інструкціями заводів-виробників, допускається короточасне перевантаження трансформаторів для всіх систем охолодження незалежно від тривалості, значення попереднього навантаження і температури охолоджувального середовища в наступних межах:

- для масляних трансформаторів 30 % тривалістю 120 хв; 45 % – 80 хв; 60 % – 45 хв; 75 % – 20 хв; 140 % – 10 хв;

- для сухих трансформаторів 20 % тривалістю 60 хв; 30 % – 45 хв; 40 % – 32 хв; 50 % – 18 хв; 60 % – 5 хв".

Тривалість припустимого перевантаження масляних трансформаторів також можна визначити і в Додатку Е стандарту "СОУ 40.1-21677681-07:2009. Трансформатори силові.

Типова інструкція з експлуатації". Наприклад, протягом 4 годин при температурі охолодного середовища 20° С припустиме перевантаження для трансформаторів: із системою охолодження М (природна циркуляція повітря та масла) – 40 %, із системою охолодження Д (примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла) – 30 %, із системою охолодження Ц (ДЦ) (примусова циркуляція повітря та масла з неспрямованим потоком масла) – 20 %.

У відповідності до держстандарту України "ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств":

"Схема розподілу електроенергії будується так, щоб всі її елементи постійно знаходилися під навантаженням, а у разі аварії на одному із них ті, що залишилися в роботі, змогли прийняти на себе його навантаження шляхом перерозподілу його між собою з урахуванням допустимих перенавантажень. Спеціальні резервні (нормально не працюючі) лінії і трансформатори не передбачаються.

Застосовують, як правило, роздільну роботу ліній і трансформаторів з використанням перевантажувальної здатності вказаних елементів в після аварійних режимах.

Паралельну роботу елементів системи електропостачання допускають:

- у разі живленні ударних розподільних навантажень;**
- якщо автоматичне ввімкнення резерву не забезпечує відновлення живлення для самозапуску електродвигунів та за неможливості забезпечення селективної роботи дії релейного захисту після спрацювання АВР (автоматичного включення резерву);**
- якщо виключена можливість ввімкнення несинхронних напруг при спрацюванні АВР.**

Під час побудови схем електропостачання ЕП (електроприймачів) I та II категорій проводять глибоке секціонування шин усіх ланок системи розподілу електроенергії від вузлової підстанції і до шин низької напруги цехових підстанцій і розподільних пунктів.

Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів повинен виконуватися на основі техніко-економічних розрахунків, виходячи із питомої густини навантажень, повного розрахункового навантаження об'єкта (корпуса, цеху, відділення), вартості електроенергії, оптимального рівня компенсації реактивної потужності в електричній мережі 0,38 кВ тощо... Кількість типорозмірів трансформаторів на одному підприємстві має бути мінімальною. **При цьому живлення ЕП I та II категорії передбачають від двотрансформаторних підстанцій.**

Для цехових двотрансформаторних підстанцій переважно застосовують на стороні нижчої напруги поодинокую секціоновану систему збірних шин з фіксованим підключенням кожного трансформатора до своєї секції через автоматичний вимикач, розрахований на видачу потужності трансформатора з урахуванням його перевантажувальної здатності. Секційний автоматичний вимикач в нормальному режимі відключений. На збірних шинах передбачено облаштування АВР.

Для трансформаторів цехових підстанцій слід, як правило, застосовувати наступні коефіцієнти завантаження:

- для цехів з переважним навантаженням I категорії при двотрансформаторних підстанціях – 0,65...0,7;

- для цехів з переважним навантаженням II категорії при одотрансформаторних підстанціях з взаємним резервуванням трансформаторів – 0,7...0,8;

- для цехів з переважним навантаженням II категорії з можливістю використання централізованого резерву

трансформаторів і для цехів з навантаженням III категорії – 0,9...0,95".

У відповідності до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів та Галузевого керівного стандарту "ГКД 34.46.501-2003. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації":

"Допускається паралельна робота дво- та триобмоткових трансформаторів на всіх обмотках, а також двообмоткових з триобмотковими, якщо жодна з обмоток паралельно ввімкнутих трансформаторів не навантажується більше її допустимої навантажувальної здатності. Паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше трьох не рекомендується. Умови паралельної роботи трансформаторів:

– номінальні напруги і коефіцієнти трансформації обмоток повинні бути однаковими. Допускаються розбіжності для трансформаторів з коефіцієнтом трансформації менше або що дорівнює 3 в межах $\pm 1\%$; для всіх останніх – $\pm 0,5\%$;

– значення напруги короткого замикання не повинні відрізнятись більше ніж на $\pm 10\%$;

– групи сполучення обмоток трансформаторів повинні бути тотожними".

1.2. Короткі теоретичні відомості

1.2.1. Визначення групи сполучення обмоток трансформатора

Група сполучення обмоток трансформатора визначається кутом зсуву між векторами первинних і вторинних лінійних ЕРС, який вимірюється від вектора первинної ЕРС за напрямком обертання годинникової стрілки. При цьому за одиницю

кута приймається кут 30° , що відповідає одній годині 12-годинного циферблата.

Якщо вектор первинної ЕРС подумки поєднати з хвилинною стрілкою годинника, яка вказує на цифру 12, а вектор вторинної ЕРС – із годинною стрілкою, то остання своїм положенням укаже номер групи, до якої відноситься трансформатор. Наприклад, якщо вектор вторинної ЕРС укаже на цифру 3, тобто зрушений по годинниковому циферблату на кут 90° щодо вектора первинної ЕРС, то трансформатор належить до третьої групи.

Група сполучення обмоток залежить від схеми з'єднань обмоток, від напрямку намотування і маркування затискачів. Для однофазного трансформатора можливі дві групи: 0 і 6, для трифазного – всі дванадцять груп. Парні групи мають місце при однаковому з'єднанні первинної і вторинної обмоток, наприклад зірка-зірка, трикутник-трикутник і т. п., а непарні групи – при різному з'єднанні первинної і вторинної обмоток, наприклад зірка-трикутник, трикутник-зірка і т. п.

Відповідно до "ГОСТ 3484-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний" група сполучення обмоток трансформатора перевіряється одним з наступних способів: прямим за допомогою фазометра, за допомогою двох вольтметрів, за допомогою моста, постійним струмом.

За допомогою фазометра безпосередньо вимірюється кутовий зсув однойменних первинних і вторинних ЕРС трансформатора. Обмотка напруги фазометра включається на лінійну напругу однієї обмотки трансформатора, струмова обмотка фазометра – через опір R на відповідну лінійну напругу другої обмотки (рис. 1.1). До трансформатора підводиться напруга, достатня для нормальної роботи фазометра.

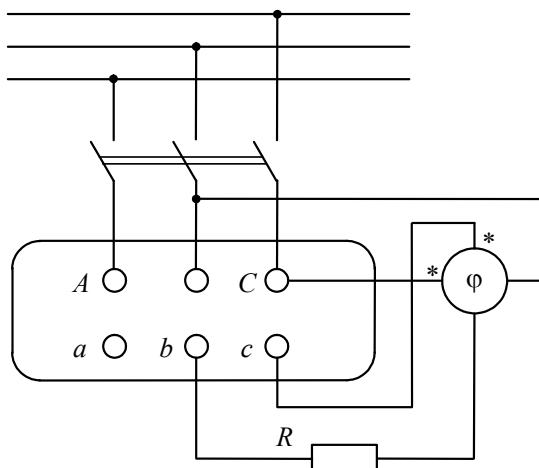


Рис. 1.1. Визначення групи сполучення обмоток трансформатора за допомогою фазометра

Для перевірки групи сполучення трансформатора методом двох вольтметрів з'єднують затискачі A і a випробуваного трансформатора. До однієї з обмоток підводять симетричну трифазну напругу. Її величину вимірюють за допомогою вольтметра V_1 . Іншим вольтметром V_2 вимірюють напругу між затисками $b-B$, $b-C$, $c-B$, $c-C$ (рис. 1.2). Напруга $U_{bB} = U_{cC}$, тому можна вимірювати три напруги. За даними вимірів за допомогою спеціальної таблиці визначають групу сполучення трансформатора. Таблиця складена на основі векторних діаграм лінійних ЕРС і наводиться в "ГОСТ 3484-88". У цій таблиці для кожної групи сполучення трансформаторів наведені значення U_{bB} , U_{bC} , U_{cB} , виражені через лінійну напругу на затискачах обмотки, на яку подається живлення і коефіцієнт трансформації напруг трансформатора. Виміряні значення порівнюються з розрахунковими і визначається група сполучення.

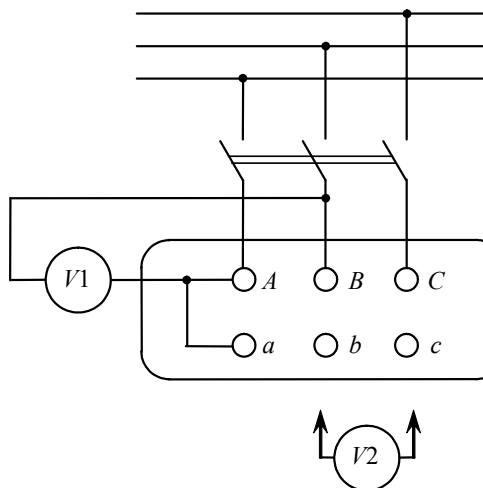


Рис. 1.2. Визначення групи сполучення обмоток трансформатора за допомогою двох вольтметрів

При невеликих значеннях коефіцієнта трансформації ($k = 1...2$) групу сполучення можна визначити не за таблицею, а графічним способом, шляхом побудови в масштабі векторної діаграми напруг. Спочатку будується трикутник лінійних напруг первинної обмотки. Точки A і a сполучаються в одну. Потім за допомогою циркуля за вимірами напруг U_{Bb} і U_{Cb} знаходиться точка b , а за вимірами напруг U_{Bc} і U_{Cc} визначається положення точки c . Усі напруги U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} , U_{Bb} , U_{Cb} , U_{bc} , U_{Cc} відкладаються в одному масштабі. Точки b і c з'єднуються з точкою a і будується рівнобічний трикутник вторинних лінійних напруг Δabc . Кутовий зсув між векторами напруг U_{AB} і U_{ab} (U_{BC} і U_{bc} або U_{CA} і U_{ca}), розділений на одиничний кут 30° , дає групу сполучення трансформатора.

Для визначення тотожності групи сполучення обмоток трансформаторів, що мають бути включені на паралельну роботу, достатньо при роздільній роботі трансформаторів

з'єднати, наприклад, фази *a* вторинних обмоток та виміряти напруги між іншими однойменними фазами вторинних обмоток. Якщо ці напруги дорівнюють нулю, група сполучень однакова.

Паралельне включення трансформаторів із різними групами сполучення обмоток призведе до виникнення зрівняльного струму, порівнянного за величиною із струмом короткого замикання, тому подібне включення є не припустимим.

1.2.2. Паралельна робота трансформаторів з однаковими коефіцієнтами трансформації й однаковими напругами короткого замикання

Якщо на паралельну роботу включені трансформатори, що належать до однієї групи сполучення обмоток, то при рівності коефіцієнтів трансформації і напруг короткого замикання в трансформаторах будуть відсутні зрівняльні струми і навантажувальний струм буде розподілятися між трансформаторами прямо пропорційно їхнім номінальним потужностям або номінальним струмам, беручи до уваги однакові номінальні напруги первинних обмоток.

1.2.3. Паралельна робота трансформаторів з неоднаковими коефіцієнтами трансформації

Трансформатори, призначені для паралельної роботи, повинні мати дуже близькі коефіцієнти трансформації. Розбіжність згідно з вимогами не повинна перевищувати 1,0 % для трансформаторів з коефіцієнтом трансформації $k_{тр} \leq 3$; 0,5 % – для всіх інших трансформаторів.

Такі жорсткі вимоги викликані тим, що при паралельному включенні трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації по обмотках проходять зрівняльні струми.

Для того щоб зрозуміти процеси, що відбуваються між трансформаторами при паралельній роботі з різними коефіцієнтами трансформації, розглянемо спрощену схему заміщення. При струмах навантаження, близьких до номінального,

схему заміщення кожного трансформатора можна представити у вигляді опору короткого замикання Z_{κ} , який дорівнює сумі опорів вторинної та первинної обмоток, приведених до вторинної. Джерелом живлення кожного трансформатора буде напруга мережі $U_{1\text{н}}$, поділена на його коефіцієнт трансформації $k_{\text{тр}}$, а навантаження буде загальним. Така схема заміщення зображена на рис. 1.3.

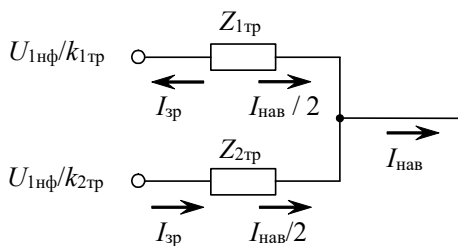


Рис. 1.3. Спрощена схема заміщення паралельної роботи трансформаторів з різними значеннями коефіцієнта трансформації

Як можемо бачити зі спрощеної схеми заміщення, зрівняльний струм $I_{\text{зр}}$ в одному трансформаторі додається до складової струму навантаження ($I_{\text{нав}}/2$), а в іншому віднімається від неї. Це призводить до нерівномірного навантаження трансформаторів та швидкого досягнення номінального навантаження одним із трансформаторів. Тобто, зрівняльний струм зменшує навантажувальну спроможність трансформаторів і викликає в них різко нерівномірне загальне навантаження.

Якщо співвідношення активної та реактивної частини опорів трансформаторів $Z_{1\text{тр}}$ та $Z_{2\text{тр}}$ однакові, що впливає із рівності напруг короткого замикання, то по схемі заміщення легко визначити зрівняльний струм, що буде проходити в режимі неробочого ходу ($I_{\text{нав}} = 0$):

$$I_{\text{зр}} = \frac{U_{1\text{нн}}}{Z_{\kappa 1} + Z_{\kappa 2}} \left(\frac{1}{k_{1\text{тр}}} - \frac{1}{k_{2\text{тр}}} \right). \quad (1.1)$$

У відповідності до визначення, фазна напруга короткого замикання $U_{\text{кзф}}$ – це напруга, прикладена до первинної обмотки при короткозамкненій вторинній, яка викликає проходження у первинній обмотці номінального струму. Таким чином, опір короткого замикання трансформатора, приведений до вторинної обмотки,

$$Z_{\text{к}} = \frac{U_{\text{кзф}}}{I_{\text{нфII}} k_{\text{тр}}}, \quad (1.2)$$

де $I_{\text{нфII}}$ – номінальний фазний струм вторинної обмотки.

Якщо коефіцієнти трансформації $k_{1\text{тр}}$ та $k_{2\text{тр}}$ близькі один до одного, то у відповідності до (1.1) та (1.2) відносно різниці коефіцієнтів трансформації, виражену у відсотках, можна приблизно отримати із наступного рівняння:

$$\Delta k_{\text{тр}\%} \approx \frac{I_{\text{зр}}}{U_{1\text{нл}} I_{1\text{нл}}} \left(U_{1\text{ккз}} + U_{2\text{ккз}} \frac{I_{1\text{нл}}}{I_{2\text{нл}}} \right) \cdot 100 \%,$$

або

$$\Delta k_{\text{тр}\%} \approx \frac{I_{\text{зрл}}}{U_{1\text{нл}} I_{1\text{нл}}} \left(U_{1\text{ккз}} + U_{2\text{ккз}} \frac{I_{1\text{нл}}}{I_{2\text{нл}}} \right) \cdot 100 \%,$$

де індекс "л" позначає лінійне значення електричних параметрів, які вимірюються напрямку.

Визначити $\Delta k_{\text{тр}\%}$ за умови, що:

– лінійні номінальні струми у вторинних обмотках трансформаторів $I_{1\text{нл}} = I_{1\text{н}} = 4 \text{ А}$ та $I_{2\text{нл}} = I_{2\text{н}} = 2 \text{ А}$;

– лінійні напруги короткого замикання трансформаторів $U_{1\text{кзл}} = U_{2\text{кзл}} = 13 \text{ В}$;

– зрівняльний струм $I_{зрл}$ визначений за допомогою амперметра $PA1$ або $PA2$ при паралельній роботі трансформаторів та відсутності навантаження ($I_{нав} = 0$).

Зрівняльний струм, викликаний нерівністю коефіцієнтів трансформації, вирівнює напруги на вторинних затискачах обох трансформаторів, завдяки чому струм навантаження розподіляється між трансформаторами так само, як і при рівності коефіцієнтів трансформації, тобто прямо пропорційно їхнім номінальним потужностям.

Позначивши струми навантаження трансформаторів $I_{1нав}$ і $I_{2нав}$, одержуємо:

$$\frac{I_{1нав}}{I_{2нав}} = \frac{S_{1н}}{S_{2н}} = \frac{I_{1нл}}{I_{2нл}};$$

$$I_{1нав} + I_{2нав} = I_{нав\Sigma},$$

де $I_{нав\Sigma}$ – сумарний струм навантаження; $S_{1н}$, $S_{2н}$ – номінальні потужності трансформаторів.

Загалом вважають, що величина зрівняльного струму не змінюється, коли до паралельно включених трансформаторів підключається навантаження. При такому припущенні можна одержати струми в обмотках паралельно включених навантажених трансформаторів геометричним додаванням зрівняльного струму зі струмами навантаження, як це показано на рис. 1.4.

Зрівняльний струм в обмотках першого і другого трансформаторів проходить у протилежних напрямках, тому для різних трансформаторів він зображений різними векторами. У першому квадранті відкладається зрівняльний струм, що проходить по обмотках трансформатора, який має більш високу вторинну напругу, у третьому квадранті зрівняльний струм іншого трансформатора.

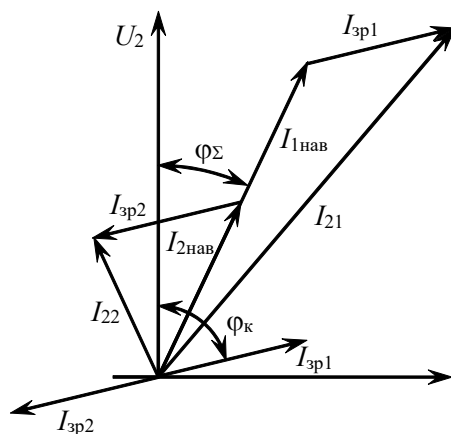


Рис. 1.4. Векторна діаграма струмів при паралельній роботі трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації

Для підрахунку струмів I_{21} і I_{22} можуть служити формули (відповідно до "теорему косинусів"):

$$I_{21} = \sqrt{I_{1\text{нав}}^2 + I_{\text{зр}}^2 + 2 I_{1\text{нав}} I_{\text{зр}} \cos(\varphi_{\text{к}} - \varphi_{\Sigma});}$$

$$I_{22} = \sqrt{I_{2\text{нав}}^2 + I_{\text{зр}}^2 - 2 I_{2\text{нав}} I_{\text{зр}} \cos(\varphi_{\text{к}} - \varphi_{\Sigma})}.$$

Знак "плюс" у підкореневому виразі у формулі для струму I_{21} виходить з наступної тотожності:

$$\cos(180^\circ - (\varphi_{\Sigma} - \varphi_{\text{к}})) = -\cos(\varphi_{\Sigma} - \varphi_{\text{к}}).$$

1.2.4. Паралельна робота трансформаторів з неоднаковими напругами короткого замикання

При паралельній роботі трансформаторів з неоднаковими напругами короткого замикання струми навантаження розподіляються між ними обернено пропорційно значенням напруг короткого замикання.

Згідно з вимогами державних стандартів відхилення величин напруг короткого замикання трансформаторів при паралельній роботі допускається не більше ніж на 10 %. Якщо знехтувати струмами неробочого ходу, трансформатори можна замінити опорами, приведеними до вторинної обмотки (рис. 1.5).

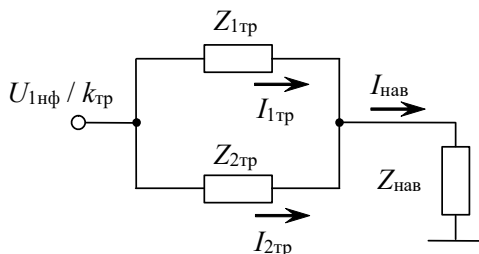


Рис. 1.5. Спрощена схема заміщення паралельної роботи трансформаторів з різними значеннями напруг короткого замикання

Струми розподіляються обернено пропорційно опорам паралельно включених гілок, тому

$$\begin{aligned} \frac{\dot{I}_{1\text{тр}}}{\dot{I}_{2\text{тр}}} &= \frac{\dot{Z}_{2\text{тр}}}{\dot{Z}_{1\text{тр}}} = \\ &= \frac{Z_{2\text{тр}} e^{j\varphi_{2k}}}{Z_{1\text{тр}} e^{j\varphi_{1k}}} = \frac{Z_{2\text{тр}}}{Z_{1\text{тр}}} e^{j(\varphi_{2k} - \varphi_{1k})} \approx \frac{Z_{2\text{тр}}}{Z_{1\text{тр}}}. \end{aligned}$$

Значення різниці кутів ($\varphi_{1k} - \varphi_{2k}$) близьке до нуля, якщо потужності трансформаторів відрізняються один від одного не більше ніж у 3...5 разів. Тому

$$\frac{I_{1\text{тр}}}{I_{2\text{тр}}} = \frac{Z_{2\text{тр}}}{Z_{1\text{тр}}}.$$

Помноживши обидві частини тотожності на $S_{2\text{ном}}/S_{1\text{ном}}$ і враховуючи визначення напруги короткого замикання $U_{\text{кз}}$ (1.2), одержуємо

$$\begin{aligned} \frac{I_{1\text{тр}}}{I_{2\text{тр}}} \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \frac{S_{2\text{ном}}}{S_{1\text{ном}}} &= \frac{Z_{2\text{тр}}}{Z_{1\text{тр}}} \frac{S_{2\text{ном}}}{S_{1\text{ном}}} = \\ &= \frac{U_{2\text{кз}}}{I_{2\text{ном}}} \frac{I_{1\text{ном}}}{U_{1\text{кз}}} \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \frac{S_{2\text{ном}}}{S_{1\text{ном}}} = \frac{U_{2\text{кз}}}{U_{1\text{кз}}}; \\ \frac{S_{2\text{ном}}}{S_2} \frac{S_1}{S_{1\text{ном}}} &= \frac{S_1^*}{S_2^*} = \\ &= \frac{I_1^*}{I_2^*} = \frac{U_{2\text{кз}}}{U_{1\text{кз}}} = \frac{1}{U_{1\text{кз}}} : \frac{1}{U_{2\text{кз}}}, \end{aligned}$$

де S_1 , S_2 та S_1^* , S_2^* – поточне абсолютне та відносне значення потужності, що передається навантаженню через відповідно перший та другий трансформатор; $S_{1\text{ном}}$, $S_{2\text{ном}}$ та $I_{1\text{ном}}$, $I_{2\text{ном}}$ – номінальні значення потужності і струму відповідно першого та другого трансформаторів; I_1^* , I_2^* – поточні відносні значення струмів навантаження відповідно першого та другого трансформаторів; $U_{1\text{кз}}$, $U_{2\text{кз}}$ – напруги короткого замикання трансформаторів.

Звідси випливає, що потужності паралельно працюючих трансформаторів, виражені в частках від їхніх номінальних потужностей, відносяться одна до одної так, як відносяться зворотні значення напруг короткого замикання. При $U_{1\text{кз}} \neq U_{2\text{кз}}$ відносне навантаження буде більшими у того трансформатора, у якого $U_{\text{кз}}$ менша.

1.3. Програма експериментальних досліджень та обробки отриманих результатів

1.3.1. Визначити групи сполучення трансформаторів, використовуючи метод двох вольтметрів

1.3.2. Провести дослідження паралельної роботи трансформаторів з однаковими коефіцієнтами трансформації та однаковими напругами короткого замикання

Схема досліду паралельної роботи трансформаторів зображена на рис. 1.6.

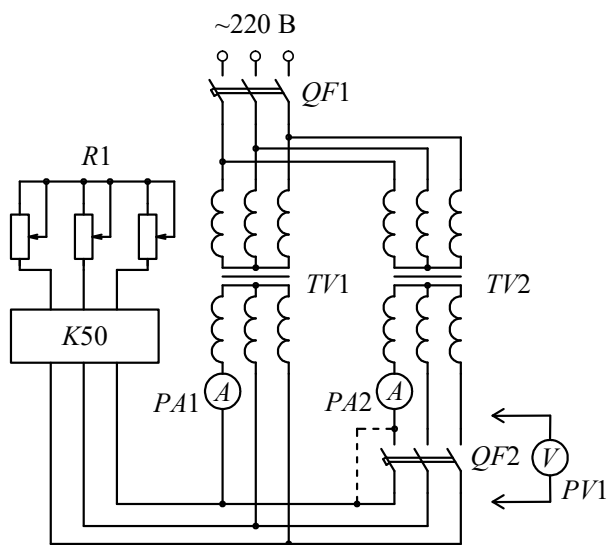


Рис. 1.6. Принципова електрична схема лабораторного стенда для дослідження паралельної роботи трансформаторів

Незалежно від того, чи виконувалось попереднє визначення груп сполучення обмоток трансформаторів, перед включенням на паралельну роботу необхідно перевірити пра-

вильність включення затискачів. Для цього необхідно на вимикачі $QF2$, що знаходиться у розімкнутому стані, поставити перемичку, яка шунтує один полюс (штрихпунктирна лінія на рис. 1.6).

Замиканням вимикача $QF1$ підключаємо до мережі обидва трансформатори, які мають працювати без навантаження ($R1$ відключений), тобто в режимі неробочого ходу. Після цього вольтметром $PV1$ вимірюємо напруги між вхідними та вихідними затискачами кожної фази $QF2$ і, переконавшись, що вони дорівнюють нулю, включаємо вимикач $QF2$. Якщо напруги не дорівнюють нулю, включати $QF2$ не можна.

Після замикання $QF2$ необхідно включити навантаження і, поступово його збільшуючи, зняти п'ять-шість експериментальних точок, довівши навантаження обох трансформаторів до номінального. Показники приладів записуються в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Результати експериментальних досліджень

	Трансформатор № 1	Трансформатор № 2	Навантаження (K50)		
	I_1 (PA1)	I_2 (PA2)	$I_{\text{нав}}$	$U_{\text{нав}}$	P_{Σ}
	A	A	A	B	BT

За даними табл. 1.1 обчислюються відносні значення струмів трансформаторів і навантаження, які зводяться у табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Значення струмів у відносних одиницях

	I_1	I_2	I_1^*	I_2^*	$I_{\text{нав}}$	$I_{\text{нав}}^*$
	A		В. О.		A	В. О.

Відносні значення струмів обчислюються за наступними формулами:

$$I_{\text{нав}}^* = I_{\text{нав}} / (I_{1\text{нно}} + I_{2\text{нно}}) - \text{відносний струм навантаження};$$

$I_1^* = I_1 / I_{1\text{нно}} ; I_2^* = I_2 / I_{2\text{нно}}$ – відносні струми першого і другого трансформатора відповідно, де $I_{1\text{ном}}, I_{2\text{ном}}$ – вторинні номінальні струми першого і другого трансформаторів.

За даними табл. 1.2 переконатися, що в трансформаторах, які мають однакові напруги короткого замикання і коефіцієнти трансформації, навантаження розподіляється пропорційно їхнім номінальним струмам, тобто відносні навантаження трансформаторів однакові. Побудувати в одній координатній площині залежності струмів трансформаторів від струму навантаження у відносних одиницях: $I_1^*(I_{\text{нав}}^*)$ та $I_2^*(I_{\text{нав}}^*)$.

1.3.3. Дослідження паралельної роботи трансформаторів з неоднаковими коефіцієнтами трансформації

У лабораторії неоднаковий коефіцієнт трансформації досягається підключенням додаткових обмоток до виводів трансформатора *TV2*.

Дослідження паралельної роботи проводять за схемою рис. 1.6 у такий спосіб. На неробочому ході записують значення зрівняльного струму у вторинних обмотках, після чого включають навантаження і поступово підвищують його до тих пір, доки по одному з трансформаторів не буде проходити номінальний струм. У процесі зміни навантаження знімають п'ять-шість точок. Дані вимірювань заносять в табл. 1.1, а обчислені величини – у табл. 1.2. Обчислення ведуться за тими ж формулами, що й у попередньому досліді.

На підставі даних табл. 1.2 будують в одній координатній площині залежності у відносних одиницях вторинних струмів в обох трансформаторах від струму навантаження: $I_1^*(I_{\text{нав}}^*)$ та $I_2^*(I_{\text{нав}}^*)$.

1.3.4. Дослідження паралельної роботи трансформаторів з неоднаковими напругами короткого замикання

Для проведення дослідження напругу короткого замикання трансформатора *TV1* штучно збільшують за рахунок послідовного включення активного опору величиною 0,2 Ом

26

у вторинну обмотку трансформатора. Дослідження паралельної роботи проводять за схемою рис. 1.6, поступово підвищуючи навантаження та знімаючи п'ять-шість точок. Дані вимірювань заносять у табл. 1.1, а обчислені величини – у табл. 1.2. Обчислення відносних значень струмів ведуться за тими ж формулами, що й у попередньому досліді. На підставі даних табл. 1.2 будують в одній координатній площині залежності у відносних одиницях вторинних струмів в обох трансформаторах від струму навантаження: $I_1^*(I_{\text{нав}}^*)$ та $I_2^*(I_{\text{нав}}^*)$.

Результати досліду можуть бути перевірені обчисленнями. Струми навантаження першого і другого трансформаторів пов'язані співвідношенням

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{U_{2\text{кз}}}{U_{1\text{кз}}} \frac{S_{1\text{ном}}}{S_{2\text{ном}}}.$$

Якщо вважати, що $I_1 + I_2 = I_{\text{нав}}$, де $I_{\text{нав}}$ – сумарний струм навантаження, то струми навантаження трансформаторів можна визначити за наступними формулами:

$$I_1 = I_{\text{нав}} \frac{S_{1\text{ном}} U_{2\text{кз}}}{S_{1\text{ном}} U_{2\text{кз}} + S_{2\text{ном}} U_{1\text{кз}}};$$

$$I_2 = I_{\text{нав}} \frac{S_{2\text{ном}} U_{1\text{кз}}}{S_{1\text{ном}} U_{2\text{кз}} + S_{2\text{ном}} U_{1\text{кз}}}.$$

Питання для самоконтролю

1. Які нормативні документи визначають правила експлуатації трансформаторів?

2. На які категорії ПУЕ поділяє споживачів за надійністю електропостачання і як це відображається на системі електропостачання?

3. За якими критеріями та яка кількість трансформаторів обирається для підстанцій?

4. Чи допускається паралельна робота кількох трансформаторів на підстанціях і в яких випадках?

5. Які вимоги згідно державних стандартів висуваються до параметрів трансформаторів, які працюють паралельно?

6. Як визначається група сполучення трансформатора?

7. Які негативні наслідки виникають при паралельній роботі трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації?

8. Які негативні наслідки виникають при паралельній роботі трансформаторів з різними напругами короткого замикання?

Лабораторна робота № 2

Дослідження паралельної роботи синхронних генераторів

Обсяг роботи

1. Зібрати схему досліджуваної установки.
2. Провести ввімкнення синхронних генераторів на паралельну роботу.
3. Зняти характеристики генераторів при роботі на активне навантаження при різних статизмах характеристик регулювання приводних двигунів.
4. Зробити перерозподіл реактивної потужності між паралельно працюючими генераторами.
5. Оформити звіт по роботі.

2.1. Витяги з нормативних документів

У відповідності до ПУЕ України:

"1.2.22. Пристрої регулювання напруги мають забезпечувати підтримання напруги на тих шинах напругою від 6 до 20 кВ електростанцій та підстанцій, до яких приєднано розподільчі мережі, у межах не нижче ніж 105 % номінального в період найбільших навантажень і не вище

ніж 100 % номінального в період найменших навантажень цих мереж <...>

1.8.237. Випробування систем збудження під час роботи генератора в мережі.

Під час роботи генератора в мережі виконують перевірку:

- підтримання діючого значення напруги відповідно до заданої уставки і статизму з точністю не більше ніж 1 %;

- запізнення та номінальної швидкості наростання напруги збудження згідно з ДСТУ 4265:2003 "Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови"; запізнення повинно становити не більше ніж 0,02 с, номінальна швидкість наростання напруги збудження повинна бути не менше ніж 2 відн. од/с;

- швидкодії системи збудження під час форсування та часу розфорсування, згідно з ДСТУ 4265:2003 "Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови"; значення швидкодії не повинно перевищувати 0,06 с, а повний час розфорсування не повинен перевищувати 0,15 с <...>

3.3.51. Пристрої автоматичного регулювання збудження АРЗ, напруги та реактивної потужності призначено для:

- підтримання напруги в електричній системі та в електроприймачах за заданими характеристиками за нормальної роботи електроенергетичної системи;

- розподілу реактивного навантаження між джерелами реактивної потужності відповідно до заданого закону;

- підвищення статичної та динамічної стійкості електричних систем і демпфування коливань у перехідних режимах.

3.3.52. Синхронні машини (генератори, компенсатори, електродвигуни) мають бути обладнаними пристроями АРЗ. Автоматичні регулятори збудження мають відповідати

вимогам ГОСТ на системи збудження і технічним умовам на устаткування систем збудження...

3.3.63. Системи автоматичного регулювання частоти і активної потужності (АРЧП) призначені для:

- підтримання частоти в енергооб'єднаннях та ізолюваних енергосистемах у нормальних режимах згідно з вимогами ГОСТ на якість електричної енергії;

- регулювання обмінних потужностей енергооб'єднань і обмеження перетікань потужності по контрольованих зовнішніх і внутрішніх зв'язках енергооб'єднань і енергосистем;

- розподілу потужності (у тому числі економічної) між об'єктами керування на всіх рівнях диспетчерського управління (між об'єднаними енергосистемами, енергосистемами в ОЕС, електростанціями в енергосистемах і агрегатами або енергоблоками в межах електростанцій).

3.3.64. Системи АРЧП мають забезпечувати (за наявності необхідного регульовального діапазону) на керованих електростанціях підтримання середнього відхилення частоти від заданого значення в межах $\pm 0,1$ Гц у десятихвилинних інтервалах і обмеження перетікання потужності за контрольованими зв'язками з заглушенням, не меншим ніж на 70 % амплітуди коливань перетікання потужності з періодом 2 хв і більше.

3.3.68. Керування потужністю електростанції треба здійснювати зі статизмом за частотою, змінним у межах від 3 до 6 % <...>"

У відповідності до "ГОСТ 14965-80. Генераторы трехфазные синхронные мощностью свыше 100 кВт. Общие технические условия":

"2.3.4. Усталене відхилення напруги генераторів в усталеному тепловому стані при зміні симетричного навантаження по струму від нуля до номінального, коефіцієнти потужності

від 0,6 до 1,0 (при відстаючому струмі) та статизмі механічної характеристики первинного двигуна не більше 4 % повинно бути не більше ± 2 % номінального значення. Відхилення частоти обертання в діапазоні від нуля до номінального навантаження не повинно перевищувати ± 1 % номінальної частоти обертання.

2.3.10. Збудження генераторів повинне здійснюватися від напівпровідникових систем збудження: статичних або безщіткових. Генератори повинні мати системи автоматичного регулювання напруги. Спосіб початкового збудження генераторів повинен встановлюватися в стандартах або технічних умовах на генератори конкретних типів.

2.3.14.1. Розподіл реактивних потужностей при паралельній роботі генераторів однієї серії повинен здійснюватися за допомогою зрівняльних зв'язків по обмотках збудження або вимірювальних ланцюгів, або за допомогою додаткових пристроїв, що створюють статизм зовнішніх характеристик по реактивному струму.

2.3.14.2. Додаткові пристрої, що створюють статизм зовнішніх характеристик по реактивному струму, повинні забезпечувати можливість зміни величини статизму від 0 до 3 % при номінальному коефіцієнті потужності. При цьому відхилення напруги від напруги, установлені по статичній характеристиці, не повинне перевищувати $\pm 1,5$ %.

2.3.14.3. Ступінь неузгодженості реактивних навантажень при паралельній роботі зі зрівняльними зв'язками на генераторах в усталеному тепловому стані не повинна перевищувати ± 10 % при зміні сумарного навантаження від 20 до 100 % і за умови, що ступінь неузгодженості активних навантажень при паралельній роботі згідно "ГОСТ 10511-83. Системы автоматического регулирования частоты вращения судовых, тепловозных и промышленных двигателей внутреннего сгорания" не перевищує ± 10 %.

2.3.14.4. Ступінь неузгодженості реактивних навантажень при паралельній роботі зі статичними характеристиками на генераторах в ustalеному тепловому стані не повинна перевищувати $\pm 10\%$ при зміні сумарного навантаження від 75 до 100 % і за умови, що ступінь неузгодженості активних навантажень при паралельній роботі згідно "ГОСТ 10511-83" не перевищує $\pm 10\%$.

22.3.14.5. Паралельна робота з генераторами різних серій повинна здійснюватися одним з перерахованих у п. 2.3.14.1 способів. При цьому величину нерівномірності розподілу реактивних навантажень встановлюють у стандартах або технічних умовах на генератори конкретних типів із вказівкою типів генераторів, з якими передбачається паралельна робота".

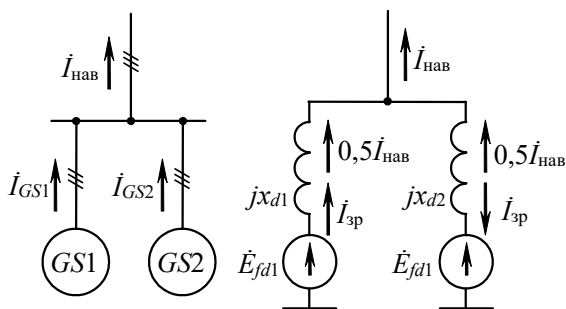
2.2. Короткі теоретичні відомості

При паралельній роботі на загальне навантаження реактивна та активна потужність між синхронними генераторами повинна розподілятися пропорційно їх номінальним потужностям.

Зміна розподілу активної потужності між генераторами досягається впливом на первинні двигуни, шляхом зміни подачі палива, та впливом на регулювальні характеристики автоматичних регуляторів частоти (АРЧ) генераторних агрегатів. При збільшенні подачі палива на первинний двигун одного з агрегатів, збільшується момент на валу, а значить, і активна потужність, що генерується агрегатом.

Зміна розподілу реактивної потужності між генераторами здійснюється впливом на величину струму обмотки збудження та на регулювальні характеристики автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) синхронних генераторів. При збільшенні струму збудження одного з агрегатів збільшується

різниця ЕРС ΔE_{fd} , що індукується в паралельно працюючих генераторах. У результаті між генераторами з'являється зрівняльний струм, який у зв'язку із значно вищим значенням головного синхронного індуктивного опору x_d над активним опором r_a генератора має реактивний характер ($x_d \gg r_a$). Таким чином, в одному генераторі реактивний струм навантаження буде додаватися до зрівняльного, а в іншому віднімається (рис. 2.1), що призведе до перерозподілу реактивної потужності.



$$I_{зп} = (\dot{E}_{fd1} - \dot{E}_{fd2}) / (jx_{d1} + jx_{d2});$$

$$I_{зп} = \Delta \dot{E}_{fd1} / (jx_{d1} + jx_{d2});$$

$$\dot{I}_{GS1} = 0,5 \dot{I}_{наб} + \dot{I}_{зп}; \quad \dot{I}_{GS2} = 0,5 \dot{I}_{наб} - \dot{I}_{зп}.$$

Рис. 2.1. Пояснення до перерозподілу реактивної потужності навантаження шляхом зміни струму збудження

АРЗ та АРЧ генераторів визначають залежності реактивного струму $I_{\text{реакт}}$ від напруги генератора U (рис. 2.2,а) та активного струму $I_{\text{акт}}$ від частоти обертання ω генераторного агрегату (рис. 2.2,б). Подібні залежності називаються регулювальними характеристиками. Кожна характеристика має прямолінійний вигляд та характеризується точкою холостого ходу ($U_{\text{хх}}$ при $I_{\text{реакт}} = 0$ та $\omega_{\text{хх}}$ при $I_{\text{акт}} = 0$) та коефіцієнтом статизму

(нахилом), який визначається у відносних одиницях за наступними формулами:

$$k_{cU} = \frac{U_{xx} - U_{\text{ном}}}{U_{xx}} 100 \%; \quad k_{c\omega} = \frac{\omega_{xx} - \omega_{\text{ном}}}{\omega_{xx}} 100 \%,$$

де k_{cU} – коефіцієнт статизму регулювальної характеристики АРЗ; $k_{c\omega}$ – коефіцієнт статизму регулювальної характеристики АРЧ; $U_{\text{ном}}$ та $\omega_{\text{ном}}$ – значення напруги та частоти обертання, які відповідають номінальним значенням відповідно реактивного $I_{\text{ном.Р}}$ та активного $I_{\text{ном.А}}$ струмів.

При паралельній роботі генераторів на загальні шини напруги статора та частоти обертання однакові за величиною ($U_{GS1} = U_{GS2}$, $\omega_{GS1} = \omega_{GS2}$), тому розподіл потужностей легко визначити за видом регулювальних характеристик. Наприклад, розглянемо паралельну роботу двох генераторів з нерівними коефіцієнтами статизму. Якщо напруга на загальних шинах U_1 , тоді генератор 1 з меншим коефіцієнтом статизму буде працювати з реактивним струмом $I_{1\text{реакт}}$, який буде більшим, ніж струм $I_{2\text{реакт}}$ генератора 2 (рис. 2.2,в). Якщо частота обертання генераторних агрегатів ω_1 , тоді генератор 1 з меншим коефіцієнтом статизму буде працювати з активним струмом $I_{1\text{акт}}$, який буде більшим, ніж струм $I_{2\text{акт}}$ генератора 2 (рис. 2.2,з).

Із виконаного аналізу можна зробити висновок, що для пропорційного розподілу реактивного та активного струмів навантаження між паралельно працюючими генераторами регулювальні характеристики АРЧ та АРЗ повинні мати однакові точки неробочого ходу та однакові позитивні ненульові коефіцієнти статизму у відносних одиницях. Якщо коефіцієнти статизму характеристик обох генераторів будуть дорівнювати нулю, стійке та однозначне розподілення потужності буде неможливим.

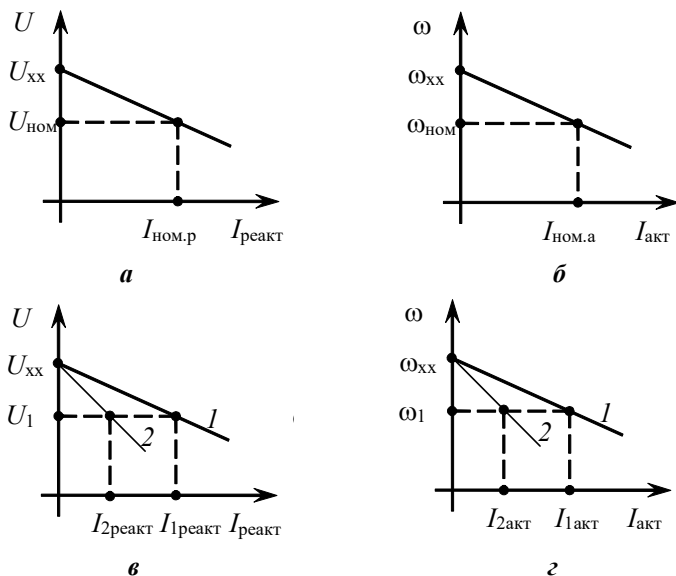


Рис. 2.2. Регулювальні характеристики
АРЗ ($U(I_{\text{реакт}})$) та АРЧ ($\omega(I_{\text{акт}})$)

2.3. Програма експериментальних досліджень та обробки отриманих результатів

2.3.1. Зібрати схему досліджуваної установки

Схема лабораторної установки показана на рис. 2.3. Для проведення лабораторної роботи використовуються два стенди, кожен з яких має у своєму складі синхронний генератор із приводним двигуном постійного струму. З'єднання стендів між собою виконується за допомогою трижильного кабелю. При збірці схеми варто контролювати правильність з'єднання фаз сусідніх генераторів, для чого на кінцях кабелю знаходиться відповідне маркування.

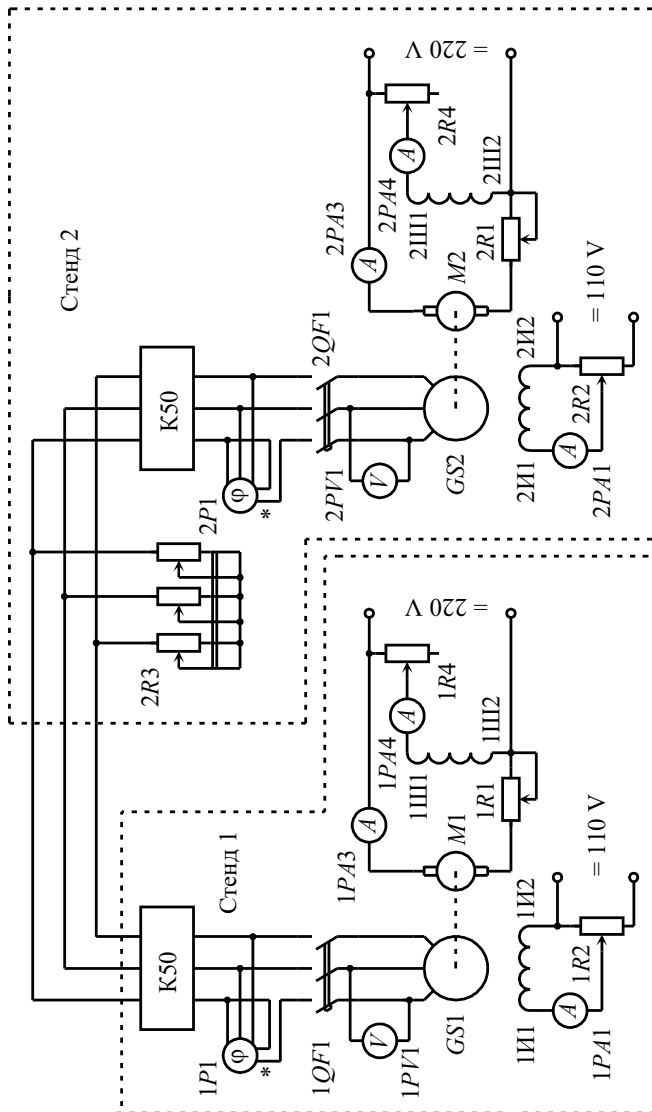


Рис. 2.3. Принципова схема лабораторної установки

2.3.2. Включення синхронних генераторів на паралельну роботу

Включення виконується методом точної синхронізації:

- запускаються приводні двигуни $M1$ і $M2$, включенням мережі постійного струму та виведенням пускових реостатів $1R1$ та $2R1$ до нуля;
- частота обертання генераторів $GS1$ і $GS2$ встановлюється рівною приблизно 1500 об/хв, а їхня вихідна напруга – 220 В;
- включається автоматичний вимикач $2QF1$;
- резисторами $1R1$, $1R4$ частота обертання генератора $GS1$ приводиться до частоти генератора $GS2$, точність збігу частот контролюється синхроноскопом;
- у момент збігу фаз обох генераторів автоматичним вимикачем $1QF1$ генератори включаються на паралельну роботу.

2.3.3. Дослідження паралельної роботи генераторів на активне навантаження при різних статизмах характеристик регулювання приводних двигунів

Зняття характеристик генераторів при роботі на активне навантаження виконується в такий спосіб:

- за допомогою рідинного реостата $2R3$ генератори навантажуються приблизно на 50 % номінальної потужності, при цьому резистором $1R1$ встановлюється певний розподіл активного навантаження між генераторами; $\cos\varphi$ встановлюється приблизно рівним 1 за допомогою реостата $1R2$;
- змінюючи резистором $2R3$ навантаження генератора $GS2$ від неробочого ходу до приблизно 80 % його номінальної потужності, знімають 5–6 точок.

Результати вимірювань заносять у табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Результати вимірювань

Дослідні дані						Розрахунок
U	I_{G1}	P_{G1}	I_{G2}	P_{G2}	$\cos \varphi$	P_{Σ}

Розподіл активної потужності між паралельно працюючими генераторами залежить від статизму характеристик приводних двигунів (рис. 2.2,з). Для проведення досліду при іншому нахилі механічної характеристики приводного двигуна варто збільшити опір реостата 1R1 і повторити вимірювання аналогічно попередньому досліду.

2.3.4. Перерозподіл реактивної потужності між паралельно працюючими генераторами

Якщо напруги неробочого ходу генераторів будуть різні, то при включенні на паралельну роботу між генераторами буде проходити реактивний зрівняльний струм.

Дослідження перерозподілу реактивної потужності між паралельно працюючими генераторами виконується в наступному порядку:

- генератори навантажуються активною потужністю приблизно на 40 % номінальної потужності;
- реостатом 2R2 встановлюється $\cos\varphi$ рівний 1, отримане значення струму збудження генератора GS2 вважаємо номінальним;
- змінюючи струм збудження генератора GS2 від 0,5 до 1,5 номінального, знімаємо 5–6 точок характеристики. Активну потужність генератора GS2 варто підтримувати постійною реостатами 1R1, 1R4.

Дані дослідження заносяться в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Результати вимірювань

Дослідні дані									Розрахунок		
U	i_{eG1}	I_{G1}	P_{G1}	$\cos\varphi_{G1}$	i_{eG2}	I_{G2}	P_{G2}	$\cos\varphi_{G2}$	I_{G1r}	I_{G2r}	P_{Σ}

Розрахункові дані визначаються за наступними формулами:
– сумарна активна потужність навантаження:

$$P_{\Sigma} = P_{G1} + P_{G2};$$

– реактивний струм i -того генератора:

$$I_{Gir} = I_{Gi} \sin \varphi_{Gi} = I_{Gi} \sqrt{1 - (\cos \varphi_{Gi})^2}.$$

2.3.5. Графічне відображення результатів досліджень

При оформленні звіту по роботі треба побудувати характеристики $P_{G1}, P_{G2}(P_{\Sigma})$ для дослідів розподілу активного навантаження і $I_{G1r}, I_{G2r}, \cos \varphi_{G1}, \cos \varphi_{G2} (i_{eG1})$ для дослідів перерозподілу реактивної потужності.

Питання для самоконтролю

1. Як змінити перерозподіл реактивної потужності між генераторами, що працюють паралельно?
2. Як змінити перерозподіл активної потужності між генераторами, що працюють паралельно?
3. Яка ступінь неузгодженості розподілу активної та реактивної потужності допускається при паралельній роботі генераторів?
4. Що таке АРЗ та АРЧ? Які функції вони виконують у складі генераторного агрегату?
5. Що таке статизм регулювальних характеристик АРЗ та АРЧ синхронного генератора? В якому діапазоні він може змінюватись у відповідності до вимог нормативних документів?

Лабораторна робота № 3

Дослідження релейного захисту суднових синхронних генераторів

Обсяг роботи

1. Провести дослідження струмового захисту синхронного генератора від перевантаження.
2. Провести дослідження струмового захисту синхронного генератора від зовнішніх коротких замикань з витримкою часу.
3. Провести дослідження струмового захисту синхронного генератора від зовнішніх коротких замикань без витримки часу (струмового відсічення).
4. Провести дослідження спрямованого захисту генератора.
5. Оформити звіт.

3.1. Витяги з нормативних документів

У відповідності до ПУЕ України:

"3.2.2. Електроустановки мають бути обладнаними пристроями релейного захисту, призначеними для:

а) автоматичного вимкнення пошкодженого елемента від непошкодженої частини електричної системи (електроустановки), що залишилася, за допомогою вимикачів; якщо

пошкодження безпосередньо не порушує роботу електричної системи, допускається дія релейного захисту тільки на сигнал;

б) реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи елементів електричної системи (наприклад, перевантаження, підвищення напруги в обмотці статора гідрогенератора); залежно від режиму роботи та умов експлуатації електроустановки релейний захист має бути виконано з дією на сигнал або на вимкнення тих елементів, які не можна залишати в роботі, бо це може призвести до виникнення пошкодження.

3.2.4. Пристрої релейного захисту мають забезпечувати найменший можливий час вимкнення КЗ з метою збереження безперебійної роботи непошкодженої частини системи та обмеження зони та ступеня пошкодження елемента.

3.2.5. Релейний захист, що діє на вимкнення, як правило, має забезпечувати селективність дії, з тим щоб у разі пошкодження будь-якого елемента електроустановки вимикався тільки цей пошкоджений елемент <...>

3.2.6. Пристрої релейного захисту з витримками часу, що забезпечують селективність дії, допускається застосовувати, якщо: у разі вимкнення КЗ з витримками часу забезпечується виконання вимог 3.2.4; захист діє як резервний.

3.2.16. Для лінії електропередач 35 кВ і вище з метою підвищення надійності вимкнення пошкодження на початку лінії як додатковий захист можна передбачати струмову відсічку без витримки часу за умови виконання вимог 3.2.26.

3.2.20. Оцінювання чутливості основних типів релейних захистів має проводитися за допомогою коефіцієнта чутливості, що визначається:

– для захистів, що реагують на величини, зростаючі в умовах пошкоджень, – як відношення розрахункових значень цих величин у разі металевого КЗ у межах захищуваної зони до параметрів спрацьовування захистів;

– для захистів, що реагують на величини, зменшувані в умовах пошкоджень, як відношення параметрів спрацьовування до розрахункових значень цих величин в разі металевого КЗ у межах захищуваної зони.

Розрахункові значення величин мають установлюватися виходячи з найбільш несприятливих видів пошкодження, але для реально можливого режиму роботи електричної системи.

3.2.21. Під час оцінювання чутливості основних захистів необхідно виходити з того, що мають забезпечуватися такі найменші коефіцієнти їх чутливості:

1. Максимальні струмові захисти з пуском і без пуску напруги, напрямлені та ненапрямлені, а також струмові одноступінчасті напрямлені та ненапрямлені захисти, увімкнені на складові зворотної або нульової послідовностей:

– для органів струму і напруги – **близько 1,5**;...

4. Подовжні диференціальні захисти генераторів, трансформаторів, ліній та інших елементів, а також повний диференціальний захист шин – **близько 2,0**;...

8. Струмові відсічки без витримки часу, встановлювані на генераторах потужністю до 1 МВт і трансформаторах, у разі КЗ у місці встановлення захисту – **близько 2,0** <...>

3.2.25. Найменші коефіцієнти чутливості для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, що входять до зони резервування, мають бути:

– для органів струму, напруги, опору – **1,2**; <...>

3.2.26. Для струмових відсічок без витримки часу, що встановлюються на лініях і таких, що виконують функції

додаткових захистів, коефіцієнт чутливості має бути близько 1,2 у разі КЗ у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовою чутливості режиму.

3.2.34. Для турбогенераторів вище 1 кВ потужністю понад 1 МВт, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і порушень нормального режиму роботи:

- 1) багатозначних замикань в обмотці статора генератора і на його виводах;**
- 2) однофазних замикань на землю в обмотці статора;**
- 3) подвійних замикань на землю, одне з яких виникло в обмотці статора, а інше – у зовнішній мережі;**
- 4) замикань між витками однієї фази в обмотці статора (за наявності виведених паралельних гілок обмотки);**
- 5) зовнішніх КЗ;**
- 6) перевантаження струмами зворотної послідовності (для генераторів потужністю понад 30 МВт);**
- 7) симетричного перевантаження обмотки статора;**
- 8) перевантаження обмотки ротора струмом збудження (для генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток);**
- 9) замикання на землю в другій точці кола збудження;**
- 10) асинхронного режиму з втратою збудження.**

3.2.35. Для турбогенераторів вище 1 кВ потужністю 1 МВт і менше, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, слід передбачати пристрої релейного захисту відповідно до 3.2.34, пункти 1, 2, 3, 5, 7.

Для турбогенераторів до 1 кВ потужністю до 1 МВт, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, захист рекомендовано виконувати відповідно до 3.2.50.

3.2.36. Для захисту від багатofазних замикань в обмотці статора турбогенераторів вище 1 кВ потужністю понад 1 МВт, що мають виводи окремих фаз з боку нейтралі, треба передбачати подовжній диференціальний струмовий захист. Захист має діяти на вимкнення всіх вимикачів генератора, на гасіння поля, а також на зупинку турбіни. У зону дії захисту крім генератора мають входити з'єднання генератора зі збірними шинами електростанції (до вимикача). Подовжній диференціальний струмовий захист має бути виконаний зі струмом спрацьовування, не більшим ніж $0,6 I_{\text{НОМ}}$. Для генераторів потужністю до 30 МВт з непрямим охолодженням допускається виконувати захист зі струмом спрацьовування $1,3 \dots 1,4 I_{\text{НОМ}}$.

3.2.37. Для захисту від багатofазних замикань у обмотці статора генераторів понад 1 кВ потужністю до 1 МВт, що працюють паралельно з іншими генераторами або електроенергетичною системою, має бути передбачено струмову відсічку без витримки часу, встановлювану з боку виводів генератора до збірних шин. Якщо струмова відсічка не задовольняє вимогам чутливості, замість неї допускається встановлювати подовжній диференціальний струмовий захист.

Застосовувати струмову відсічку замість диференціального захисту допускається і для генераторів більшої потужності, що не мають виводів фаз із боку нейтралі.

Для одиночно працюючих генераторів понад 1 кВ потужністю до 1 МВт як захист від багатofазних замикань в обмотці статора слід використовувати захист від зовнішніх КЗ. Захист має діяти на вимкнення всіх вимикачів генератора і гасіння його поля.

3.2.42. Для захисту генераторів потужністю понад 30 МВт від зовнішніх симетричних КЗ треба передбачати максимальний струмовий захист із мінімальним пуском напруги, що виконується одним реле струму, ввімкненим на фазний струм, і одним мінімальним реле напруги, ввімкненим на міжфазну напругу. Струм спрацьовування захисту має бути близько $1,3...1,5 I_{\text{ном}}$, а напруга спрацьовування – близько $0,5...0,6 U_{\text{ном}}$.

3.2.43. Для захисту генераторів потужністю понад 1 до 30 МВт від зовнішніх КЗ слід застосовувати максимальний струмовий захист із комбінованим пуском напруги, виконаним з одним мінімальним реле напруги, увімкненим на міжфазну напругу, і одним пристроєм фільтр-реле напруги зворотної послідовності, що розриває коло мінімального реле напруги.

Струм спрацьовування захисту і напругу спрацьовування мінімального органа напруги слід приймати такими, що дорівнюють зазначеним у 3.2.42, напругу спрацьовування пристрою фільтр-реле напруги зворотної послідовності – $0,1...0,12 U_{\text{ном}}$.

3.2.44. Для генераторів вище 1 кВ потужністю до 1 МВт як захист від зовнішніх КЗ має бути застосовано максимальний струмовий захист, що приєднується до трансформаторів струму з боку нейтралі. Вставку захисту слід вибирати за струмом навантаження з необхідним запасом. Допускається також застосовувати спрощений мінімальний захист напруги (без реле струму).

3.2.45. Захист генераторів потужністю понад 1 МВт від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, має бути виконаний з дотриманням таких вимог:

1. захист слід приєднувати до трансформаторів струму, встановлених на виводах генератора з боку нейтралі.

2. за наявності секціонування шин генераторної напруги захист слід виконувати з двома витримками часу; з меншою витримкою – на вимкнення відповідних секційних і шиноз'єднувального вимикачів, з більшою – на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля.

3.2.47. Захист генератора від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, має бути виконаним у вигляді максимального струмового захисту, що діє на сигнал з витримкою часу і що використовує струм однієї фази статора.

3.2.50. **Захист генераторів до 1 кВ потужністю до 1 МВт з незаземленою нейтраллю від усіх видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи слід здійснювати установленням на виводах автоматичного вимикача з максимальними розчіплювачами або вимикача з максимальним струмовим захистом у двофазному виконанні. За наявності виводів з боку нейтралі зазначений захист, якщо можливо, слід приєднувати до трансформаторів струму, встановлених на цих виводах.**

Для зазначених генераторів із глухозаземленою нейтраллю цей захист треба передбачати в трифазному виконанні.

3.3.87. **Пристрої автоматичного запобігання перевантаженню устаткування призначені для обмеження тривалості такого струму в лініях, трансформаторах, пристроях подовжньої компенсації, який перевищує найбільший тривало допустимий і допускається менше 10–20 хв.**

Згадані пристрої мають впливати на розвантаження електростанцій, можуть впливати на вимкнення споживачів і поділ системи, а як останній ступінь – на вимкнення устаткування, що перевантажується<...>".

У відповідності до "ГКД 34.20.507-2003. Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж":

"8.5.12. Турбогенератори ГТУ під час переходу в режим електродвигуна повинні бути негайно відключені, для чого повинен бути встановлений захист від їхньої зворотної потужності. Ця вимога не поширюється на ГТУ з вільними силовими турбінами <...>"

У відповідності до "Регістру судноплавства України. Правил класифікації і побудови суден внутрішнього плавання" (Том № 3):

"8.2.1. Для генераторів, не призначених для паралельної роботи, повинні бути встановлені пристрої захисту від перевантажень і короткого замикання; при цьому для генераторів потужністю до 50 кВт як пристрої захисту можуть застосовуватися запобіжники.

8.2.2. Для генераторів, призначених для паралельної роботи, повинні бути встановлені принаймні наступні пристрої захисту:

- 1) від перевантажень;**
- 2) від короткого замикання;**
- 3) від зворотного струму або від зворотної потужності;**
- 4) від мінімальної напруги.**

Варто застосовувати такі пристрої захисту генераторів від перевантажень, що мають світлову і звукову сигналізацію про перевантаження, що діє з витримкою до 15 хв для навантажень від 100 до 110 % номінального струму, і вимикання генераторів з витримкою часу, яка відповідає термічній постійній часу генератора, що захищається, для навантажень у межах від 110 до 150 % номінального струму.

Необхідно, щоб для вставки захисту на 150 % номінального струму генератора витримка не перевищувала 2 хв для генератора змінного струму і 15 с для генератора постійного струму. Перевантаження понад 150 % номінального струму

генератора може бути допущено там, де це потрібно умовами експлуатації і допускається конструкцією генератора.

Вставки захисту від перевантаження і витримки часу повинні бути підібрані до перевантажувальних характеристик приводного двигуна генератора таким чином, щоб двигун міг протягом прийнятої витримки часу розвивати необхідну потужність. Для захисту генератора від перевантаження не повинні застосовуватися захисні пристрої, що виключають негайне повторне включення генератора.

8.2.3. Повинні бути встановлені пристрої, які автоматично і вибірково відключають невідповідальні споживачі при перевантаженні генераторів. Відключення споживачів може бути виконане в одну або кілька ступеней відповідно до перевантажувальній здатності генератора.

Ця вимога за узгодженням з Регістром може не застосовуватися для суден з електричною установкою, яка має достатній резерв.

8.2.4. Захист генераторів, призначених для паралельної роботи, від зворотного струму або від зворотної потужності повинен бути підібраний до характеристик приводного двигуна. Межі уставок, зазначених видів захисту для генераторів змінного струму повинні відповідати 2...6 % номінальної потужності генератора, якщо приводний двигун – турбіна, і 8...15 %, якщо приводний двигун – двигун внутрішнього згорання <...>"

3.2. Короткі теоретичні відомості

3.2.1. Захист від струмових перевантажень

При збільшенні струму вище за номінальний порушується тепловий баланс генераторного агрегату. Тобто виділяється всередині агрегату більше енергії ніж відводиться від нього. Це призводить до встановлення температури вище за

проектовану та негативно впливає на надійність роботи агрегату в цілому (наприклад, підвищення температури на кожні 8 °C зменшує термін служби ізоляції у два рази). Для запобігання негативного впливу та відстроювання від короточасних перевантажень, викликаних, наприклад, пуском потужних асинхронних двигунів, захист здійснюється за допомогою реле з обмеженою залежною від часу характеристикою (при збільшенні струму час спрацювання зменшується). Захист діє на сигнал або відключення з витримкою часу, що на ступінь більша, ніж витримка часу максимального струмового захисту, застосовуваного від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях. Для зменшення перевантаження можливе застосування поступового відключення груп навантаження. Якщо це не призвело до зняття перевантаження генератора, відключається і сам генератор. Якщо є можливість на електростанції введення резерву, пристрій спрацювання захисту від струмового перевантаження може також давати команду на запуск додаткового генератора та підключення його до мережі для зняття перевантаження із вже працюючих генераторів та збільшення резервної потужності електростанції в цілому.

3.2.2. Захист від струмів короткого замикання із витримкою часу

Виконується у вигляді максимального струмового захисту від надструмів на базі струмового реле прямої дії або на базі автоматичного вимикача. Є найбільш простим і широко застосовуваним захистом, що спрацьовує при визначених струмах з відповідною витримкою часу. Струм короткого замикання зазвичай в 4...8 разів більший за номінальний, а тепловий потік у струмовідних частинах залежить від квадрату струму та в 16...64 рази більший за номінальний режим. Тому для забезпечення термічної стійкості електроустаткування час спрацювання на порядок нижчий, ніж при перевантаженні.

Струм спрацьовування реле вибирається з наступних умов:

1) захист не має приходити в дію при проходженні максимального струму навантаження по елементу захищається, що захищається;

2) захист повинний надійно діяти при короткому замиканні, яке відбулося на ділянці, що захищається.

Витримка часу максимального струмового захисту із залежною і незалежною характеристиками часу спрацьовування вибираються за східчастим принципом, при якому кожен наступний захист у напрямку до джерела живлення має витримку більшу попередньої і різниця часу спрацьовування (крок селективності) повинна складати $\Delta t = 0,4 \dots 0,7$ с (рис. 3.1).

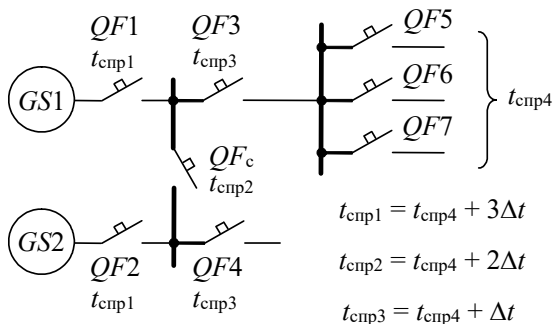


Рис. 3.1. Схема для пояснення організації струмового захисту від короткого замикання з витримкою часу

3.2.3. Диференціальний подовжній захист

Заснований на принципі порівняння струмів на початку і кінці ділянки, що захищається, наприклад, на початку і кінці обмоток силового трансформатора, генератора, двигуна (рис. 3.2). Ділянка між трансформаторами струму $TA1$ та $TA2$, встановленими на початку та наприкінці фазної обмотки статора генератора SG , вважається зоною, що захищається. Якщо

характеристики трансформаторів струму будуть однакові, то в нормальному режимі, а також при зовнішньому короткому замиканні (точка κ_2) струми у вторинних обмотках трансформаторів струму будуть рівні ($I_1 = I_2$), їх різниця буде дорівнювати нулю, тому струм через обмотку струмового реле KA протікати не буде, а отже, захист за таких умов діяти не буде.

При короткому замиканні в зоні, що захищається, (точка κ_1 , коротке замикання на корпус або міжфазне замикання обмоток статора) по обмотці реле буде протікати струм $\Delta I = I_2 - I_1$, і якщо величина його буде дорівнювати струму спрацьовування реле або буде більше нього, то реле спрацює і через проміжне реле виконає відключення генератора від мережі за допомогою вимикача Q та подасть сигнал на гасіння поля збудження й зупинку генератора.

Диференціальний захист надійний, має високу чутливість і є швидкодіючим, тому що за умовами селективності для нього не потрібна витримка часу.

Однак він не забезпечує захист при зовнішніх коротких замиканнях і може давати помилкові відключення при обриві в сполучних дротах. Умовою надійної роботи диференціального захисту є зведення до мінімуму впливу струму небалансу, що виникає через деяке розходження в характеристиках трансформаторів струму, для чого додатково встановлюється регульований автотрансформатор (AT) у колі сполучних проводів захисту.

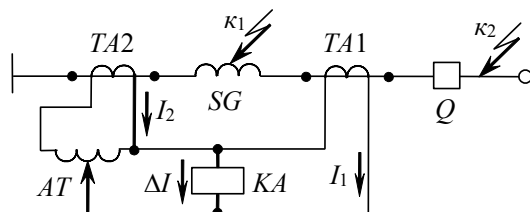


Рис. 3.2. Схема для пояснення організації диференційного подовжнього струмового захисту

3.2.4. Струмова відсічка

Струмовою відсічкою називається максимальний струмовий захист миттєвої дії з обмеженою зоною.

Селективність дії струмової відсічки досягається обмеженням зони захисту. Принцип дії відсічки заснований на тому, що струм короткого замикання зменшується по мірі віддалення від джерела живлення, поблизу якого встановлюється захист, оскільки зростає опір короткозамкненого кола. Для забезпечення селективності в межах зони дії струмова відсічка відбудовується від пускових струмів електродвигунів, а також від струму короткого замикання наприкінці ділянки, що захищається, або на початку наступної ділянки.

Зона дії визначається графічно, як показано на рис. 3.3. Обчислюються струми, що проходять при коротких замиканнях на початку (точка κ_1) і наприкінці лінії (точка κ_5 лінії), а також в точках $\kappa_2 \dots \kappa_4$, які відповідають $1/4$, $2/4$ та $3/4$ довжини лінії. Будується крива зміни струму КЗ у залежності від віддаленості місця короткого замикання l від джерела живлення (крива I). Визначається струм спрацьовування відсічки I_{CB} і на тому ж рисунку будується пряма струму спрацьовування 2. Точка перетину прямої 2 з кривою I визначає кінець зони дії струмової відсічки (CB).

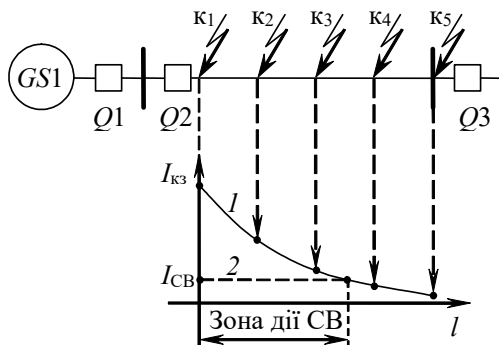


Рис. 3.3. Схема для пояснення організації струмової відсічки

На практиці часто використовують поєднання СВ з максимальним струмовим захистом (з витримкою часу). Оскільки струмова відсічка захищає частину лінії, то вона використовується як додаткова. Це дає можливість прискорити відключення пошкодження при великих струмах КЗ, які викликають глибоке зниження напруги на шинах підстанцій.

3.2.5. Направлений захист генератора (захист від зворотної потужності)

Паралельна робота генераторів може бути порушена при переході одного з них у рушійний режим через порушення нормальної роботи первинного двигуна, наприклад при зменшенні або припиненні подачі до нього палива або пари. Також перехід генератора в двигунний режим може відбутися в результаті порушення його механічного зв'язку з первинним двигуном.

Тривала робота генератора в рушійному режимі неприпустима, він повинен бути відключений, щоб не викликати перевантаження і відключення інших, нормально працюючих генераторів. Захист реагує на напрям активного струму або активної потужності. Якщо напрям активної потужності змінюється і генератор починає споживати енергію, то з витримкою часу генератор відключається від мережі і зупиняється.

3.3. Опис схеми лабораторного стенда

Принципова схема лабораторної установки наведена на рис. 3.4, де позначені: синхронний генератор $GS1$ з приводним двигуном постійного струму $M1$; трансформатори струму $TA1$, $TA2$ і $TA3$, через які отримують живлення струмові реле $KA1$, $KA2$, $KA3$ і струмова котушка реле зворотної потужності $KW3$; проміжні реле напруги $K1$, $K2$; реле часу $KT1$, $KT2$, $KT3$ і $KT4$; сигнальні лампи; синхроскоп $P1$; пускач $KM1$, через контакти якого генератор підключається до мережі, та універсальний перемикач $SA1$, за допомогою якого обирається схема захисту.

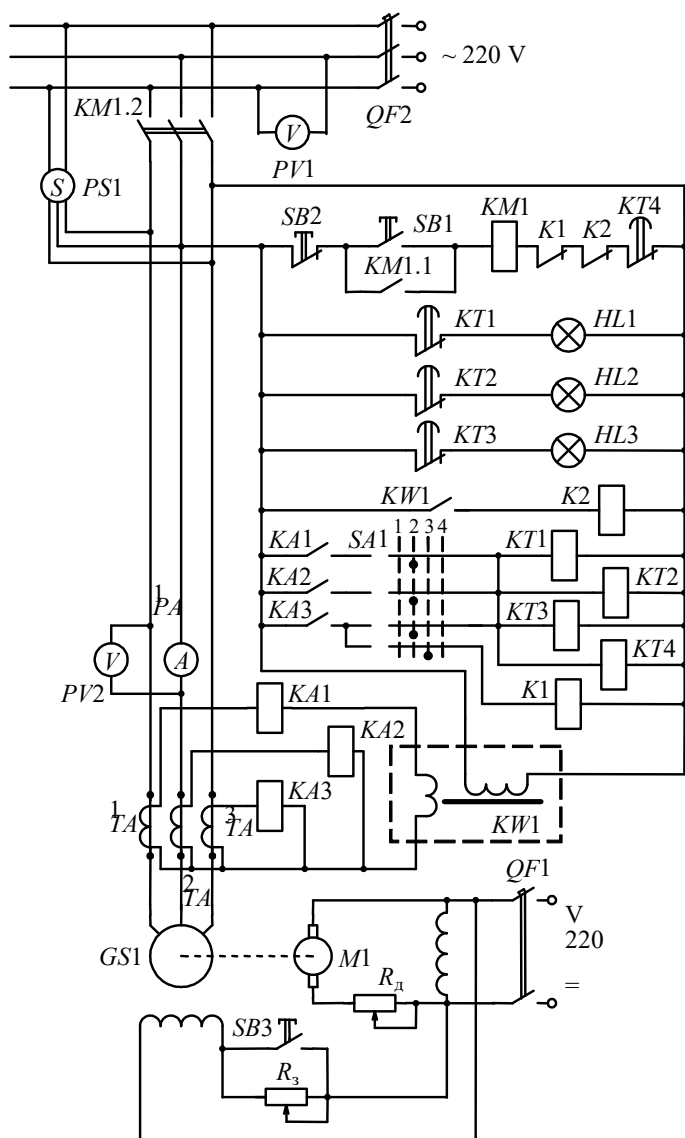


Рис. 3.4. Принципова схема лабораторного стенда

Регулювання частоти здійснюється зміною опору R_d у колі якоря приводного двигуна. Навантаженням синхронного генератора служить мережа, до якої генератор має бути попередньо підключений на паралельну роботу.

Включення $GS1$ на паралельну роботу з мережею здійснюється методом точної синхронізації.

Змінюючи струм збудження синхронного генератора реостатом R_z , навантажуюємо його реактивною потужністю, а змінюючи момент приводного двигуна опором у його якорному колі, регулюємо активну потужність синхронного генератора.

3.4. Програма дослідження і вказівки до її виконання

3.4.1. Дослідження струмового захисту синхронного генератора від перевантаження

Перемикач $SA1$ поставити в положення 2. Встановити час спрацьовування реле часу: $KT1 - 2$ с; $KT2 - 3,5$ с; $KT3 - 8$ с; $KT4 - 15$ с. Включити генератор на паралельну роботу з мережею. Навантажити його реактивним струмом, збільшивши його струм збудження. При цьому, якщо струм навантаження генератора, приведений до вторинних обмоток трансформаторів струму, буде більшим від струму спрацьовування реле $KA1$, $KA2$, $KA3$, останні спрацьовують, подавши живлення на реле часу $KT1$, $KT2$, $KT3$ і $KT4$. Перші три з них, спрацьовуючи послідовно, відключають споживачів відповідно III, II і I категорій. Якщо, незважаючи на це, навантаження генератора буде перевищувати величину припустимого струму (вона визначається вставками реле $KA1 - KA3$), через 15 с спрацює реле $KT4$ і розімкне свій контакт у колі генератора.

Дослід провести три рази при трьох різних вставках реле $KA1$, $KA2$, $KA3$ (2,4; 2,7; 3,0), навантажуючи генератор до спрацьовування реле часу $KT1$ (але не перевищуючи $1,4 I_{\text{ном}}$), і простежити за дією релейного захисту від перевантаження. Записати струм спрацьовування реле $I_{\text{ср}}$ і визначити похибку реле

$$\Delta I = I_{\text{вр}} - I_{\text{ср}},$$

де $I_{\text{вр}}$ – струм вставки реле, приведений до первинної обмотки трансформатора струму.

Результати звести в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Результати спостережень і обчислень

№	$I_{\text{вр}}, \text{A}$	$I_{\text{ср}}, \text{A}$	$\Delta I, \text{A}$

3.4.2. Дослідження струмового захисту синхронного генератора від зовнішніх коротких замикань з витримкою часу

Перемикач $SA1$ поставити в положення 2. Встановити час спрацьовування реле часу: $KT1$ – 0,25 с; $KT2$ – 0,5 с; $KT3$ – 1,0 с; $KT4$ – 1,5 с. Синхронізувати генератор з мережею на неробочому ході. Дослідження захисту виконується в режимі форсування збудження при шунтуванні опору $R_{\text{в}}$ у колі збудження синхронного генератора шляхом натискання кнопки $SB3$. У цьому випадку генератор одержує максимальне збудження і реактивний струм досягає максимально можливої при даній напрузі мережі величини, приблизно рівної $2I_{\text{н}}$.

Зробити запис струму генератора і впевнитись у правильній послідовності спрацьовування захисту. Дослід повторити три рази. Обчислити середнє значення часу спрацьовування захисту і середню величину струму.

3.4.3. Дослідження струмового захисту синхронного генератора від зовнішніх коротких замикань без витримки часу (струмова відсічка)

Селективність дії захисту може бути досягнута не тільки вибором ступеней витримок часу, але і шляхом налаштування автоматичних вимикачів на різний струм спрацьовування. Такий захист називається струмовою відсічкою. Вона є захистом миттєвої дії.

Для виконання дослідів перемикач *SA1* необхідно поставити в положення 3. Далі дослід повторюється аналогічно дослідженню релейного захисту (п. 3.4.2) з тією лише різницею, що після натискання кнопки *SB3* і досягнення струмом максимальної величини спрацьовує реле *KA3*, замикаючи свій замикаючий контакт у колі живлення проміжного реле *K1*; реле *K1*, одержавши живлення, розриває свій розмикаючий контакт у колі живлення котушки *KM1* магнітного пускача; котушка пускача втрачає живлення і, розмикаючи свої головні контакти, відключає генератор від мережі. Режим короткого замикання виконується з неробочого ходу генератора.

Дослід повторити три рази. Записати стрибок струму при спрацьовуванні захисту і визначити його середнє значення.

3.4.4. Дослідження направленої захисту генератора

Направленим називають захист синхронного генератора, що реагує на величину струму в елементі системи, що захищається, і на його фазу стосовно напруги на шинах. Часто захист синхронних генераторів від рушійного режиму виконується за допомогою індукційного реле зворотної потужності. Час спрацьовування захисту регулюється в межах 12 с. Реле допускає регулювання спрацьовування і має три вставки по зворотній потужності: 6,4; 9,6 і 12,8 % номінальної потужності генератора.

Для виконання роботи перемикач $SA1$ поставити в положення 2. Включити генератор на паралельну роботу з мережею. Перемикач $SA1$ швидко перевести в положення 4 для виведення з роботи реле $KA1$, $KA2$, $KA3$. Відключити первинний двигун від мережі, замкнувши його якірну обмотку на опір R_d . Тим самим переводимо його в режим генератора, а синхронний генератор у режим двигуна. Змінюючи опір у колі збудження, регулюємо навантаження.

Визначити потужність $P_{\text{ср}}$ спрацьовування спрямованого захисту у відсотках від номінальної потужності генератора для вставок $P_{\text{вр}}$ 6,4; 9,6; 12,8 % від $P_{\text{ном}}$. Результати спостережень і обчислень звести в табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Результати спостережень і обчислень

№	$P_{\text{ур}}, \%$	$P_{\text{ср}}, \%$	$\Delta P, \%$

3.4.5. Теоретичне завдання

Трифазний синхронний генератор має наступні номінальні параметри: $U_{\text{ном}} = 230 \text{ В}$, $I_{\text{ном}} = 2,2 \text{ А}$, $\cos \varphi = 0,8$. Розрахунковий струм короткого замикання на затискачах синхронного генератора 15 А. Можливий запуск асинхронних двигунів загальною потужністю 30 % від $P_{\text{ном}}$ генератора із кратністю пускового струму $k_i = 5$.

Визначити мінімальний перелік типів релейного захисту для синхронного генератора та обґрунтувати величини вставок для них.

Питання для самоконтролю

1. З якою метою електроустановки обладнуються пристроями релейного захисту?
2. Яким параметром оцінюється чутливість основних типів релейного захисту і які мінімальні значення він приймає?

3. Які основні типи релейного захисту встановлюються на синхронні генератори у відповідності до ПУЕ?

4. Які основні типи релейного захисту встановлюються на синхронні генератори у відповідності до Регістру судноплавства України?

5. Як організовується захист від перевантажень та струмів короткого замикання?

6. Як організовується диференційний подовжній захист та струмова відсічка?

7. Поясніть необхідність використання захисту від зворотної потужності?

Лабораторна робота № 4

Моделювання роботи лінії електропостачання

Обсяг роботи

1. Ознайомитись зі стендом.
2. Провести експериментальне дослідження роботи лінії в режимі холостого ходу та отримати залежність напруги та струму на початку лінії, напруг на лінії та в кінці лінії від довжини лінії.
3. Для певної довжини лінії провести дослідження режиму навантаження та зняти залежність активної потужності навантаження від напруги на навантаженні.
4. Визначити, як впливає подовжня компенсація параметрів лінії ємнісним опором на залежність активної потужності навантаження від напруги на навантаженні.
5. Порівняти отримані експериментальні дані із теоретичними розрахунками.
6. Зробити висновки.

4.1. Короткі теоретичні відомості

Високовольтна лінія електропостачання (ЛЕП) призначена для передачі електроенергії на довгі відстані та являє собою електротехнічний пристрій із розподіленими параметрами,

тобто параметри лінії залежать від довжини лінії та її питомих параметрів.

В усталеному режимі струми та напруги по кінцях лінії пов'язані співвідношеннями, що містять гіперболічні функції комплексної змінної:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \operatorname{ch}(\dot{\gamma} l) + \dot{I}_2 \dot{Z}_c \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l); \\ \dot{I}_1 &= \frac{\dot{U}_2}{\dot{Z}_x} \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l) + \dot{I}_2 \operatorname{ch}(\dot{\gamma} l), \end{aligned} \right\}; \quad (4.1)$$

$$\dot{\gamma} = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0; \quad (4.2)$$

$$\dot{Z}_x = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}; \quad (4.3)$$

де U_1 та I_1 – напруга та струм на початку лінії; U_2 та I_2 – напруга та струм на кінці лінії (на навантаженні); Z_x – хвильовий опір, Ом; γ – коефіцієнт розповсюдження хвилі, км^{-1} ; α_0 – коефіцієнт зміни фази (рад/км); β_0 – коефіцієнт загасання хвилі (км^{-1}); r_0 – питомий активний опір лінії (Ом/км); x_0 – питомий індуктивний опір лінії (Ом/км); g_0 – питома активна провідність лінії, що зумовлена втратою активної потужності під дією корони та струмів витоку (Ом/км); b_0 – питома ємнісна провідність лінії (Ом/км); l – довжина лінії (км).

Лінії електропостачання певної довжини можна представити у вигляді П-подібної схеми заміщення, що містить пасивні елементи із зосередженими параметрами (рис. 4.1) та дозволяє значно спростити аналіз електроенергетичної системи. Параметри схеми заміщення визначаються за наступними рівняннями:

$$r_{\text{л}} + j x_{\text{л}} = \dot{Z}_{\text{x}} \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l);$$

$$g_{\text{л}} + j b_{\text{л}} = \frac{\operatorname{ch}(\dot{\gamma} l) - 1}{2 \dot{Z}_{\text{x}} \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l)}. \quad (4.4)$$

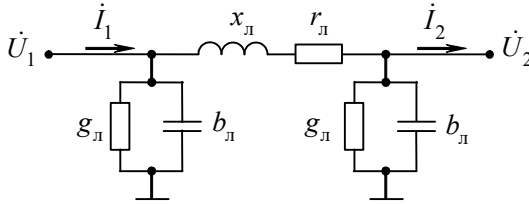


Рис. 4.1. Схема заміщення ЛЕП

Якщо довжина l лінії менша 300 км, то з достатньою точністю можна розраховувати параметри схеми заміщення за наступними спрощеними рівняннями:

$$r_{\text{л}} = r_0 l; \quad x_{\text{л}} = x_0 l; \quad g_{\text{л}} = g_0 l/2; \quad b_{\text{л}} = b_0 l/2.$$

Існує два характерних режими ЛЕП, які за своїми робочими характеристиками мають абсолютно протилежні показники. Це режими чверті хвилі ($\alpha_0 l = \pi/2$) та півхвилі ($\alpha_0 l = \pi$). Для пояснення особливостей цих режимів розглянемо ЛЕП без втрат ($r_0 = g_0 = \beta_0 = 0$). В цьому випадку рівняння (4.1) запишуться наступним чином:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos(\sqrt{x_0 b_0} l) + j \dot{I}_2 \sqrt{x_0/b_0} \sin(\sqrt{x_0 b_0} l); \\ \dot{I}_1 &= \frac{j \dot{U}_2}{\sqrt{x_0/b_0}} \sin(\sqrt{x_0 b_0} l) + \dot{I}_2 \cos(\sqrt{x_0 b_0} l). \end{aligned} \right\}$$

Для режиму чверті хвилі $(\sqrt{x_0 b_0} l = \pi/2)$ в режимі холостого ходу ($I_2 = 0$) при певному значенні напруги на початку лінії U_1 маємо нескінченно велику напругу на кінці лінії U_2 :

$$\dot{U}_2 = \frac{\dot{U}_1}{\cos(\sqrt{x_0 b_0} l)} = \frac{\dot{U}_1}{\cos(\pi/2)} = \infty;$$

$$\dot{I}_1 = \frac{j \dot{U}_2}{\sqrt{x_0/b_0}} = \infty.$$

Крім того, при певному активному навантаженні $R_{\text{нав}}$, хоч напруга на кінці лінії має вже конкретне значення, але зрушена по фазі на 90 електричних градусів відносно вектора $\dot{U}_1$ (оператор j вказує на поворот вектора на 90°):

$$\dot{I}_2 = \dot{U}_2 / R_{\text{нав}};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos(\pi/2) + \\ &+ j \dot{U}_2 / R_{\text{нав}} \sqrt{x_0/b_0} \sin(\pi/2) = j \dot{U}_2 \frac{\sqrt{x_0/b_0}}{R_{\text{нав}}}. \end{aligned}$$

Відомо, що при роботі синхронного генератора на навантаження його статична стійкість визначається кутовою характеристикою, у відповідності до якої для неявнополюсного генератора критичним кутом навантаження (кутом між вектором ЕРС збудження та вектором напруги мережі) є 90 електричних градусів. Отже, в режимі чверті хвилі система знаходиться на межі стійкості при будь-якій активній потужності, що передається.

Для режиму півхвилі ($\sqrt{x_0 b_0} l = \pi$) маємо наступні рівняння для ЛЕП:

$$\dot{U}_1 = -\dot{U}_2; \quad \dot{I}_1 = -\dot{I}_2.$$

Як видно з рівнянь, напруга та струм в кінці лінії дорівнюють напрузі та струму на початку лінії, але зсунуті відносно них на 180 електричних градусів. У цьому випадку характеристики енергосистеми в цілому такі ж, як і у випадку відсутності ЛЕП. Але в реальних ЛЕП із втратами напруга U_2 менша за U_1 , що пояснюється падінням напруги на активному опорі лінії.

У промислових енергосистемах намагаються уникати режиму чверті хвилі та наблизити роботу ЛЕП до режиму, коли $\alpha_0 l = 0$ або $\alpha_0 l = \pi$. Для цього компенсують реактивні опори ЛЕП послідовним підключенням ємнісних опорів та паралельним підключенням індуктивних опорів (реакторів).

Послідовне включення в лінію конденсатора (подовжня компенсація) дозволяє підвищити стійкість електропередачі завдяки компенсації індуктивності лінії та зводить до мінімуму падіння напруги на лінії. Крім того, дозволяє підвищити пропускну спроможність лінії, тобто збільшити максимальну активну потужність, яка може бути передана по ЛЕП.

У роботі розглядається випадок, коли конденсатори підключаються в кінці лінії. Вважаючи, що навантаження є активним $R_{\text{нав}}$, а напруга на початку лінії U_1 є незмінною, маємо струм навантаження:

– при відсутності компенсації:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1}{R_{\text{нав}} \operatorname{ch}(\dot{\gamma} l) + \dot{Z}_x \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l)}, \quad (4.4)$$

– при послідовному підключенні ємності C до навантаження:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1}{(R_{\text{наб}} - j x_c) \operatorname{ch}(\dot{\gamma} l) + \dot{Z}_c \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l)}, \quad (4.5)$$

де $x_c = 1/(2\pi f_m C)$ – ємнісний опір; f_m – частота мережі.

Напруга на навантаженні та активна потужність, що передається навантаженню, в обох випадках визначається наступними рівняннями:

$$\dot{U}_2 = \dot{I}_2 R_{\text{наб}}; \quad P_2 = |\dot{U}_2| |\dot{I}_2|. \quad (4.8)$$

4.2. Розрахунок теоретичних залежностей

На лабораторному стенді зібрана модель ЛЕП, яка складається із п'ятнадцяти ланок, кожна з яких імітує 200 км ЛЕП з наступними параметрами при $f_m = 50$ Гц:

$$\begin{aligned} L_0 &= 0,48 \text{ мГн/км}; \quad x_0 = 2 f_m L_0 = 0,151 \text{ Ом/км}; \\ C_0 &= 0,022 \text{ мкФ}; \quad b_0 = 2 f_m C_0 = 6,91 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}; \\ r_0 &= 0,043 \text{ Ом/км}; \quad g_0 = 0. \end{aligned}$$

Наведені параметри близькі до реальних. Наприклад, питомі параметри одноланцюгової повітряної лінії 110 кВ з дротами марки АС185/29 (відстань між сусідніми фазами по горизонталі 4 м): $x = 0,409$ Ом/км; $b = 2,78 \cdot 10^{-6}$ См/км; $r = 0,159$ Ом/км.

В роботі пропонується провести розрахунок при напрузі $U_1 = 110$ кВ.

4.2.1. Режим холостого ходу ($I_2 = 0$)

Для розрахунку скористаємося системою рівнянь (4):

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 / \operatorname{ch}(\dot{\gamma} l); \quad U_2 = |\dot{U}_2|;$$

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l)}{\dot{Z}_x \operatorname{ch}(\dot{\gamma} l)};$$

$$I_1 = |\dot{I}_1|; \quad U_{\text{л}} = |\dot{U}_2 - \dot{U}_1|.$$

Параметри $\dot{\gamma}$ та $\dot{Z}_x$ визначаються рівняннями (4.2) та (4.3).

У відповідності до наведених рівнянь розрахувати напругу на кінці лінії U_2 , падіння напруги на лінії $U_{\text{л}}$ та струм на початку лінії I_1 , що відповідають різним довжинам ЛЕП (до 3000 км з кроком 200 км). На комплексній площині побудувати годограф переміщення кінця вектора $\dot{I}_1$ та вектора $\dot{U}_1$ в залежності від довжини лінії. Побудувати залежність U_2 , $U_{\text{л}}$, I_1 від довжини лінії l .

4.2.2. Режим навантаження

Розрахунок проводиться за формулами (4.4) та (4.8), змінюючи активний опір навантаження $R_{\text{нав}}$ від 0 до 300 Ом.

Побудувати залежність P_2 від U_2 . Визначити максимальну потужність, яку можна передати по лінії.

4.2.3. Режим подовжньої компенсації

Розрахунок проводиться за формулами (4.7) та (4.8), задаючи активний опір $R_{\text{нав}}$ від 0 до 300 Ом, для наступних значень ємності конденсатора: 20, 40 та 80 мкФ.

Побудувати залежність P_2 від U_2 . Визначити максимальну потужність, яку можна передати по лінії.

4.3. Програма експериментальних досліджень та обробки отриманих результатів

4.3.1. Режим холостого ходу

Послідовно підключаючи ланки лінії електропостачання, зняти залежність напруги на початку лінії $U_{1\text{експ}}$ ($V1$), напруги на лінії $U_{2\text{експ}}$ ($V2$), напруги на кінці лінії $U_{3\text{експ}}$ ($V3$) та струм на початку лінії $I_{1\text{експ}}$ ($A1$) від кількості послідовно з'єднаних ланок n (рис. 4.2).

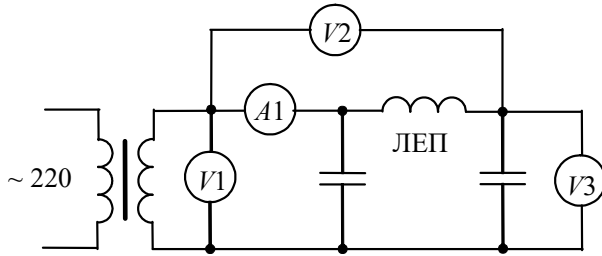


Рис. 4.2. Дослід режиму холостого ходу ЛЕП

Отримані результати звести до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Результати дослідів режиму холостого ходу

Довжина лінії		Напруга на початку ЛЕП U_1			Напруга на ЛЕП U_2			Напруга на кінці ЛЕП U_3			Струм на початку ЛЕП I_1			
n , шт	l , км	$U_{1\text{експ}}$, В	$U_{1\text{уточ}}$, кВ	$U_{1\text{теор}}$, кВ	$U_{2\text{експ}}$, В	$U_{2\text{уточ}}$, кВ	$U_{2\text{теор}}$, кВ	$U_{3\text{експ}}$, В	$U_{3\text{уточ}}$, кВ	$U_{3\text{теор}}$, кВ	$I_{1\text{експ}}$, А	$I_{1\text{уточ}}$, кА	$I_{1\text{теор}}$, кА	R_{A1} , Ом

У схемі на рис. 4.2 амперметр A_1 включений послідовно з лінією та має свій опір R_{A1} , який впливає на достовір-

ність отриманих результатів. Тому при розрахунку уточнених параметрів, крім реальної напруги лінії, треба враховувати значення R_{A1} (на межі вимірювання 50 мА опір амперметра $R_{A1} = 21$ Ом; на межі вимірювання 200 мА – $R_{A1} = 6$ Ом):

$$U_{1\text{уточ}} = \frac{U_{1\text{експ}} U_1}{U_{1\text{експ}} - R_{A1} I_{1\text{експ}}};$$

$$U_{2\text{уточ}} = \frac{U_{2\text{експ}} U_1}{U_{1\text{експ}} - R_{A1} I_{1\text{експ}}};$$

$$U_{3\text{уточ}} = \frac{U_{3\text{експ}} U_1}{U_{1\text{експ}} - R_{A1} I_{1\text{експ}}};$$

$$I_{1\text{уточ}} = \frac{I_{1\text{експ}} U_1}{U_{1\text{експ}} - R_{A1} I_{1\text{експ}}};$$

$$l = 200 \text{ н км},$$

де $U_1 = 110$ кВ – напруга на початку реальної лінії.

Параметри $U_{1\text{теор}}$, $U_{2\text{теор}}$, $U_{3\text{теор}}$ та $I_{1\text{теор}}$ розраховуються по теоретичним залежностям для напруги $U_1 = 110$ кВ (п. 4.2.1).

4.3.2. Режим навантаження

Послідовно з'єднуються три ланки лінії $n = 3$ (що відповідає довжині ЛЕП у 600 км) та на кінці лінії включають навантаження $R_{\text{нав}}$, змінюючи яке виміряти напруги на початку лінії $U_{2\text{експ}}$ ($V2$), напругу на навантаженні $U_{1\text{експ}}$ ($V1$) та струм навантаження $I_{1\text{експ}}$ ($A1$) (рис. 4.3).

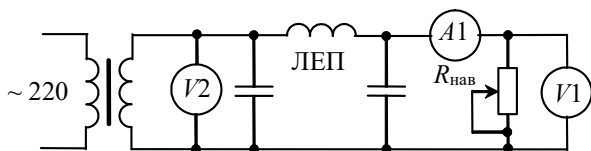


Рис. 4.3. Дослід режиму навантаження ЛЕП

Отримані результати звести до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2. Результати дослід режиму навантаження

Напруга на початку ЛЕП	Напруга на навантаженні		Струм навантаження		Активна потужність навантаження
$U_{2\text{експ}}, \text{В}$	$U_{1\text{експ}}, \text{В}$	$U_{1\text{уточ}}, \text{кВ}$	$I_{1\text{експ}}, \text{А}$	$R_{A1}, \text{Ом}$	$P_{\text{нав}}, \text{кВт}$

Розрахувати уточнене значення напруги на навантаженні $U_{1\text{уточ}}$ ($V1$) та активну потужність навантаження $P_{\text{нав}}$, якщо напруга на початку лінії $U_2 = 110 \text{ кВ}$:

$$U_{1\text{уточ}} = \frac{(U_{1\text{експ}} + R_{A1} I_{1\text{експ}}) U_2}{U_{2\text{експ}}};$$

$$P_{\text{нав}} = \left(\frac{U_2}{U_{2\text{експ}}} \right)^2 (U_{1\text{експ}} + R_{A1} I_{1\text{експ}}) I_{1\text{експ}}.$$

Побудувати експериментально отриману залежність $P_{\text{нав}} = f(U_{1\text{уточ}})$. Порівняти її із теоретичною кривою (п. 4.2.2). Визначити максимальну активну потужність навантаження та порівняти з теоретичним значенням.

4.3.2. Режим подовжньої компенсації

Послідовно з'єднуються три ланки лінії $n = 3$ і на кінці лінії включають навантаження $R_{\text{нав}}$, послідовно з яким підключають ємнісний опір x_c (рис. 4.4). На стенді встановлені два конденсатори ємністю 40 мкФ. Треба провести три досліди режиму навантаження для трьох значень ємності: 20 мкФ (послідовне з'єднання конденсаторів); 40 мкФ (один конденсатор); 80 мкФ (паралельне з'єднання конденсаторів). У кожному досліді, змінюючи $R_{\text{нав}}$, виміряти напруги на початку лінії $U_{2\text{експ}}$ (V_2), напругу на навантаженні $U_{1\text{експ}}$ (V_1), напругу на кінці лінії $U_{3\text{експ}}$ (V_3) та струм навантаження $I_{1\text{експ}}$ ($A1$).

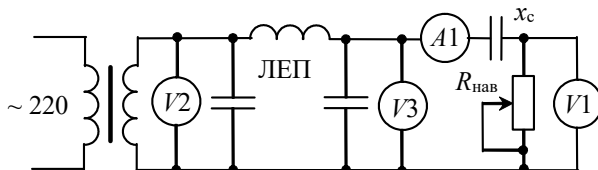


Рис. 4.4. Дослід режиму подовжньої компенсації ЛЕП

Отримані результати звести до табл. 4.3.

Таблиця 4.3. Результати дослідження режиму подовжньої компенсації

Напруга на початку ЛЕП	Напруга на кінці ЛЕП		Напруга на навантаженні		Струм навантаження		Активна потужність навантаження
$U_{2\text{експ}}$, В	$U_{3\text{експ}}$, В	$U_{3\text{уточ}}$, кВ	$U_{1\text{експ}}$, В	$U_{1\text{уточ}}$, кВ	$I_{1\text{експ}}$, А	R_{A1} , Ом	$P_{\text{нав}}$, кВт

Розрахувати уточнене значення напруги на навантаженні $U_{1\text{уточ}}$ ($V1$), уточнене значення напруги на кінці ЛЕП $U_{3\text{уточ}}$ ($V3$)

та активну потужність навантаження $P_{\text{нав}}$, якщо напруга на початку лінії $U_2 = 110 \text{ кВ}$:

$$U_{\text{лточ}} = \frac{(U_{\text{лесп}} + R_{\text{Ал}} I_{\text{лесп}}) U_2}{U_{\text{2есп}}}; \quad U_{\text{3точ}} = \frac{U_{\text{3есп}} U_2}{U_{\text{2есп}}};$$

$$P_{\text{нав}} = \left(\frac{U_2}{U_{\text{2есп}}} \right)^2 (U_{\text{лесп}} + R_{\text{Ал}} I_{\text{лесп}}) I_{\text{лесп}}.$$

Побудувати експериментально отримані залежності $P_{\text{нав}} = f(U_{\text{лточ}})$. Порівняти їх з теоретичними кривими (п. 4.2.3). Визначити максимальну активну потужність навантаження для кожного значення ємнісного опору та порівняти з теоретичними значеннями.

Питання для самоконтролю

1. Поясніть схему заміщення та математичний опис лінії електропостачання.

2. Чим відрізняється режим чверті хвилі від режиму півхвилі ЛЕП?

3. Для чого використовується подовжня і поперечна компенсації в ЛЕП і як вони реалізуються?

4. У відповідності до проведених розрахунків визначити: при яких довжинах лінії досягається режим чверті хвилі; яка кратність перевищення напруги наприкінці лінії та величина струму на початку лінії по відношенню до номінальних значень?

5. Яка потужність конденсаторної батареї необхідна для отримання максимальної потужності, що передається по лінії із запропонованими параметрами? На скільки відсотків більшу потужність можна передати, використовуючи подовжню компенсацію?

Лабораторна робота № 5

Статично стійкі режими роботи синхронного генератора на потужну мережу при регулюванні збудження в подовжній та поперечній осях

Обсяг роботи

1. Ознайомитись зі стендом.
2. Зняти характеристики холостого ходу при регулюванні струму збудження в подовжній та поперечній обмотках.
3. Провести експериментальне дослідження залежності струмів збудження в подовжній та поперечній обмотках від активного та реактивного навантаження синхронного генератора при роботі з нульовим кутом вильоту ротора.
4. Провести експериментальний дослід зміни кута вильоту ротора шляхом зміни струмів збудження при фіксованому куті навантаження.
5. Експериментально дослідити вплив зворотного зв'язку в подовжній та поперечній осях по куту вильоту ротора на статичну стійкість роботи синхронного генератора паралельно із потужною мережею.
6. Порівняти отримані експериментальні дані із теоретичними положеннями.
7. Зробити висновки.

5.1. Короткі теоретичні відомості

Синхронні машини з однією обмоткою збудження на роторі широко використовуються в електроенергетиці, працюючи в режимах генератора, двигуна, компенсатора. Однак область застосування синхронних машин істотно розширюється у випадку використання на роторі двох обмоток збудження, зсунутих на деякий кут.

Найбільше поширення отримала конструкція з кутом зсуву 90° електричних градусів (рис. 5.1). Вона передбачає розміщення на роторі двох взаємно перпендикулярних обмоток збудження і, по-перше, виключає ефект взаємоіндукції обмоток збудження; по-друге, дозволяє отримати більш високі показники у відношенні стійкості та керованості.

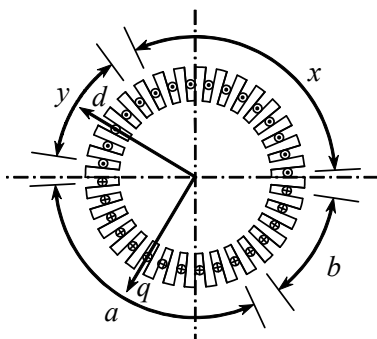


Рис. 5.1. Неявнополосний ротор з двома неоднаковими обмотками збудження ax і by

Обмотка збудження, що створює магнітний потік у напрямку осі d , називається подовжньою, а її параметри мають індекс fd ; обмотка, що створює потік в осі q , називається поперечною, а її параметри мають індекс fq (рис. 5.2).

Якщо струм є лише в подовжній обмотці збудження, то зображаючий вектор ЕРС, що наводиться в обмотці якоря

полем збудження, завжди буде збігатися з поперечною віссю q , як у синхронній машині класичної конструкції. Але у випадку регулювання збудження в поперечній осі сумарна ЕРС буде відхилятися від положення осі q відповідним чином. Тому для визначення положення зображуючого вектора напруги відносно сумарної ЕРС збудження та осі q в теорії синхронних машин подовжньо-поперечного збудження введені два кути. Кут навантаження Θ – це кут між зображуючими векторами напруги якоря та сумарної ЕРС збудження. Кут вильоту ротора δ – це кут між зображуючим вектором напруги якоря та віссю q .

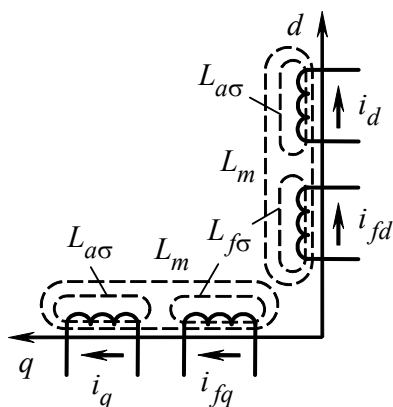


Рис. 5.2. Модель перетвореної синхронної машини із симетричним ротором в осях d і q

На рис. 5.3 зображена спрощена векторна діаграма подовжньо-поперечної машини без урахування падіння напруги на активному опорі якоря. На ньому наступні позначення: E_{fd} та E_{fq} – зображуючі вектори ЕРС, що індукуються в обмотці якоря відповідно подовжньою та поперечною обмотками збудження; E_{Σ} – зображуючий вектор сумарної ЕРС, що індукується полем збудження в обмотці якоря;

U та I – зображаючі вектори напруги та струму якоря; $j I_a x_a$ – падіння напруги на головному синхронному індуктивному опорі синхронної машини x_a , що характеризує вплив реакції якоря та потоків розсіювання на величину напруги якоря під навантаженням. На рис. 5.3 кут δ є від'ємним, а кут Θ – додатнім.

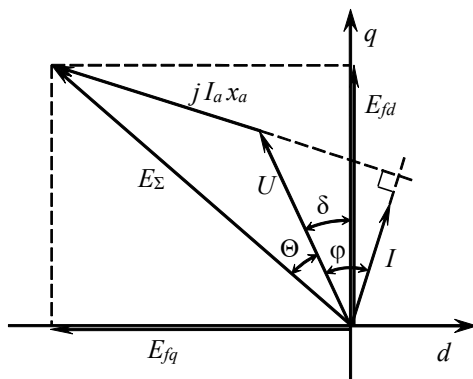


Рис. 5.3. Спрощена векторна діаграма синхронної машини подовжньо-поперечного збудження

Для неявнополюсної синхронної машини кожна з обмоток буде створювати свою електромагнітну потужність:

– подовжня обмотка $P_d(\delta) = \frac{E_{fd} U}{x_a} \sin(\delta)$;

– поперечна обмотка $P_q(\delta) = \frac{E_{fq} U}{x_a} \cos(\delta)$.

Сумарна електромагнітна потужність синхронної машини буде визначатися наступним чином:

$$P = P_q(\delta) + P_d(\delta) = \frac{E_{fq} U}{x_a} \cos(\delta) + \frac{E_{fd} U}{x_a} \sin(\delta) = \frac{E_s U}{x_a} \sin(\Theta).$$

Залежність P від кута навантаження Θ така ж, як і у синхронних машин класичної конструкції, і при нерегульованому збудженні ці машини нічим не відрізняються.

Розглянемо спочатку регулювання лише в подовжній осі по куту вильоту ротора δ ($E_{fq} = 0$). Статична стійкість машини визначається додатним значенням синхронізуючої потужності, що є похідною від електромагнітної потужності по змінному параметру, яким при сталих значеннях напруги якоря та струму збудження виступає кут вильоту ротора δ :

$$P_{\text{синхр.}} = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_{fd} U}{x_a} \cos(\delta) \geq 0,$$

тобто машина статично стійко буде працювати у діапазоні зміни кута δ від 0 до ± 90 електричних градусів. У реальних режимах у зв'язку з постійно діючими збуреннями, вібраціями, коливаннями режимних параметрів та дією інших факторів статична стійкість порушується при менших значеннях кута δ , який при одноосьовому збудженні дорівнює куту навантаження Θ . Введемо позитивний зворотний зв'язок по зміні кута δ у регулювання збудження по подовжній осі ($E_{fq} = 0$):

$$E_{fd} \approx E_{fd} + k_d \Delta\delta;$$

$$P_d(\delta) = \frac{(E_{fd} + k_d \Delta\delta) U}{x_a} \sin(\delta);$$

$$P_{\text{синхр}} = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_{fd} U}{x_a} \cos(\delta) + \frac{k_d U}{x_a} \sin(\delta) \geq 0;$$

$$\text{tg}(\delta) \leq -\frac{E_{fd}}{k_d}; \quad \text{tg}(\delta_{\text{крит}}) = -\frac{E_{fd}}{k_d}.$$

Отже, критичний кут вильоту ротора $\delta_{\text{крит}}$, при якому порушується статична стійкість роботи синхронної машини, буде більшим за 90 електричних градусів, що підтверджується від'ємністю тангенса кута δ . Слід також зауважити, що регулювання в подовжній осі по куту δ найбільш ефективно при кутах, близьких до 90 градусів ($\sin(\delta) = 1$), та найменш ефективно при кутах, близьких до 0 градусів ($\sin(\delta) = 0$).

Введемо додатний зворотний зв'язок по зміні кута δ у регулювання збудження по поперечній та подовжній осях та оцінімо, як це вплине на статичну стійкість машини:

$$\begin{aligned}
 E_{fd\approx} &= E_{fd} + k_d \Delta\delta; \quad E_{fq\approx} = E_{fq} + k_q \Delta\delta; \\
 P(\delta) &= \frac{(E_{fd} + k_d \Delta\delta) U}{x_a} \sin(\delta) + \frac{(E_{fq} + k_q \Delta\delta) U}{x_a} \cos(\delta); \\
 P_{\text{синхр}} &= \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_{fd} U}{x_a} \cos(\delta) - \\
 &- \frac{E_{fq} U}{x_a} \sin(\delta) + \frac{k_d U}{x_a} \sin(\delta) + \frac{k_q U}{x_a} \cos(\delta) \geq 0. \quad (5.1)
 \end{aligned}$$

Для подальшого аналізу отриманого критерію стійкості розглянемо першу половину виразу:

$$\begin{aligned}
 &\frac{E_{fd} U}{x_a} \cos(\delta) - \frac{E_{fq} U}{x_a} \sin(\delta) = \\
 &= \frac{E_{\Sigma} \cos(\Theta - \delta) U}{x_a} \cos(\delta) - \\
 &- \frac{E_{\Sigma} \sin(\Theta - \delta) U}{x_a} \sin(\delta) = \frac{E_{\Sigma} U}{x_a} \cos(\Theta).
 \end{aligned}$$

З теорії відомий вираз реактивної потужності для синхронних машин неявнополюсної конструкції:

$$Q = \frac{E_{\Sigma} U}{x_a} \cos(\Theta) - \frac{U^2}{x_a}.$$

Враховуючи зазначене, критерій стійкості перепишемо наступним чином:

$$Q + \frac{U^2}{x_a} + \frac{k_d U}{x_a} \sin(\delta) + \frac{k_q U}{x_a} \cos(\delta) \geq 0.$$

Як бачимо, регулювання в поперечній осі більш ефективно при кутах, близьких до 0 градусів ($\cos(\delta) = 1$), та найменш ефективно при кутах, близьких до 90 градусів ($\cos(\delta) = 0$).

Якщо коефіцієнти підсилення k_d та k_q змінювати в залежності від тригонометричних функцій кута δ :

$$k_d = a \sin(\delta);$$

$$k_q = a \cos(\delta),$$

то критерій стійкості не буде залежати від кута вильоту ротора:

$$Q + \frac{U^2}{x_a} + \frac{a U}{x_a} \geq 0.$$

Таким чином, шляхом підвищення коефіцієнта a можна істотно розширити межі статично стійких режимів до припустимих меж та забезпечити стійку роботу незалежно від кута вильоту ротору, що дозволяє, наприклад, забезпечити $E_{fd} = E_{fq}$ в усіх усталених режимах та однаковий тепловий режим обох обмоток збудження, тобто рівномірний нагрів ротора.

Якщо в кожному усталеному режимі підбирати такі значення E_{fd} та E_{fq} , щоб кут вильоту ротора $\delta = 0$, критерій стійкості (5.1) перепишемо наступним чином:

$$P_{\text{синхр}} = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_{fd} U}{x_a} + \frac{k_q U}{x_a} \geq 0,$$

тобто зворотний зв'язок по куту навантаження достатньо ввести лише у поперечній осі, істотно підвищуючи запас стійкості та розширюючи межі стійкої роботи. Цей засіб регулювання цікавий тим, що для підтримки $\delta = 0$ необхідно регулювати E_{fd} пропорційно реактивній складовій струму якоря, а E_{fq} пропорційно активній складовій, що дуже легко реалізується на практиці. Але, на відміну від раніше розглянутого принципу регулювання, рівномірний нагрів ротора можливий лише в одному конкретному режимі.

5.2. Опис схеми лабораторного стенда

Принципова схема силової частини стенда наведена на рис. 5.4.

У ролі синхронної машини СМ використаний асинхронний двигун з фазним ротором АК 51-4. Для забезпечення подовжньо-поперечного збудження з'єднання роторних обмоток двигуна змінено відповідно до рис. 5.5. Це дозволило отримати без істотних змін щітково-контактного механізму неявнополюсну синхронну машину з двома несиметричними обмотками збудження, які геометрично зсунуті одна відносно іншої на 90 електричних градусів.

Обмотки збудження отримують живлення від мережі змінного струму 220 В через трансформатор напруги $TV1$ та мостовий трифазний випрямляч $UZ1$.

Струм збудження в кожній обмотці регулюється потужними польовими транзисторами з ізольованими затворами $VT1$ та $VT2$, які працюють у ключовому режимі та отримують широтно-імпульсний сигнал від "Блоку керування". Резистори $R4$ та $R5$ обмежують максимальний струм в обмотках, а діоди $VD1$ та $VD2$ забезпечують шлях для струмів збудження та обмежують перенапругу на обмотках збудження при закритті транзисторів. Струми збудження вимірюються амперметрами $PA5$ та $PA4$.

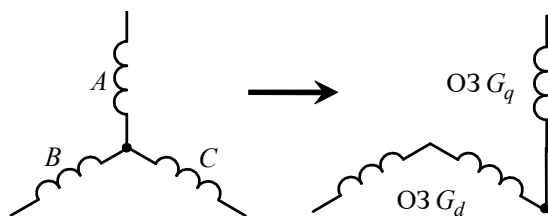


Рис. 5.5. Схема зміни роторної обмотки асинхронного двигуна

Блок керування може видавати широтно-імпульсну напругу на затвори транзисторів $VT1$ та $VT2$ або із заданою тривалістю імпульсу по відношенню до періоду сигналу, або змінюючи її пропорційно куту вильоту ротора, для визначення якого вимірюється часовий зсув напруги синхронної машини (СМ) відносно напруги синхронного тахогенератора (ТГ). У зв'язку з тим, що ТГ працює у режимі холостого ходу, зображаючий вектор його вихідної напруги буде нерухомий відносно осей індуктора СМ. В той же час зображаючий вектор напруги якоря СМ буде змінювати своє положення відносно осей індуктора в залежності від режиму роботи, тобто його кутовий зсув відносно вектора вихідної напруги ТГ буде дорівнювати куту вильоту ротора. Для візуального визначення

кута використаний синхроскоп $P\Theta$ із градуйованою в електричних градусах шкалою.

Як привідний двигун використана машина постійного струму (МПС) із паралельним збудженням. Пуск двигуна виконується зменшенням опору реостата $R1$ до мінімуму, а регулювання частоти обертання за рахунок зміни струму збудження в обмотці (ОЗ) шляхом регулювання реостата $R2$.

Синхронізація СМ із потужною мережею виконується шляхом натискання кнопки $SB1$ "Пуск" при виконанні умов синхронізації (рівність частот, амплітуд та фаз напруг мережі та СМ), які контролюються вольтметрами $PV1$ та $PV2$, а також синхроскопом PS та частотоміром Hz . Відключення СМ від мережі виконується кнопкою $SB2$ "Стоп".

Для визначення активної та індуктивної складових струму якоря синхронної машини в схемі передбачені відповідні амперметри $PA3$ (Aa) та $PA2$ (Ar).

5.3. Програма експериментальних досліджень та обробки отриманих результатів

5.3.1. Зняття характеристик холостого ходу

Увімкнути $QF1$ та вивести реостат $R1$, запустивши таким чином двигун постійного струму. Увімкнути $QF2$ і за допомогою потенціометра "Регулювання збудження у подовжній осі" змінювати струм збудження від нуля до значення, що відповідає напрузі якоря 240 В. Зміною повзунка реостата $R2$ контролювати частоту напруги якоря, яка повинна дорівнювати 50 Гц.

Зменшивши струм збудження у подовжній осі до нуля, за допомогою потенціометра "Регулювання збудження у поперечній осі" змінювати струм збудження від нуля до значення, що відповідає напрузі якоря 240 В, також підтримуючи частоту напруги якоря на рівні 50 Гц.

Результати дослідів занести до табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Характеристика холостого ходу

Регулювання по подовжній осі		Регулювання по поперечній осі	
$U, \text{В}$	$I_{fd}, \text{А}$	$U, \text{В}$	$I_{fq}, \text{А}$

Обов'язково зняти струми збудження у подовжній $I_{fdн}$ та поперечній $I_{fqн}$ осях, які забезпечують номінальну напругу якоря $U_{\text{н}} = 220 \text{ В}$ при збудженні лише в одній осі, та визначити співвідношення:

$$k_{\text{пр}} = I_{fdн} / I_{fqн}.$$

5.3.2 Режим навантаження при підтримці кута вильоту ротора рівним нулю

Струм збудження у поперечній осі зменшити до нуля. Струм збудження у подовжній осі встановити таким, щоб напруга якоря $CM (PV2)$ дорівнювала напрузі мережі $(PV1)$. Змінюючи опір реостата $R2$, забезпечити повільне обертання стрілки синхроскопа PS та ввімкнути кнопку $SB1$ "Пуск" при проходженні стрілки синхроскопа PS через нульове положення. Після синхронізації реостатом $R2$ забезпечити нульове значення активного струму якоря $(PA3)$ і за допомогою потенціометра "Регулювання збудження у подовжній осі" забезпечити нульове значення реактивного струму якоря $(PA2)$. При цьому кут вильоту ротора повинен дорівнювати нулю, що контролюється відповідним приладом $P\Theta$.

Підтримуючи струм збудження у подовжній осі на постійному рівні, за допомогою реостата $R2$ змінювати активний струм якоря, при цьому, регулюючи струм збудження у поперечній осі потенціометром "Регулювання збудження

у поперечній осі", кут вильоту ротора забезпечувати рівним нулю $\delta = 0$. Таким чином, зняти залежність активного та реактивного струмів якоря від струму в поперечній обмотці збудження при фіксованому значенні струму в подовжній обмотці збудження та нульовому куті вильоту ротора. Діапазон зміни активного струму рекомендується у межах $0,4 \dots 1,2$ А. Характеристики зняти для трьох значень струму збудження в подовжній осі: 7; 8,5; 10 А. Дані занести в табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Режим навантаження при $\delta = 0$

Струм збудження, А		Струм якоря, А	
подовжній I_{fd}	поперечний I_{fq}	активний $I_{\text{акт}}$	реактивний $I_{\text{реакт}}$

Побудувати залежності $I_{fd}(I_{\text{реакт}})$ та $I_{fq}(I_{\text{акт}})$.

Визначити тангенс кута нахилу побудованих графіків за наступними рівняннями:

$$k_{fd} = \frac{I_{fd\text{ п}} - I_{fd\text{ к}}}{I_{\text{реакт. п}} - I_{\text{реакт. к}}}; \quad k_{fq} = \frac{I_{fq\text{ п}} - I_{fq\text{ к}}}{I_{\text{акт. п}} - I_{\text{акт. к}}},$$

де параметри з індексом "п" відповідають початковим, а з індексом "к" – кінцевим значенням відповідних струмів.

Визначити співвідношення отриманих коефіцієнтів нахилу:

$$k_i = k_{fd} / k_{fq}.$$

5.3.3. Зміна кута вильоту ротора при фіксованому куті навантаження

Забезпечити роботу синхронної машини паралельно з мережею. Струм у поперечній обмотці збудження зменшити до нуля. Струм у подовжній обмотці збудження встановити

на рівні I_{fd0} , який буде відповідати нульовому значенню реактивного струму якоря СМ. Шляхом зміни збудження двигуна постійного струму МПС за допомогою реостата $R2$ забезпечити нульове значення активної складової струму якоря СМ, яке має підтримуватись протягом всього дослід. При цьому кут вильоту ротора та кут навантаження будуть дорівнювати нулю $\delta = \Theta = 0$.

Підтримуючи струм у подовжній обмотці збудження постійним, змінити струм у поперечній обмотці збудження до значення I_{fq1} , яке буде відповідати куту вильоту ротора $\delta = -30^\circ$. Записати значення реактивного струму $I_{\text{реакт1}}$, що відповідає встановленому режиму.

Визначити сумарний струм збудження, приведений до подовжньої обмотки збудження через струми обмоток збудження та через реактивний струм, і порівняти результати:

$$I_{f\Sigma1} = \sqrt{I_{fd0}^2 + k_{\text{пр}}^2 I_{fq1}^2}; \quad I_{f\Sigma11} = I_{fd0} + k_{fd} I_{\text{реакт1}},$$

де $k_{\text{пр}}$ та k_{fd} – коефіцієнти, отримані у попередніх експериментах.

Підтримуючи кут вильоту ротора на рівні $\delta = -30^\circ$, встановити струми збудження в подовжній обмотці I_{fd2} та поперечній обмотці I_{fq2} , які відповідатимуть нульовому значенню реактивного струму якоря СМ. Визначити сумарний струм збудження, приведений до подовжньої обмотки збудження:

$$I_{f\Sigma2} = \sqrt{I_{fd2}^2 + k_{\text{пр}}^2 I_{fq2}^2}.$$

Порівняти $I_{f\Sigma2}$ зі значенням I_{fd0} .
Дані занести у табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Зміна кута вильоту ротора

Струм збудження, А			Струм якоря, А		Кут, град	
подовж- ний I_{fd}	попереч- ний I_{fq}	сумар- ний $I_{f\Sigma}$	актив- ний $I_{\text{акт}}$	реактив- ний $I_{\text{реакт}}$	вильоту ротора δ	наванта- ження Θ
I_{fd0}	≈ 0	I_{fd0}	≈ 0	≈ 0	≈ 0	≈ 0
I_{fd1}	I_{fq1}	$I_{f\Sigma1}$	≈ 0	$I_{\text{реакт}1}$	-30°	≈ 0
I_{fd2}	I_{fq2}	$I_{f\Sigma2}$	≈ 0	≈ 0	-30	≈ 0

3.4. Вплив зворотного зв'язку в подовжній та поперечній осях по куту вильоту ротора на статичну стійкість роботи синхронного генератора паралельно з потужною мережею

Забезпечити роботу синхронної машини паралельно з мережею. Струм у поперечній обмотці збудження зменшити до нуля. Струм у подовжній обмотці збудження встановити на рівні I_{fdxx} , який буде відповідати нульовому значенню реактивного струму якоря СМ. Шляхом зміни збудження двигуна постійного струму МПС за допомогою реостата $R2$ забезпечити значення активної складової струму якоря СМ $I_{\text{акт}} = 0,7 \text{ А}$.

За допомогою потенціометра "Регулювання збудження у подовжній осі" дуже повільно зменшувати збудження у подовжній обмотці, використовуючи як потенціометр "Грубо", так і потенціометр "Точно" до тих пір, доки синхронна машина не втратить статичну стійкість, тобто кут вильоту ротора почне змінюватися у часі при незмінному струмі збудження. Асинхронний режим супроводжується коливаннями активної та реактивної потужностей і є аварійним режимом, тому при втраті синхронною машиною стійкості треба швидко підняти струм збудження потенціометром "Грубо".

В результаті проведеного дослідіу записати активну $I_{\text{акт}1}$ та реактивну $I_{\text{реакт}1}$ складові струму якоря, кут вильоту ротора $\delta_{\text{кр}1}$ (який у цьому випадку дорівнює куту навантаження $\Theta_{\text{кр}1}$) для гранично стійкого режиму роботи синхронного генератора.

Встановити початковий режим ($I_{fd} = I_{fdxx}$, $I_{\text{акт}} = 0,7 \text{ A}$). Увімкнути зворотній зв'язок по куту в подовжній осі за допомогою відповідного перемикача. Потенціометр "Коефіцієнт підсилення" встановити в середнє положення. Потенціометр "Регулювання збудження у подовжній осі" дуже повільно виводити в крайнє лівє положення до виходу синхронного генератора із синхронізму. Якщо при досягненні крайнього положення СМ не втратить статичну стійкість, досягти цього режиму, зменшуючи "Коефіцієнт підсилення". В результаті проведеного дослідіу записати активну $I_{\text{акт}2}$ та реактивну $I_{\text{реакт}2}$ складові струму якоря, кут вильоту ротора $\delta_{\text{кр}2} = \Theta_{\text{кр}2}$ для гранично стійкого режиму роботи синхронного генератора.

Зменшити активний струм до нуля $I_{\text{акт}} = 0 \text{ A}$. Встановити потенціометр "Коефіцієнт підсилення" для зворотного зв'язку в поперечній осі у крайнє лівє положення, що відповідає максимуму. Зменшити струм збудження у подовжній осі до нуля $I_{fd} = 0$, контролюючи нульове значення активного струму якоря $I_{\text{акт}} = 0 \text{ A}$. В цьому випадку стрілка датчика кута вильоту ротора $P\Theta$ або буде нерухомою, або буде обертатися з невеликою швидкістю. За допомогою реостата $R2$ шляхом зміни збудження двигуна постійного струму МПС, забезпечити повільне обертання стрілки за годинниковою стрілкою. Цей режим є асинхронним та відповідає більш швидкому обертанню двигуна по відношенню до поля статора СМ. Коли стрілка досягне $30...40^\circ$, увімкнути зворотній зв'язок по куту в поперечній осі за допомогою відповідного перемикача. СМ за раху-

нок зворотного зв'язку синхронізується та буде стійко працювати із кутом $50...60^\circ$. Це пояснюється характеристикою та особливостями використання датчика кута вильоту ротора у "Блоці керування". Він видає нульову напругу приблизно при 45° , а при зміні кута збільшується пропорційно йому приблизно до 225° . Тому при зміні кута за годинниковою стрілкою від 45° до 225° маємо позитивний коефіцієнт пропорційності, та навпаки, при зміні кута проти часової стрілки від 45° до 225° маємо негативний коефіцієнт пропорційності. Як зазначено у теоретичних відомостях, коефіцієнт k_q має бути позитивним при $\cos\delta > 0$. У результаті проведеного дослідження записати активну $I_{\text{акт}3}$ та реактивну $I_{\text{реакт}3}$ складові струму якоря, кут вильоту ротора $\delta_{\text{кр}3}$ для отриманого режиму роботи синхронного генератора.

Відключивши зворотний зв'язок по куту та збільшивши струм збудження у поперечній обмотці I_{fq} потенціометром "Регулювання збудження у поперечній осі" до середнього значення, ротор повернеться на деякий кут та зафіксує своє положення відносно поля статора. Записати активну $I_{\text{акт}4}$ та реактивну $I_{\text{реакт}4}$ складові струму якоря, кут вильоту ротора $\delta_{\text{кр}4}$ для отриманого режиму роботи синхронного генератора.

Порівняти отримані значення відповідних параметрів для розглянутих режимів і зробити висновки.

Питання для самоконтролю

1. Які конструктивні особливості властиві синхронним машинам подовжньо-поперечного збудження?
2. Чим відрізняється кут вильоту ротора від кута навантаження синхронної машини?

3. Як впливає зворотний зв'язок по куту навантаження в колі регулювання збудження на статичну стійкість роботи синхронної машини класичної конструкції?

4. Як впливає зворотний зв'язок по куту вильоту ротора в колі регулювання збудження на статичну стійкість роботи синхронної машини подовжньо-поперечного збудження?

5. Які співвідношення між проекціями струму статора, струмами збудження та активним і реактивним струмами навантаження при роботі генератора з нульовим кутом вильоту ротора?

6. Як підвищити статичну стійкість роботи синхронного генератора подовжньо-поперечного збудження на потужну мережу, якщо кут вильоту ротора буде підтримуватися таким, що дорівнює нулю?

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. **Вольдек, А. И.** Электрические машины [Текст] / А. И. Вольдек. – Л. : Энергия, 1978. – 832 с.
2. **Голота, А. Д.** Автоматика в електроенергетичних системах [Текст] : навч. посіб. / А. Д. Голота. – К. : Вища шк., 2006. – 367 с.
3. **Липкин, Б. Ю.** Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] / Б. Ю. Липкин. – М. : Высш. шк., 1981. – 376 с.
4. **Овчаренко, Н. И.** Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем [Текст] / Н. И. Овчаренко; под ред. А. Ф. Дьякова. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 504 с.
5. **Овчаренко, Н. И.** Микропроцессорная автоматика синхронных генераторов и компенсаторов [Текст] / Н. И. Овчаренко. – М. : НТФ "Энергопрогресс", 2004. – 96 с.
6. **Осин, И. Л.** Электрические машины: синхронные машины [Текст] : учеб. пособие для вузов / И. Л. Осин, Ю. Г. Шакарян; под ред. И. П. Копылова. – М. : Высш. шк., 1990. – 304 с.
7. **Рожкова, Л. Д.** Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр "Академия", 2008. – 448 с.

8. **Шакарян, Ю. Г.** Асинхронизированные синхронные машины [Текст] / Ю. Г. Шакарян. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 92 с.

9. **Шестеренко, В. Є.** Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Текст] / В. Є. Шестеренко. – Вінниця : Нова Книга, 2004. – 656 с.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
Вимоги до виконання лабораторних робіт	5
<i>Лабораторна робота № 1. Паралельна робота двох трансформаторів</i>	<i>7</i>
<i>Лабораторна робота № 2. Дослідження паралельної роботи синхронних генераторів.</i>	<i>29</i>
<i>Лабораторна робота № 3. Дослідження релейного захисту суднових синхронних генераторів</i>	<i>41</i>
<i>Лабораторна робота № 4. Моделювання роботи лінії електропостачання</i>	<i>61</i>
<i>Лабораторна робота № 5. Статично стійкі режими роботи синхронного генератора на потужну мережу при регулюванні збудження в подовжній та поперечній осях</i>	<i>73</i>
РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА	91

Навчальне видання

АЛЕКСАНДРОВСЬКИЙ Станіслав Юрійович

БАНДУРА Сергій Іванович

КІМСТАЧ Олег Юрійович

НОВОГРЕЦЬКИЙ Сергій Миколайович

ПОДИМАКА Валерій Іванович

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання лабораторних робіт

з основ електроенергетики та електропостачання

Редактор *С. А. Яременко*

Комп'ютерне складання та верстання *В. В. Москаленко*

Коректор *М. О. Паненко*

Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 5,6. Тираж 100 прим. Вид № 8. Зам. № 40.

Видавець і виготівник Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

просп. Героїв України, 9, м. Миколаїв, 54025

E-mail : publishing@nuos.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 2506 від 25.05.2006 р.