

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

В.В. Заколюдажний

**Спецпитання з виробництва та розподілу
електроенергії
Курсовий проект**

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра
за освітньою програмою «Управління, захист та автоматизація енергосистем»,
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Електронне мережне навчальне видання

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

Рецензент: Кацадзе Т.Л., к.т.н., доц.

Відповідальний редактор: Яндульський О.С., д.т.н., проф.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 8 від 02.06.2023 р.)
за поданням Вченої ради Факультету електроенерготехніки та автоматики
(протокол № 11 від 29.05.2023 р.)*

Для студентів денної та заочної форм навчання передбачено виконання курсового проекту з дисципліни "Спецпитання з виробництва та розподілу електроенергії". Метою курсового проекту є закріплення лекційного матеріалу, перевірка уміння практично вирішувати задачі захисту для конкретних випадків первинних режимів та схем електрообладнання, виконання розрахунків основних параметрів систем захисту.

Методичні вказівки містять приклади вирішення задач в обсязі, достатньому для самостійного розв'язання задач.

Даний електронний ресурс призначений для студентів другого (магістерського) рівня вищої освіти, які навчаються на факультеті електроенерготехніки та автоматики за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Реєстр. № НП 21/22-725. Обсяг 1,9 авт. арк.

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Перемоги, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© В.В. Заколюдажний
© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| Вступ | 5 |
| 1. Завдання | 6 |
| 2. Методичні вказівки | 11 |
| 3. Оформлення | 19 |
| 4. Додаткові завдання | 20 |
| Обсяг додаткових завдань вибирається по вказівці викладача | 20 |
| Завдання №1 (непарні варіанти) | 20 |
| Завдання №1 (парні варіанти) | 21 |
| Завдання №3 | 22 |
| Завдання №4 | 23 |
| Завдання №5 | 25 |
| Завдання №6 | 26 |
| Завдання №7 | 27 |
| Завдання №8 | 28 |
| 5. Приклади виконання завдань | 29 |
| 5.1. Автоматичне форсування збудження і роззбудження синхронного генератора | 29 |
| 5.2. Розрахунок релейного форсування турбогенератора ТГВ-300 при його роботі з машинним збуджувачем ВТ-1600 | 31 |
| 5.3. Розрахунок режиму роботи АРЗ генератора ТВВ-165-2 | 33 |
| 5.4. Розрахунок режимів роботи пристроїв струмового компаундування і узгодженого коректора | 36 |
| 5.5. Розрахунок системи компаундування генератора | 40 |
| 5.6. Влаштування несинхронного АПВ | 43 |
| 5.7. Методика розв'язання АПВСС | 49 |
| 5.8. Розрахунок диференційного захисту трансформатора | 53 |
| 5.9. Розрахунок уставок диференційного захисту з гальмуванням на понижуючих трансформаторах | 60 |
| 5.10. Розрахунок АВР секційного вимикача | 62 |
| 5.11. Розрахунок АЧР | 66 |
| 5.12. Визначення часу деіонізації середовища | 68 |
| Література | 69 |
| Інформаційні ресурси | 71 |

Вступ

Завданням дисципліни є оволодіння принципами побудови пристроїв релейного захисту та автоматики, їх схемами, а також особливостями застосування цих пристроїв у різних системах електропостачання; набуття навичок самостійного вирішення інженерних завдань щодо розрахунку та вибору параметрів пристроїв релейного захисту та автоматики конкретного елемента системи електропостачання та в регулюванні цих пристроїв.

Вивчення даної дисципліни базується на знаннях, отриманих студентами в попередніх дисциплінах: Теоретичні основи електротехніки, Електричні машини, Електричні системи і мережі, Промислова електроніка, Перехідні процеси в системах електропостачання. У свою чергу, знання, отримані з релейного захисту і автоматики є основою для вивчення дисциплін з електропостачання.

В курсовій роботі на основі параметрів нормального та аварійного режимів заданої системи електропостачання студенти вибирають з урахуванням вимоги ПУЕ пристрої захисту та автоматики, визначаються їх параметри спрацьовування, чутливість і селективність. Всі схеми релейного захисту та автоматики повинні бути накреслені згідно діючих ДСТУ. Положення контактів реле, а також контактів інших комутаційних апаратів на принципових схемах релейного захисту відповідають знеструмленими станом апарату.

Запропоновано низку графоаналітичних завдань (по 10 варіантів), приведено методику розв'язування по одному з 10 варіантів та завдань за вибором викладачів по курсу "Релейний захист та автоматика", "Проектування систем РЗА", "Автоматика енергосистем".

Представлені матеріали можуть бути використані як навчальний посібник для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів.

1. Завдання

Вибір варіанта завдання на курсову роботу проводиться за списком в журналі групи. Схема електричної системи показана на рисунку 1. Довжини та марки проводу ЛЕП, потужності силових трансформаторів та генераторів вказано у таблиці 1.

1. Розділ 1. Користуючись ПУЕ та вихідними даними вибрати обсяг і перелік релейного захисту та автоматики всіх елементів енергосистеми. Вибраний обсяг релейного захисту та автоматики елементів системи вказати на однолінійній схемі електропостачання умовним позначенням. Заданий фрагмент енергосистеми показати на кресленні пунктиром (див. рис. 2).

2. Розділ 2. Вибрати пристрої захисту для заданого фрагменту енергосистеми. Привести короткий технічний та функціональний опис вибраних пристроїв. Фрагменти вибираються з таблиці 1 та рис. 2. Типи пристроїв вказати на однолінійній схемі, поруч з приєднаннями, до яких вони відносяться.

3. Розділ 3. Для заданого фрагменту енергосистеми та обраних пристроїв захисту, виконати розрахунок уставок основних захистів (обладнання вищого класу напруги. Для станції – включно з генератором).

4. Розділ 4. Накреслити повну принципovu схему однієї з застосовуваних схем автоматики (Розділ 4, АВР, АПВ, РПН, АРВ, АРКОН), вибрати уставки їх спрацювання і коротко описати їх призначення та принцип роботи.

5. Розділ 5. Провести розрахунок усіх додаткових завдань по Розділу 4, відповідно свого варіанту.

При виборі варіанту, студенти номер 1, 11, 21 та 31 зі списку групи по журналу, виконують варіант № 1. Студенти номер 2, 12, 22, 32 – виконують варіант № 2 і т.д.

Таблиця 1

| № вар | Лінії електропередач, довжина та марка проводу | | | | | Потужність силових трансформаторів підстанцій та місцеве навантаження | | | | | |
|-------|---|------------------|------------------|------------------|------------------|--|--------|--------|--------|---------|--------|
| | | | | | | пс "В" | | пс "Д" | | пс "С" | |
| | ТВ | ТС, ГС | ГД | ВС | СД | Т1/Т2 | Р | Т1/Т2 | Р | АТ1/АТ2 | Р |
| 1 | 60 км, АС-150 | 80 км, АС-150 | 40 км, АС-150 | 50 км, АС-150 | 50 км, АС-150 | 40 МВА | 20 МВт | 40 МВА | 20 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 2 | 50 км, АС-95 | 80 км, АС-150 | 50 км, АС-95 | 50 км, АС-95 | 40 км, АС-95 | 25 МВА | 10 МВт | 25 МВА | 10 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 3 | 40 км, АС-70 | 60 км, АС-150 | 40 км, АС-70 | 60 км, АС-150 | 50 км, АС-70 | 40 МВА | 15 МВт | 25 МВА | 15 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 4 | 50 км, АС-150 | 90 км, АС-150 | 50 км, АС-120 | 50 км, АС-120 | 55 км, АС-120 | 25 МВА | 15 МВт | 40 МВА | 15 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 5 | 60 км, АС-120 | 80 км, АС-150 | 50 км, АС-120 | 45 км, АС-120 | 55 км, АС-120 | 25 МВА | 20 МВт | 25 МВА | 10 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 6 | 50 км, АС-95 | 70 км, АС-95 | 40 км, АС-95 | 60 км, АС-95 | 35 км, АС-95 | 16 МВА | 10 МВт | 25 МВА | 10 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 7 | 50 км, АС-95 | 70 км, АС-120 | 60 км, АС-120 | 85 км, АС-120 | 45 км, АС-95 | 40 МВА | 30 МВт | 40 МВА | 25 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 8 | 40 км, АС-95 | 80 км, АС-150 | 50 км, АС-95 | 75 км, АС-150 | 45 км, АС-95 | 25 МВА | 10 МВт | 40 МВА | 10 МВт | 100 МВА | 10 МВт |
| 9 | 60 км, АС-120 | 80 км, АС-120 | 50 км, АС-120 | 45 км, АС-120 | 45 км, АС-120 | 40 МВА | 10 МВт | 40 МВА | 15 МВт | 63 МВА | 10 МВт |
| 10 | 50 км, АС-120 | 90 км, АС-120 | 60 км, АС-120 | 55 км, АС-120 | 55 км, АС-120 | 25 МВА | 15 МВт | 63 МВА | 30 МВт | 150 МВА | 10 МВт |

Продовження табл. 1

| № | Потужність генераторів | | | | Системна лінія, довжина та марка проводу | Варіант фрагменту мережі |
|----|------------------------|----|---------|----|--|--------------------------|
| | Станція Т, станція Г | | | | | |
| | Г1 | Т1 | Г2/Г3 | Т2 | CS1/CS2 | |
| 1 | 60 МВт | | 100 МВт | | 160 км, АС-400 | v31 |
| 2 | 63 | | 60 | | 100 км, АС-240 | v32 |
| 3 | 100 | | 63 | | 80 км, АС-240 | v33 |
| 4 | 160 | | 160 | | 100 км, АС-300 | v34 |
| 5 | 60 | | 100 | | 160 км, АС-400 | v35 |
| 6 | 63 | | 100 | | 140 км, АС-300 | v36 |
| 7 | 100 | | 160 | | 120 км, АС-300 | v37 |
| 8 | 160 | | 63 | | 160 км, АС-300 | v38 |
| 9 | 100 | | 60 | | 130 км, АС-300 | v39 |
| 10 | 63 | | 100 | | 140 км, АС-300 | v40 |

Потужність та тип блочних трансформаторів Т1 та Т2 станцій Т та Г вибираються студентом самостійно, відповідно потужності блоку.

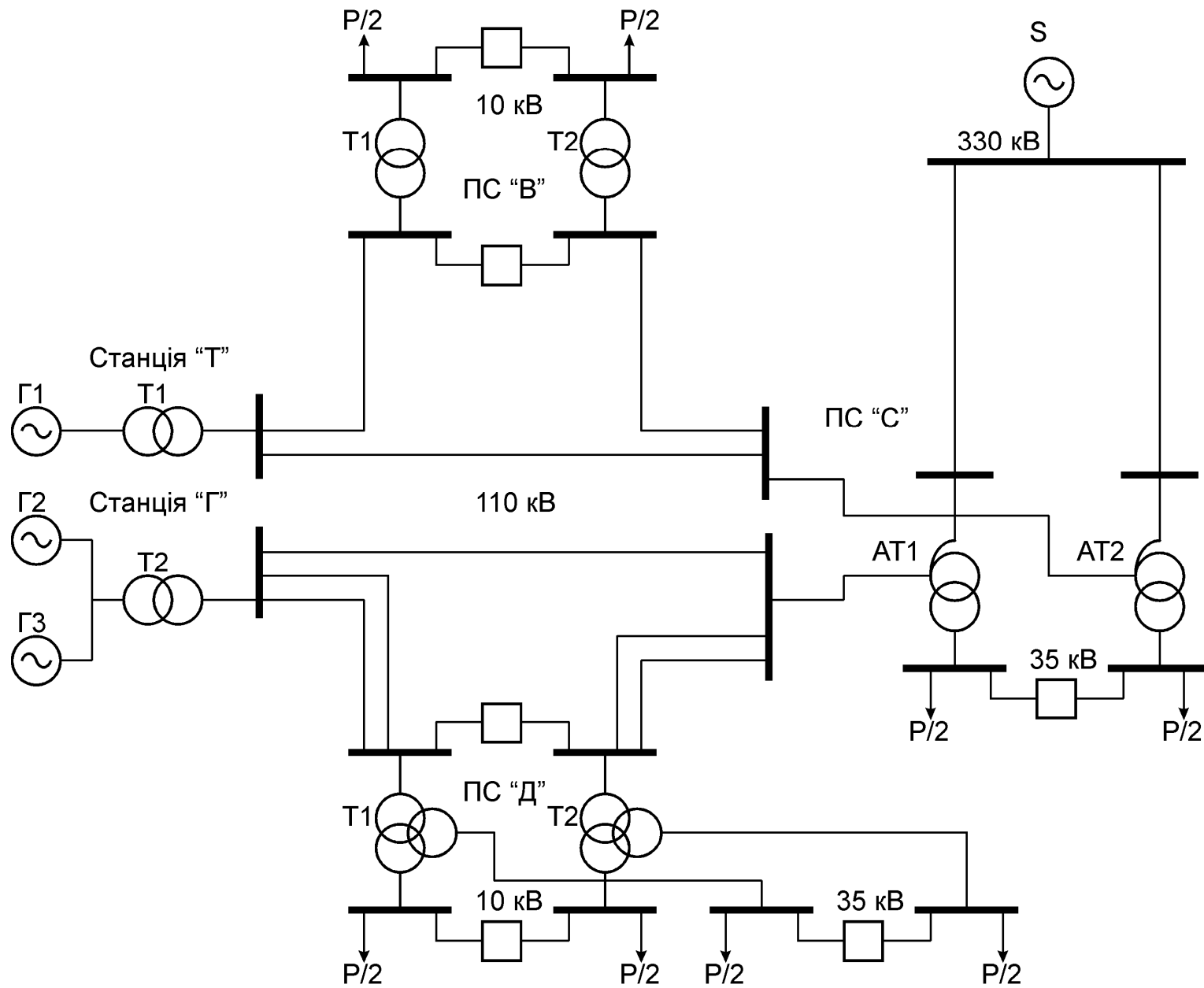


Рис. 1. Електрична мережа 110-35-10 кВ

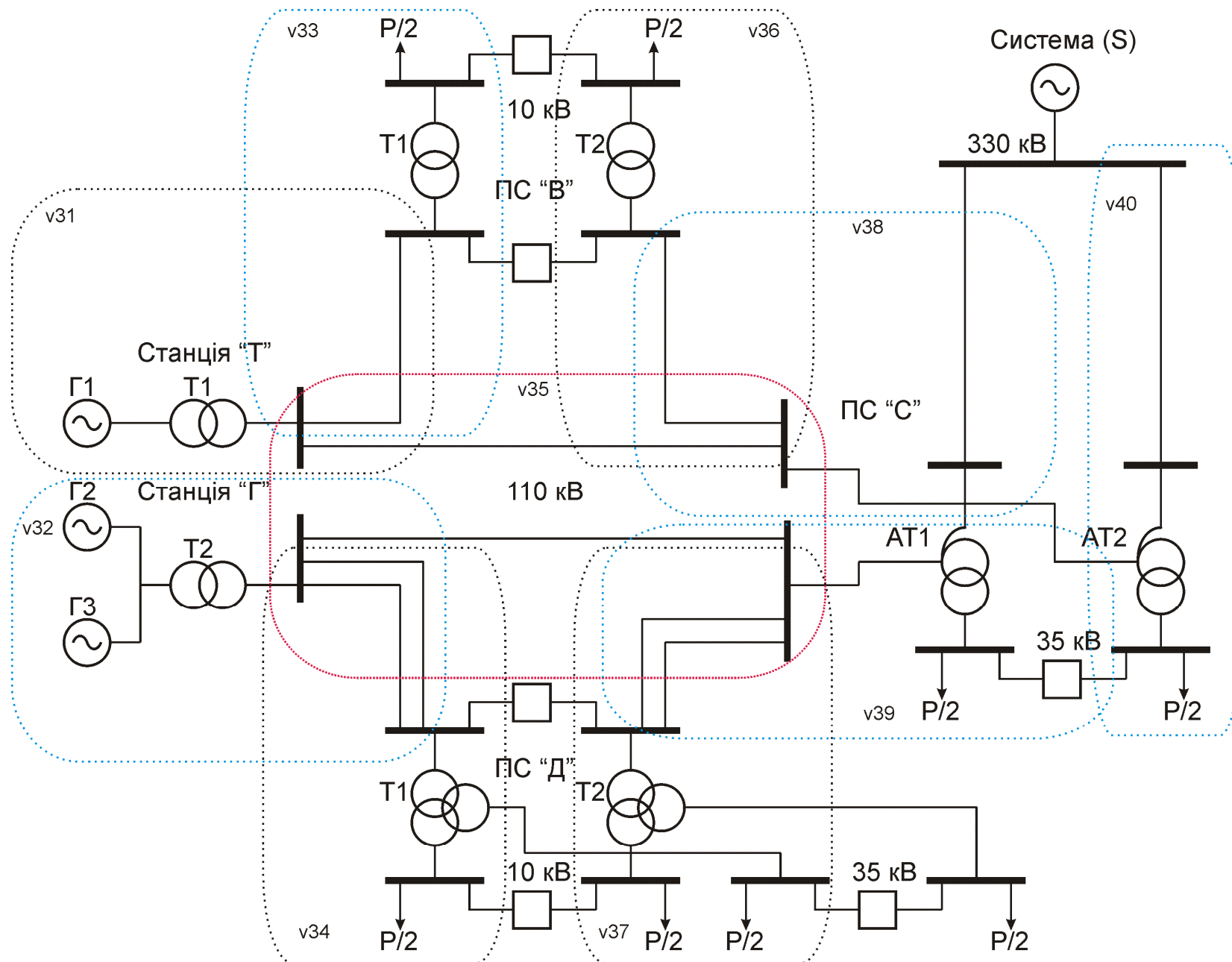


Рис. 2. Фрагменти електричної мережі

2. Методичні вказівки

Введення

Релейний захист є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна і надійна робота сучасних енергетичних систем. Вона здійснює безперервний контроль за станом і режимом роботи всіх елементів енергосистеми і реагує на виникнення пошкоджень і ненормальних режимів.

Проект РЗА є органічною частиною комплексного проекту електроустаткування електричних мереж та підстанцій.

Проектовані системи РЗА повинні забезпечувати:

- Виконання всіх вимог, що пред'являються до релейного захисту і автоматики (по селективності, чутливості, швидкодії і надійності);
- Економічну доцільність прийнятого варіанта (не охоплюється даним проектом);
- Простоту і зручність експлуатації.

Офіційними документами, що визначають виконання РЗА, є правила пристроїв електроустановок ПУЕ, керівні вказівки по РЗ, правила технічної експлуатації.

Електроустановки мають бути обладнані пристроями РЗ, призначеними для:

- а) автоматичного вимкнення пошкодженого елемента від непошкодженої частини електричної системи (електроустановки), що залишилася, за допомогою вимикачів; якщо пошкодження (наприклад, замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю) 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 РЗ має бути виконаний з дією на сигнал або

на вимкнення тих елементів, які не можна залишати в роботі, бо це може призвести до виникнення пошкодження [4].

Етапи проектування:

- *технічне завдання*. Намічаються принципові рішення, які підкріплюються розрахунками та обґрунтуванням часу дії і чутливості. Рекомендації проектного завдання мають базуватися на реальній апаратурі. В проектному завданні визначається кошторисна вартість (за укрупненими показниками) і обґрунтовується кількість експлуатації персоналу.

- *технічний проект*. На базі затвердженого проектного завдання в технічному проекті наводяться повні схеми РЗА, складається специфікація обладнання. Для цього визначаються граничні уставки, виробляється вибір ТТ і ТН.

- *робочий проект*. Вибираються робочі уставки, вказується розміщення пристроїв на панелях, дається маркування клем і проводів,

перевіряється правильність вибору перетину проводів, складаються принципово-монтажні схеми, за якими проводиться монтаж і налагодження обладнання.

Число стадій проектування може бути зменшено. Найчастіше проектування проводиться в 2 етапи:

- 1) Проектне завдання поєднується з технічним проектом.
- 2) Проектне завдання і технічний проект та робочий проект.

При стислих строках іноді проектування провадиться одноетапно: в об'ємі технічного проекту і випуску робочих креслень, уточнюваних за місцем установки.

Вихідні дані для проектування:

- схема електричної мережі вузла енергосистеми, у якій працює проєктований об'єкт;

- режим заземлення нейтралі силових трансформаторів;

- довжини ліній, потужності і характеристики окремих елементів схеми (генератори, трансформатори, автотрансформатори, СК);

- схеми первинних з'єднань об'єкта, що захищається (підстанцій або станцій);
- характеристики і типи пристроїв РЗА на існуючих приєднаннях;
- особливі вимоги до проекту.

Вибір розрахункових режимів.

Зазвичай використовуються результати розрахунків в максимальному та мінімальному режимі роботи енергосистеми. За ТКЗ в максимальному режимі визначаються параметри спрацювання захистів, що реагують на струм, і перевіряється чутливість захистів, що реагують на напругу. Облік мінімального режиму необхідний для визначення чутливості струмових і дистанційних захистів і вибір параметрів спрацювання захистів, що реагують на напругу.

Техніко-економічне порівняння варіантів (в даній роботі – не виконується).

Економічний ефект від застосування РЗА визначається:

- можливим збитком, що уникається при роботі пристроїв РЗА;
- ефектом збільшення перевантажувальної здатності транзитних зв'язків;
- економією коштів на капітальні витрати;
- полегшенням роботи експлуатаційного персоналу;
- підвищенням надійності енергопостачання споживачів.

Види і типи схем.

Схеми в залежності від основного призначення поділяються на такі типи: структурні, функціональні, принципіві, монтажні, схеми підключення, загальні та схеми розташування.

Структурна - це схема, що визначає основні функціональні частини пристрою, їх призначення і взаємозв'язок. Структурна схема найлегше дозволяє розібратися з пристроєм і функціонуванням установки.

Функціональна - це схема, яка пояснює певні процеси, що протікають в окремих функціональних ланцюгах установки або у всій установці в цілому.

Функціональні схеми використовуються при вивченні роботи установки, а також при налагодженні, регулюванні, контролі та ремонті.

Принципова (повна) - це схема, що визначає повний склад елементів і зв'язків між ними і як правило дає детальне уявлення про принципи роботи установки. Принципові схеми пристроїв РЗА бувають 2-х видів: *суміщені і розгорнуті*.

Суміщені схеми виконуються таким чином, що одним умовним зображенням позначається який-небудь елемент. За поєднаною схемою легше розбиратися в принципах дії пристрою.

Розгорнуті схеми зображують окремо обмотки, контакти. Розгорнуті схеми виконуються окремо для ланцюгів змінного струму і напруги, оперативних ланцюгів та ланцюгів сигналізації. На розгорнутих схемах звичайно містяться написи, пояснюючі роботу пристрою. Для забезпечення зв'язку принципіві схеми з конструктивним виконанням на розгорнутих принципових схемах допускається маркування ланцюгів. Ділянки ланцюгів маркуються незалежно від нумерації або умовних позначень затиску реле або приладу, до якого підходить або відходить кінець дроту, що маркується. Провідники на монтажних схемах і відповідні їм ланцюги на принципових схемах мають однакове маркування.

Монтажні схеми виготовляються як креслення або ескізи частин електрообладнання, з яким виконується складання, монтаж електроустановки. Вони враховують розташування, компонування складових частин та відображають всі електричні зв'язки між ними. Монтажні схеми створюються на основі принципіві і містять всю необхідну інформацію по виконанню монтажу електроустановки, включаючи виконання електричних з'єднань. Задача монтажних схем – наочно показати під'єднання дротів та кабелів до клемників для персоналу, який буде виконувати монтажні роботи.

Загальні правила до виконання схем:

При проектуванні схем слід дотримуватись правил, викладених у відповідних стандартах ЄСКД. В них встановлюються умовні графічні

познаки (УГП) елементів схем, вимоги до зображення зв'язків між елементами, правила розташування певних технічних даних на УГП тощо.

Схеми виконуються на аркушах форматом, що визначається ГОСТ 2.301-68[2], без дотримання масштабу. Дійсне просторове розташування складових частин виробу не враховується або враховується наближено. Умовні графічні позначки елементів та лінії зв'язку між ними виконують основною лінією, товщина якої коливається в межах від 0,2 до 1,0 мм.

Лінії зв'язку повинні складатися з горизонтальних і вертикальних відрізків і мати найменшу кількість зламів і взаємних перетинів. Допускається застосовувати похилі відрізки ліній зв'язку обмеженої довжини. Відстань між сусідніми паралельними лініями зв'язку повинна бути не меншою за 3 мм, між окремими УГП – не менше 2 мм, а між двома сусідніми лініями конкретної графічної позначки – не менше 1 мм. Допускаються обриви ліній зв'язку, які закінчуються стрілками з вказаннями місць підключення та (або) необхідних характеристик ланцюгів.

Пристрої, що мають самостійну принципову схему, виконують на схемах у вигляді прямокутника або іншої спрощеної плоскої фігури суцільною лінією (допускається зображати лінією удвічі товстішою за лінії зв'язку). Контури фігури, що позначає функціональну групу або пристрій, котрі не мають самостійної принципової схеми, виконують штрихпунктирною лінією. Якщо в схемі таких пристроїв декілька і вони мають однакову принципову схему, допускається не повторювати схеми усіх цих пристроїв, крім одного, і зображати у вигляді прямокутника. На одній схемі рекомендується застосовувати не більше трьох типів ліній за товщиною.

Графічні позначення елементів і лінії зв'язку, що їх з'єднують слід розташовувати на схемі таким чином, щоб забезпечити найкраще уявлення про структуру виробу і про взаємодію його основних частин.

Схеми необхідно супроводжувати переліком елементів, який поміщають на першому аркуші схеми у вигляді таблиці, або виконують у вигляді самостійного документа. При виконанні переліку елементів на

першому аркуші схеми його розташовують над основним написом на відстані від нього не меншій за 12 мм. При оформленні переліку елементів у вигляді самостійного документа його викреслюють на аркуші формату А4. При цьому основний напис виконують за ГОСТ 2.104-68[3] (за формою 2 для першого листа і за формою 2а для наступних аркушів).

На схемах допускається поміщати різні технічні дані, характер яких визначається призначенням схеми. Їх вказують або біля графічних позначень, по можливості праворуч або зверху (наприклад, номінальні значення параметрів), або на вільному полі схеми, по можливості над основним написом (наприклад, діаграми, таблиці, текстові вказівки). Крім того, вони можуть бути розміщені всередині графічних позначень, над лініями зв'язку, у розриві ліній зв'язку, поруч з кінцями ліній зв'язку. На полі схеми над основним написом допускається поміщати необхідні технічні вказівки.

Складання схем заміщення та розрахунок струмів короткого замикання.

Для розрахунку струмових відсічок, диференціальної захисту трансформатора ГПП і перевірки вибраних струмів захистів по чутливості необхідно попередньо провести розрахунок струмів трифазного і двофазного коротких замикань в точках К2-К4. Методику розрахунку струмів короткого замикання запозичити з підручників з дисципліни «Електромагнітні перехідні процеси в електричних системах» [5].

При складанні схем заміщення слід враховувати, що секційні вимикачі збірних шин ГПП, ГРП і РП в нормальному режимі живлення вимкнені і живлять лінії і трансформатори ГПП працюють роздільно, а опір системи або ТЕЦ до точки к.з. визначається за виразом:

$$x_c = U_{cp}^2 / S_{кз1} \quad (1.1)$$

або у відносних одиницях:

$$x^*_c = S_{б.} / S_{кз1}, \text{ при } S_c = \infty \quad (1.2)$$

$$x^*_c = S_c(\text{ТЕЦ}) / S_{кз1} \quad (1.3)$$

де: x_c - індуктивний опір системи;

x_{*c} - відносний індуктивний опір системи;

$S_c, S_{тец}, S_b, S_{кзл}$ - потужності, відповідно, системи, ТЕЦ, базисна потужність, потужність короткого замикання в точці К1;

U_{cp} - середня напруга лінії.

В розрахунках струмів короткого замикання можна знехтувати активним опором ЛЕП, кабельних ліній, цехових трансформаторів, синхронних і асинхронних двигунів, якщо:

$$x_{*\Sigma} \geq (1/3)r_{*\Sigma}$$

Двофазний струм короткого замикання для перевірки чутливості струмових захистів визначається з виразу:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)}$$

Однофазний струм замикання на землю в мережах 6-10 кВ прийняти умовно в межах $8 \div 15$ А.

Для розрахунку струмових захистів струм навантаження можна вибрати по номінальній потужності захищається елемента (трансформатора, двигуна), допустимому току кабельної лінії, а максимальний струм з урахуванням експлуатаційних перевантажень (або струму самозапуску) збільшити в $2 \div 3$ рази. Трансформатори струму вибрати в $1,5 \div 2,0$ рази більше номінального струму захищається елемента. Карта селективності будується для струмових захистів (МТЗ і ТО), при цьому проводиться графічне узгодження [3] час-струмових характеристик захистів послідовних елементів системи електропостачання напругою $0,4(0,69) \div 6(10) \div 35(220)$ кВ.

Вказівки до виконання розділу 1.

Користуючись ПУЕ та вихідними даними вибрати обсяг і перелік релейного захисту та автоматики (РЗА) всіх елементів енергосистеми. Вибраний обсяг РЗА елементів системи вказати на однолінійній схемі електропостачання умовним позначенням (вибрати систему позначень по узгодженню з викладачем). Заданий фрагмент енергосистеми показати на кресленні пунктиром.

Наприклад, згідно ПУЕ на трансформаторах ГПП потужністю 6,3 МВА встановлюються наступні види захистів і автоматики:

1. Поздовжній диференційний захист
2. Газовий захист
3. Максимальний струмовий захист на стороні вищої напруги з однією чи двома витримками часу
4. Струмовий захист від перевантажень з дією на сигнал
5. Автоматичне регулювання трансформаторів під навантаженням

На секційному вимикачі збірних шин 6÷10 кВ:

1. Максимальний струмовий захист без витримки часу (струмова відсічка), що вводиться в дію на період дії АВР
2. АВР секційного вимикача

При виконанні курсової роботи рекомендується використовувати типові схеми захистів, автоматики і методику розрахунку, зазначені в сучасній навчальній та довідковій літературі [2, 3, 4].

3. Оформлення

Оформлення курсової роботи має задовольняти загальноприйнятим вимогам [6, 7]. В обсяг виконуваної курсової роботи входить пояснювальна записка зі схемами захисту та автоматики в межах 15-20 сторінок.

Пояснювальна записка виконується на аркушах А4 від руки або друкується на принтері і являє собою текстову частину курсової роботи, оформлену у вигляді переплетеної брошури. Записка починається титульним листом (форма 1), на якому вказується тема курсової роботи, прізвища і підписи керівника та виконавця. За титульним листом слід завдання з вихідними даними, зміст, вступ, основний зміст роботи, висновки, список використаної літератури.

Схема електричної мережі, розміщення захистів, вибрані типи пристроїв релейного захисту, та схеми релейних захистів і автоматики виконуються на креслярському або міліметровому папері (можна в олівці) за діючими ДСТУ на аркуші формату А1 і вкладаються в записку.

4. Додаткові завдання

Обсяг додаткових завдань вибирається по вказівці викладача.

Завдання №1 (непарні варіанти)

Зробити розрахунок релейного форсування збудження турбогенератора Г1 станції Т типу ТГВ-300 при його роботі з машинним збуджувачем типу ВТ-1600.

Вихідні дані:

| Параметри | | Варіант | | | | | | | | | |
|-----------|--|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Номінальний струм ротора $I_{fном}, А$ | 2850 | 2900 | 3100 | 2700 | 3050 | 3000 | 2800 | 3150 | 2700 | 2900 |
| 2 | Кратність форсування $k_f = U_{fном} / U_{fном}$ | 2 | 1,8 | 1,5 | 2,1 | 2 | 2,2 | 1,9 | 1,5 | 2,1 | 1,8 |
| 3 | Опір обмотки ротора при $t = 15^\circ C, R_f, Ом$ | 0,13 | 0,15 | 0,1 | 0,14 | 0,12 | 0,14 | 0,15 | 0,1 | 0,15 | 0,16 |
| 4 | Опір обмотки самозбудження збудника при $t = 40^\circ C, R_{зз}, Ом$ | 2,3 | 2,7 | 3 | 2,15 | 2,1 | 2,4 | 2,7 | 3 | 2,2 | 2,7 |
| 5 | Струм збудження (незалежної) приведеної до числа витків обмотки самозбудження $I_{з(н.о.)}, А$ | 1,2 | 1,4 | 1,45 | 1,3 | 1,4 | 1,3 | 1,45 | 1,3 | 1,2 | 1,35 |
| 6 | Характеристику навантаження взяти з графіка (рис. 1,6; стор. 20,21) [1] | | | | | | | | | | |

Завдання №1 (парні варіанти)

Розрахувати режими роботи АРЗ типу ЕПА-325 генератора ТВВ-165-2.

Вихідні дані:

| Параметри | | Варіант | | | | | | | | | |
|-----------|---|---------|------|------|-----|------|------|------|-----|-----|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | $P_{ном}$, МВт | 150 | 100 | 150 | 100 | 150 | 130 | 140 | 96 | 100 | 150 |
| 2 | $U_{ном}$, кВ | 20 | 10,5 | 13,2 | 11 | 15 | 10,5 | 13,2 | 6,3 | 15 | 20 |
| 3 | Опір обмотки ротора постійному струму R_f при $t=15^\circ\text{C}$, Ом | 0,15 | 0,18 | 0,14 | 0,2 | 0,13 | 0,16 | 0,17 | 0,2 | 0,2 | 0,15 |
| 4 | Решту даних взяти із стор. 52 Дроздов [1] | | | | | | | | | | |

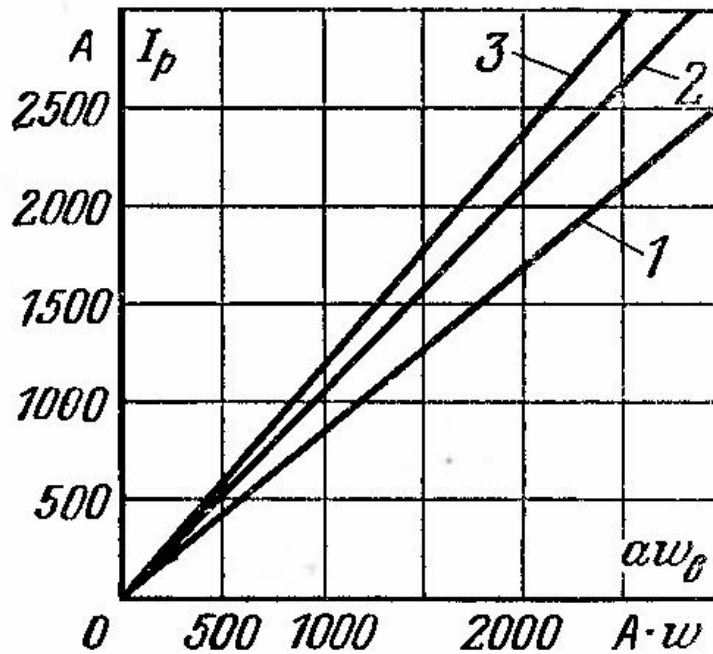


Рисунок 3 - Навантажувальні характеристики ВГТ при роботі на ротор генератора;

1 – навантажувальна характеристика ВГТ-2500-500;

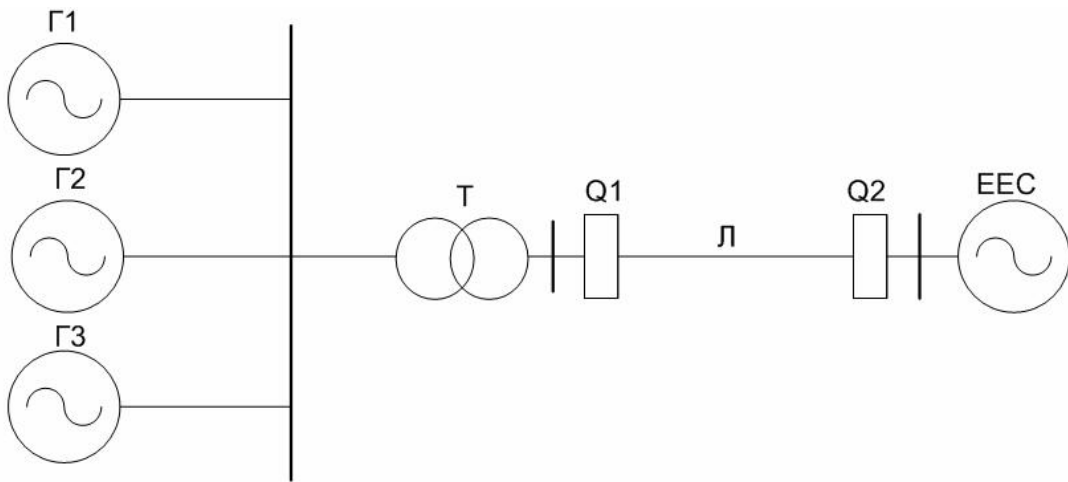
2 – навантажувальна характеристика ВГТ-2700-500;

3 – навантажувальна характеристика ВГТ-4500-500.

Завдання №3

Перевірити можливість використання АПВСС, в'яснити можливість включення гідрогенераторів методом самосинхронізації за умови допустимої величини урівнюючого струму в момент включення. На ГЕС встановлено три вертикальних агрегати без заспокоюючих обмоток, які працюють на збірні шини відповідно схемі.

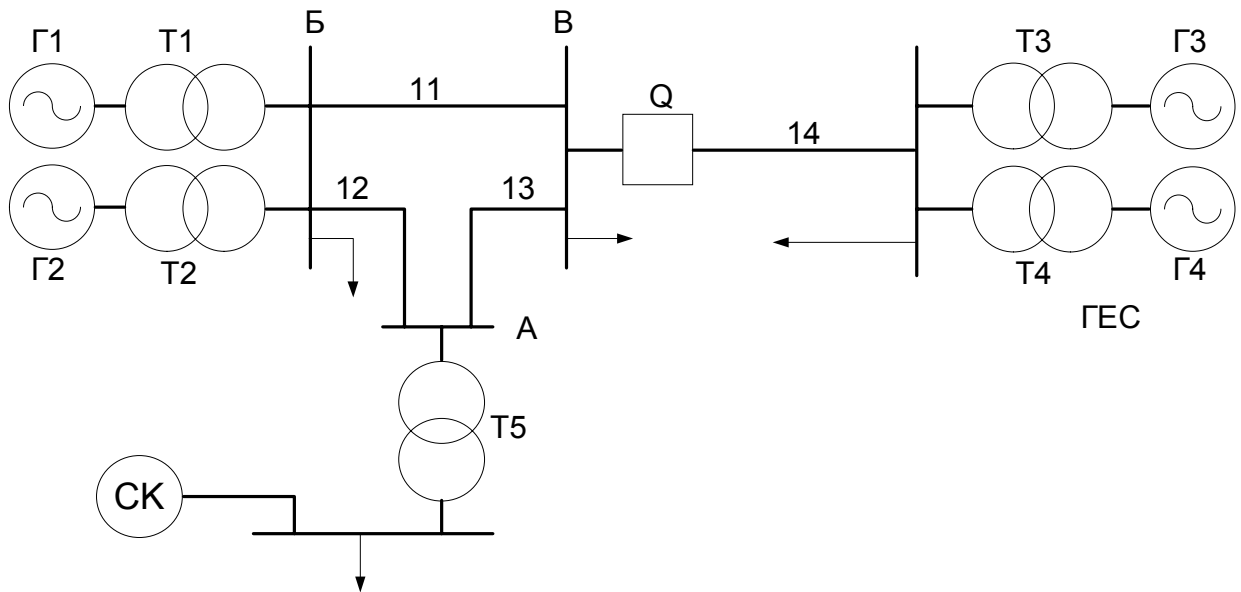
Параметри згідно варіанта в таблиці. Вихідні дані:



| Парам. | од. вим. | Номер варіанту | | | | | | | | | |
|---------------|----------|----------------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| S_{Γ} | кВА | 3000 | 4000 | 2500 | 3500 | 4000 | 5000 | 4500 | 4000 | 5000 | 3000 |
| U_H | кВ | 6,6 | 6,3 | 6,6 | 6,3 | 6,3 | 6,6 | 6,3 | 6,3 | 6,6 | 6,6 |
| $\cos\phi$ | | 0,8 | 0,85 | 0,8 | 0,82 | 0,82 | 0,85 | 0,8 | 0,85 | 0,88 | 0,8 |
| X'_d | % | 30,8 | 28 | 32 | 30 | 28 | 22 | 25 | 28 | 22 | 30,8 |
| X_d | % | 93 | 91 | 89 | 90 | 91 | 92 | 88 | 90 | 91 | 93 |
| R_3 | % | 0,15 | 0,13 | 0,15 | 0,14 | 0,13 | 0,12 | 0,13 | 0,14 | 0,12 | 0,15 |
| T_{sd0} | с | 2,4 | 2,6 | 2,1 | 2,5 | 2,6 | 2,8 | 2,7 | 2,6 | 2,8 | 2,4 |
| X_c | % | 22 | 20 | 25 | 21 | 22 | 18 | 17 | 20 | 17 | 23 |
| $k_{стат}$ | | 0,05 | 0,05 | 0,07 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 |
| $R_{з.н.}$ | | $4R_3$ | $5R_3$ | $4R_3$ | $4R_3$ | $3R_3$ | $3R_3$ | $3R_3$ | $4R_3$ | $3R_3$ | $5R_3$ |
| $t_{з.н.а}$ | с | 3,5 | 4 | 3 | 3 | 5 | 5 | 4,5 | 4,5 | 5 | 3,5 |
| $U_{залишк.}$ | | $0,02U_H$ | $0,03U_H$ | $0,015U_H$ | $0,12U_H$ | $0,02U_H$ | $0,015U_H$ | $0,02U_H$ | $0,02U_H$ | $0,015U_H$ | $0,025U_H$ |

Завдання №4

Розрахувати допустимість використання НАПВ на лінії, що зв'язує дві енергосистеми, що наведені на рисунку нижче. Привести схему АПВ.

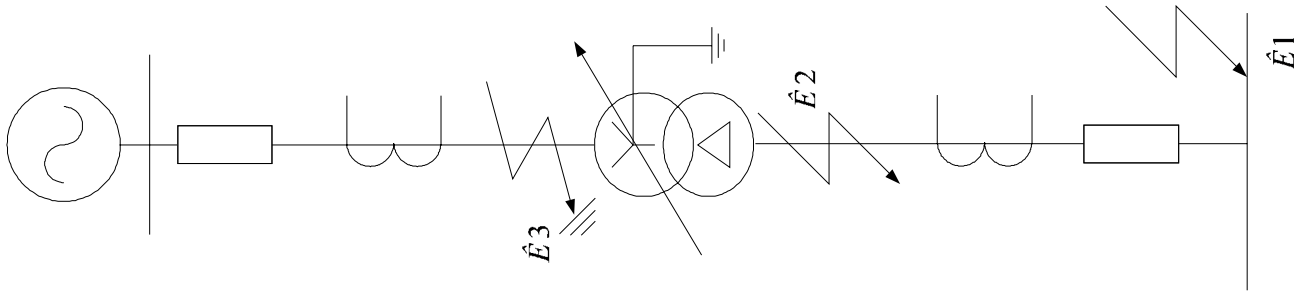


Вихідні дані до схеми приведено нижче.

Вихідні дані:

| Параметри | Од. вим. | Варіант | | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|------|-------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| $P_{Г1}$ | МВт | 30 | 25 | 25 | 30 | 28 | 32 | 26 | 29 | 32 | 35 |
| X''_{d1} | | 0,115 | 0,125 | 0,125 | 0,115 | 0,11 | 0,1 | 0,124 | 0,114 | 0,11 | 0,95 |
| $\cos \varphi_1$ | | 0,82 | 0,8 | 0,85 | 0,82 | 0,81 | 0,83 | 0,85 | 0,82 | 0,86 | 0,88 |
| $P_{Г2}$ | МВт | 25 | 25 | 25 | 30 | | 25 | 30 | 20 | - | 30 |
| X''_{d2} | | 0,125 | 0,125 | 0,125 | 0,115 | - | 0,125 | 0,11 | 0,13 | - | 0,115 |
| $\cos \varphi_2$ | | 0,8 | 0,8 | 0,85 | 0,82 | - | 0,81 | 0,83 | 0,82 | - | 0,85 |
| $S_{Т1}$ | МВА | 40 | 31,5 | 31,5 | 40 | 28 | 31,5 | 31,5 | 40 | 46 | 40 |
| $S_{Т2}$ | МВА | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 40 | - | 31,5 | 40 | 27 | - | 40 |
| $P_{Г3}$ | МВт | 50 | 40 | 50 | 50 | 48 | 40 | - | 30 | 40 | 50 |
| X''_{d3} | | 0,2 | 0,22 | 0,2 | 0,2 | 0,21 | 0,22 | - | 0,2 | 0,22 | 0,2 |
| $\cos \varphi_3$ | | 0,85 | 0,83 | 0,8 | 0,8 | 0,83 | 0,84 | - | 0,85 | 0,82 | 0,85 |
| $P_{Г4}$ | МВт | 50 | 40 | - | 50 | 50 | - | 40 | - | 38 | 50 |
| X''_{d4} | | 0,2 | 0,22 | - | 0,2 | 0,2 | - | 0,22 | - | 0,23 | 0,2 |
| $\cos \varphi_4$ | | 0,85 | 0,83 | - | 0,8 | 0,83 | - | 0,81 | - | 0,85 | 0,81 |
| $S_{Т3}$ | МВА | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 40 | - | 31,5 | 50 | 60 |
| $S_{Т4}$ | МВА | 60 | 60 | - | 60 | 58 | - | 60 | - | - | 60 |
| $S_{Т5}$ | МВА | 60 | 60 | 31,5 | 31,5 | 60 | 60 | 31,5 | 30 | 60 | 31,5 |
| $S_{СК}$ | МВА | 15 | 15 | 15 | 20 | 16 | 16 | 18 | 15 | 20 | 18 |
| $X''_{dСК}$ | | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,1 | 0,14 | 0,1 | 0,12 | 0,14 | 0,1 | 0,1 |
| 11 | км | 50 | 35 | 50 | 40 | 45 | 50 | 35 | 50 | 40 | 45 |
| 12 | км | 20 | 20 | 15 | 15 | 25 | 20 | 18 | 24 | 20 | 15 |
| 13 | км | 20 | 25 | 15 | 20 | 20 | 15 | 25 | 18 | 25 | 20 |
| 14 | км | 100 | 90 | 80 | 100 | 100 | 90 | 100 | 80 | 70 | 100 |

Завдання №5



Обчислити уставки дифзахисту силового трансформатора. Привести повні схеми його захисту також від зовнішніх КЗ та перевантажень для схеми згідно варіанту.

| Варіант | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| Тип тр-ра | ТМН 1000/35 | ТМН 2500/35 | ТМН 4000/35 | ТМН 6300/35 | ТДН 10000/3 5 | ТДН 10000/ 110 | ТМН 6300/ 110 | ТДН 16000/ 110 | ТМН 2500/ 110 | ТДН 10000/ 110 |
| U_{BH} , кВ | 35 | 35 | 37 | 35 | 36,75 | 115 | 115 | 115 | 110 | 115 |
| U_{HH} , кВ | 6,3 | 11 | 10,5 | 6,3 | 10,5 | 11 | 6,6 | 22 | 11 | 38,5 |
| I_{k1} , А | 1000 | 1200 | 800 | 1000 | 900 | 1100 | 1300 | 1500 | 1600 | 2000 |
| $I_{k2min BH}^{(3)}$, А | 100 | 150 | 120 | 140 | 110 | 250 | 220 | 250 | 220 | 2110 |
| $I_{k2min HH}^{(3)}$, А | 600 | 500 | 360 | 450 | 520 | 2500 | 4400 | 1500 | 2500 | 700 |
| $I_{k3min BH}^{(3)}$, А | 150 | 200 | 180 | 200 | 170 | 300 | 280 | 300 | 320 | 310 |
| $I_{k3min HH}^{(3)}$, А | 1000 | 700 | 600 | 1500 | 1000 | 3200 | 4600 | 1600 | 3000 | 1000 |

Завдання №6

Розрахувати АВР секційного вимикача

У розрахунках приймаємо, що навантаження секції (обох сторін) однакове, 4 двигуни.

Потужність навантаження – це потужність місцевого навантаження свого фрагменту електричної мережі, напруга навантаження – також, відповідно свого фрагменту схеми основного завдання (як правило, 10 кВ). $\cos \varphi = 0,89$ для непарних варіантів, та $\cos \varphi = 0,90$ для парних варіантів.

Необхідно розрахувати уставки АВР та перевірити самозапуск електродвигунів.

Завдання №7

Розрахунок АЧР-1

Дано (див. таблицю):

1. В енергосистемі потужністю P [МВт], з переважаючою потужністю теплових станцій, є навантаження таких груп, в долях одиниці: першої групи – a , другої груп a_1 , третьої груп a_2 , четвертої груп a_3 .

2. Пристрій частотного розвантаження АЧР-1 виконано по принципіальній схемі, приведеній на рисунку.

3. Уставка першої черги пристрою дорівнює $f_{спр1}$, а останньої – $f_{спр.N}$. Всі ступені вибіркості по частоті приймаються рівними між собою.

4. Похибка реле частоти за даними заводу приймається рівною $\Delta f_{пох}$.

5. Зниження частоти протягом власного часу спрацювання пристрою АЧР і вимикачів приймається $\Delta f_{зниж}$.

6. Частота спрацювання реле частоти додаткової черги $f_{спр.д}$.

7. В результаті дії пристрою АЧР частота в енергосистемі повинна відновитися до значення $f_в$. Подальше підвищення частоти до номінального значення здійснюється за вказівкою диспетчера системи.

Потрібно: визначити число основних черг розвантаження; уставки спрацювання реле частоти основних черг; потужність навантаження, що відключається кожного чергою, включаючи і додаткову чергу.

| № вар. | P , МВт | a | a_1 | a_2 | a_3 | $f_{спр1}$, Гц | $f_{спр.N}$, Гц | $\Delta f_{пох}$, Гц | $\Delta f_{зниж}$, Гц | $f_{спр.д}$, Гц | $f_в$, Гц |
|--------|--------------|------|-------|-------|-------|--------------------|---------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|------------|
| 1 | 240 | 0,25 | 0,20 | 0,25 | 0,30 | 48,1 | 45,0 | 0,15 | 0,20 | 47,0 | 49,1 |
| 2 | 270 | 0,20 | 0,25 | 0,30 | 0,25 | 48,2 | 45,1 | 0,20 | 0,15 | 47,1 | 49,2 |
| 3 | 300 | 0,25 | 0,25 | 0,20 | 0,30 | 48,3 | 45,0 | 0,15 | 0,20 | 46,9 | 49,3 |
| 4 | 240 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 48,4 | 45,1 | 0,20 | 0,25 | 47,0 | 49,2 |
| 5 | 250 | 0,25 | 0,25 | 0,30 | 0,20 | 48,1 | 45,0 | 0,15 | 0,20 | 46,9 | 49,1 |
| 6 | 240 | 0,20 | 0,25 | 0,25 | 0,30 | 48,2 | 45,1 | 0,20 | 0,25 | 47,1 | 49,0 |
| 7 | 260 | 0,30 | 0,20 | 0,25 | 0,25 | 48,3 | 45,0 | 0,15 | 0,30 | 47,0 | 49,1 |
| 8 | 220 | 0,25 | 0,25 | 0,20 | 0,20 | 48,4 | 45,1 | 0,20 | 0,15 | 46,9 | 49,2 |
| 9 | 290 | 0,20 | 0,25 | 0,25 | 0,30 | 48,5 | 45,0 | 0,15 | 0,20 | 47,0 | 49,3 |
| 0 | 280 | 0,25 | 0,25 | 0,20 | 0,20 | 48,0 | 45,1 | 0,20 | 0,15 | 47,1 | 49,4 |

Завдання №8

Визначення часу деіонізації середовища

Дано (див. таблицю):

1. По лінії 110 кВ видається в систему великої потужності навантаження $\frac{P_{aaгр}}{P_H}$
2. Постійна часу інерції частин турбіни і генератора, що обертаються, t .
3. Граничний кут розходження векторів е.д.с. по кінцях лінії зв'язку $\delta_{пр}$.
4. Кут розходження векторів в нормальному (перед аварійному) режимі $\delta^{\circ}_н$.
5. Час спрацювання швидкодіючого захисту t_3 .
6. Час гасіння дуги повітряного вимикача на 110 кВ, $t_{гдв}$.

Визначити час деіонізації середовища $t_{дс}$ за умов збереження стійкості паралельної роботи.

| Варіант | $\frac{P_{aaгр}}{P_H}$ | t | $\delta_{пр}$ | $\delta^{\circ}_н$ | t_3 | $t_{гдв}$ |
|---------|------------------------|------|---------------|--------------------|--------|-----------|
| 1 | 0.5 | 10 с | 70° | 20° | 0.08 с | 0.08 с |
| 2 | 0.45 | 11 с | 65° | 25° | 0.08 с | 0.08 с |
| 3 | 0.4 | 9 с | 60° | 30° | 0.08 с | 0.08 с |
| 4 | 0.55 | 10 с | 65° | 25° | 0.08 с | 0.08 с |
| 5 | 0.6 | 11 с | 70° | 15° | 0.08 с | 0.08 с |
| 6 | 0.5 | 9 с | 75° | 15° | 0.08 с | 0.08 с |
| 7 | 0.45 | 8 с | 80° | 10° | 0.08 с | 0.08 с |
| 8 | 0.4 | 11 с | 75° | 15° | 0.08 с | 0.08 с |
| 9 | 0.65 | 12 с | 65° | 20° | 0.08 с | 0.08 с |
| 10 | 0.6 | 11 с | 75° | 20° | 0.08 с | 0.08 с |

5. Приклади виконання завдань

5.1. Автоматичне форсування збудження і роззбудження синхронного генератора

Автоматичне форсування збудження здійснюється релейними пристроями швидкодіючого збудження (ПШЗ), яке є найпростішим пристроєм, що забезпечує швидке форсування збудження в разі зниження напруги генератора, спричиненого в основному КЗ.

Основне завдання ПШЗ – у разі аварійного зниження напруги генератора форсувати його збудження до максимально допустимого значення (до «стелі») з метою підвищення стійкості паралельної роботи генераторів, прискореного само запуску електродвигунів і підвищення надійності до релейного захисту з витримкою часу.

Дія релейного ПШЗ полягає у частковому чи повному шунтуванні опору $R_{зз}$ в колі обмотки збудження збуджувача синхронної машини за значного зниження напруги на її виводах.

ПШЗ облаштовують усі синхронні генератори і компенсатори, незалежно від наявності інших пристроїв АРЗ. У швидкодіючих системах збудження використовують безконтактні ПШЗ.

Автоматичне роззбудження здійснюється релейним пристроєм швидкодіючого роззбудження (ПШР). Завдання ПШР, якими облаштовують тільки гідрогенератори, - обмежити зростання напруги на виводах гідрогенератора з метою збереження живлення підключених до нього споживачів під час його розгону після скидання основного навантаження. Дія релейного ПШР забезпечується автоматичним уведенням у коло збудження збуджувача додаткового резистора R_d у разі потреби різкого зменшення збудження.

Принципову схему релейних ПШЗ і ПШР подано на рис.1. Реле мінімальної напруги KV_ϕ підключене до міжфазної напруги трансформатора TV. За номінальної напруги генератора реле KV_ϕ підтягнуто і його контакт у колі контактора K_ϕ розімкнений, а блок-контакт вимикача SQ замкнений (або контакт реле положення «ввімкнено»).

Зі зниженням напруги генератора до уставки реле KV_ϕ спрацьовує і подає «плюс» оперативного струму на контактор K_ϕ , який спрацьовує і своїм контактом шунтує реостат $R_{зз}$ у колі обмотки збудження збуджувача. При цьому струм збудження збуджувача збільшується до максимально можливого значення, тобто здійснюється форсування збудження до «стелі».

Напругу спрацювання реле KV_ϕ , за якої замикається його контакт, вибирають за умовою надійного повернення за номінальної напруги $U_{ном}$ з коефіцієнтом надійності $k_n = 1.05$. Якщо коефіцієнт повернення мінімального реле напруги $k_n = 1.1$, то

$$U_{KV_\phi} = \frac{U_{ном}}{k_n k_n} = \frac{U_{ном}}{1.05 \cdot 1.1} = 0.85 U_{ном} \quad (1)$$

Розглянута схема ПШЗ забезпечує надійну роботу в разі трифазних КЗ і замикань між двома фазами, до яких приєднано реле мінімальної напруги. За інших видів КЗ чутливість ПШЗ буває зниженою.

Для забезпечення більшої чутливості ПШЗ до різних видів КЗ використовують схему вмикання реле напруги через фільтри прямої послідовності.

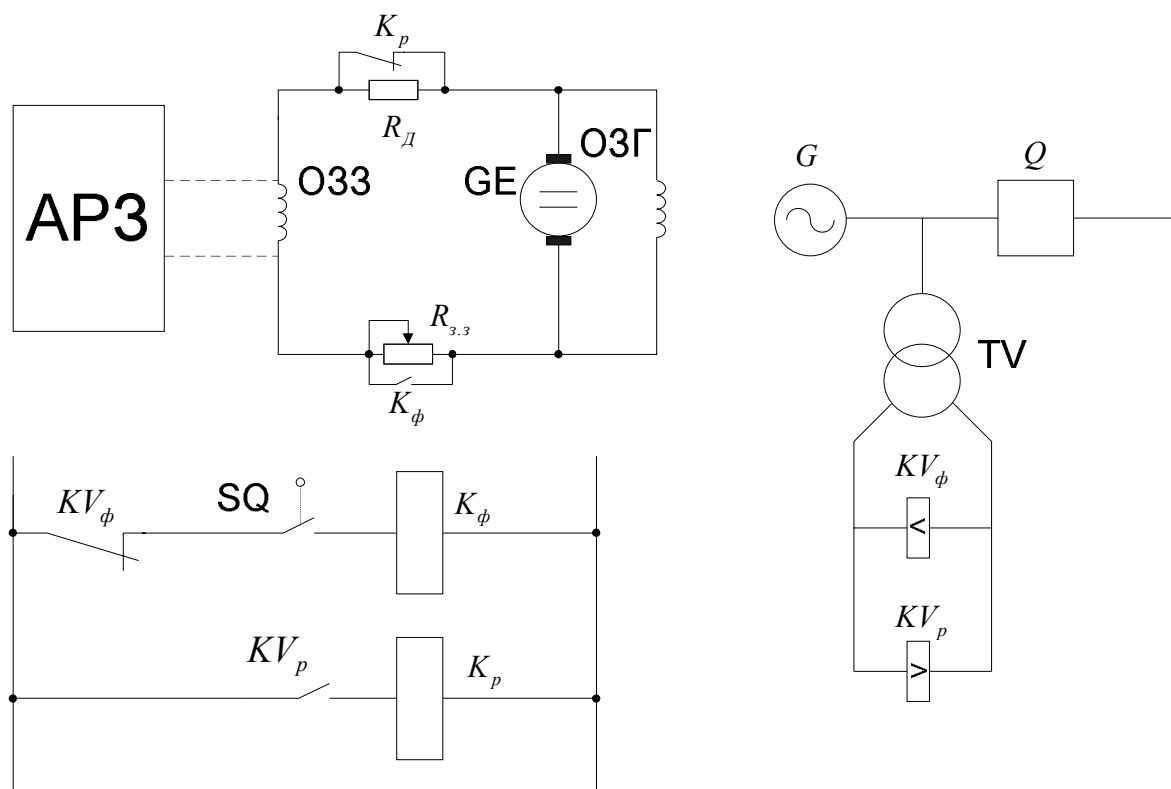


Рис.1 Принципова схема релейного форсування збудження і роззбудження

Для визначення струму ротора генератора під час форсування збудження будують характеристику навантаження, яка є залежністю напруги на збуджуванні U_z від струму в обмотці збудження $I_{o.z.} U_z = f(I_{o.z.})$ (рис.2).

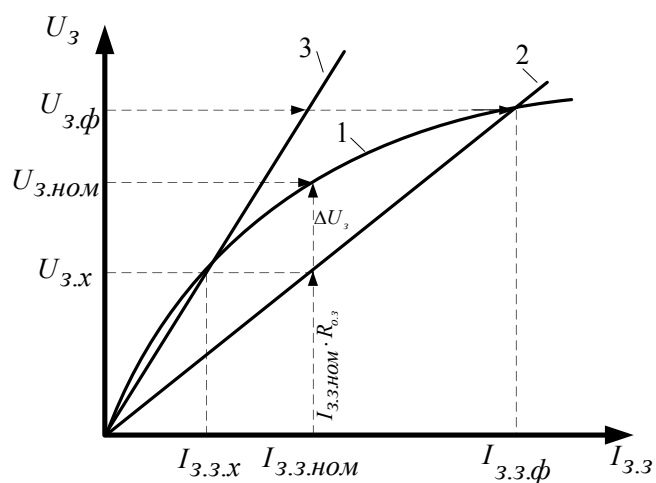


Рис.2. Характеристики розрахунку релейного форсування збуджувача;
 1 – крива характеристика навантаження збуджувача;
 2 – пряма напруги в O33;
 3 – напруга в нормальному режимі O33

Потім будують пряму падіння напруги в обмотці збудження збуджувача O33 за формулою

$$U_z = I_{o.z.} R_{o.z.}, \quad (2)$$

де $R_{o.z.}$ - опір обмотки збудження збуджувача за робочої температури.

Пряму будують за двома точками. Першою точкою є початок координат, оскільки при $I_{o.з.} = 0$, $U_{o.з.} = 0$.

Другу точку визначають за формулою (2) за будь-якого значення $I_{o.з.}$. У разі зашунтованого реостата $R_{зз}$ напруга збуджувача $U_з$ дорівнює напрузі на обмотці збудження $U_з = I_{o.з.} R_{o.з.}$.

Точка перетину прямої 2 з характеристикою навантаження 1 визначає найбільшу напругу збуджувача $U_{з.ф.}$ під час форсування збудження. При цьому струм ротора генератора визначають за формулою

$$I_p = \frac{U_{з.ф.}}{R_p} \quad (3)$$

де R_p - опір обмотки ротора генератора за робочої температури.

Вимкнення ПШЗ або зниження форсування для захисту перегрівання ротора здійснюється персоналом чи спеціальним автоматичним захистом ротора.

Максимальне реле напруги KV_p , що є пусковим органом пристрою роззбудження, діє на контактор роззбудження K_p , який вмикає додатковий резистор R_d у коло ОЗЗ.

Напругу на виводах генератора, за якої спрацьовує реле KV_p , вибирають за умовою надійного повернення реле ($k_n = 1.05$). Якщо коефіцієнт повернення максимального реле напруги $k_n = 0.9$, то

$$U_{KV_p} = \frac{k_n}{k_n} U_{ном} = \frac{1.05}{0.9} U_{ном} \approx 1.2 U_{ном} \quad (4)$$

5.2. Розрахунок релейного форсування турбогенератора ТГВ-300 при його роботі з машинним збуджувачем ВТ-1600

Початкові дані для розрахунку:

- 1) Номінальний струм ротора $I_{f ном} = 3050 \text{ A}$;
- 2) Кратність форсування $k_f = \frac{U_{f ном}}{U_{f ном}} = 2$ - відношення граничного значення напруги на роторі до номінального.
- 3) Опір обмотки ротора при $t = 15^\circ \text{C}$, $R_f = 0.12 \text{ Ом}$;
- 4) Опір обмотки самозбудження збуджувача при $t = 40^\circ \text{C}$, $R_f = 2.1 \text{ Ом}$;
- 5) Струм збудження (незалежної) приведеної до числа витків обмотки самозбудження, $I_{з(н.о.)} = 1.4 \text{ A}$
- 6) Характеристика навантаження збуджувача – рис.3, крива 1.

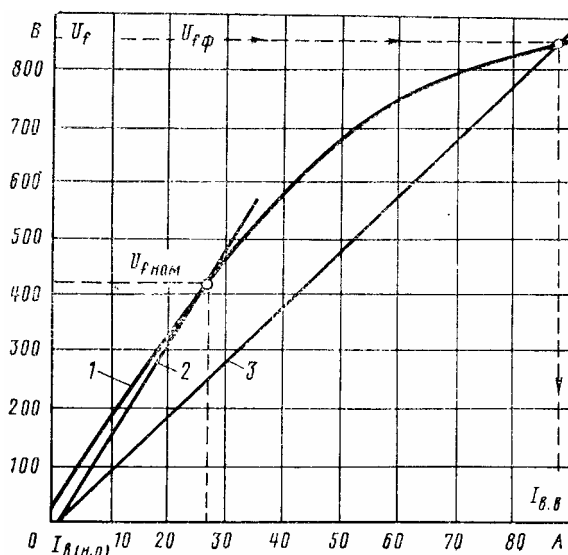


Рисунок 3 – Характеристики до розрахунку релейного форсування збуджувача ВТ-1600 генератора ТГВ-300

Розрахунок проводимо в наступній послідовності:

1. Опір ротора в холодному стані при $t = 40^{\circ} C$

$$R_{f \text{ хол}} = \frac{235+t}{235+15} R_{15} = \frac{235+40}{235+15} \cdot 0.12 = 0.132 \text{ Ом}$$

Опір в гарячому стані $t = 100^{\circ} C$

$$R_{f \text{ гар}} = \frac{235+t}{235+15} R_{15} = \frac{235+100}{235+15} \cdot 0.12 = 0.1608 \text{ Ом}$$

2. Напряга збудника в номінальному режимі

$$U_{f \text{ ном}} = I_{f \text{ ном}} \cdot R_{f \text{ гар}} = 3050 \cdot 0.1608 = 490.44 \approx 490 \text{ В}$$

при форсуванні на гарячий ротор

$$U_{f \text{ ф}} = k_f \cdot U_{f \text{ ном}} = 2 \cdot 490.44 = 980.88 \approx 981 \text{ В}$$

3. Струми збудження збудника по характеристиці навантаження з урахуванням струму $I_{з(н.о.)} = 1.2 \text{ А}$ в обмотці незалежного збудження

$$U_{f \text{ ном}} = 490 \text{ В} \rightarrow I_{з.з.ном} = 32.5 - 1.4 = 31.1 \text{ А}$$

$$U_{f \text{ ф}} = 981 \text{ В} \rightarrow I_{з.з.ф} = 130 - 1.4 = 128.6 \text{ А}$$

4. Повний опір кола обмотки самозбудження для забезпечення номінального режиму

$$R_{з.з} + R_{с.з} = \frac{U_{f \text{ ном}}}{I_{з.з.ном}} = \frac{490}{31.1} = 15.76 \text{ Ом};$$

для забезпечення $k_{\phi} = 2.0$ при форсуванні на гарячий ротор

$$R_{з.з} + R_{с.з} - R_{ш} = \frac{U_{f \text{ ф}}}{I_{з.з.ф}} = \frac{981}{128.6} = 7.6 \text{ Ом}$$

5. Опір додаткового резистора в колі самозбудження

$$R_{с.з} = \frac{U_{f \text{ ном}}}{I_{з.з.ном}} - R_{з.з} = \frac{490}{31.1} - 2.1 = 15.76 - 2.1 = 13.66 \text{ Ом}$$

Опір резистора, що шунтується при форсуванні

$$R_{ш} = \frac{U_{f \text{ ном}}}{I_{з.з.ном}} - \frac{U_{f \text{ ф}}}{I_{з.з.ф}} = \frac{490}{31.1} - \frac{981}{128.6} = 15.76 - 7.6 = 8.16 \text{ Ом}$$

6. Кратність форсування на холодний ротор

$$k_{\phi \text{ хол}} = \frac{U_{f\phi}}{I_{f \text{ ном}} \cdot R_{f \text{ хол}}} = \frac{981}{3050 \cdot 0.132} = \frac{981}{402.6} = 2.44 \text{ Ом}$$

На Рисунку 2 крива 2, що є характеристикою шунтового ланцюга збудника, визначається рівнянням:

$$U_f = (I_{3.3} - I_{3.(н.о)}) \cdot (R_{3.3} + R_{с.3}) = 15.76 \cdot (I_{3.3} - 1.4) = 15.76 I_{3.3} - 22.064$$

пряма 3 - рівнянням:

$$U_f = (I_{3.3} - I_{3.(н.о)}) \cdot (R_{3.3} + R_{с.3} - R_{ш}) = 7.6 \cdot (I_{3.3} - 1.4) = 7.6 I_{3.3} - 10.64$$

Точки їх перетину з характеристикою навантаження збуджувача визначають відповідно номінальний і форсувальний режими.

5.3. Розрахунок режиму роботи АРЗ генератора ТВВ-165-2

Параметри генератора:

$$P_{\text{ном}} = 150 \text{ МВт}; \quad U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ} \quad \cos \varphi_{\text{ном}} = 0.85$$

Опір обмотки ротора постійному струму $R_f = 0.15 \text{ Ом}$ при $t = 15^\circ \text{ C}$.

Розрахунок

По даних випробувань: струм ротора $I_f = 370 \text{ А}$ в режимі прогріву на холостому ходу при $U_r = 0.5 \cdot U_{\text{ном}}$, температура ротора $t = 60^\circ \text{ C}$; $I_{f \text{ х.х.з.}} = 780 \text{ А}$ - холостий хід при $U_r = U_{\text{ном}}$, $t = 60^\circ \text{ C}$, $I_{f \text{ ном}} = 1880 \text{ А}$ - режим номінального навантаження, $t = 105^\circ \text{ C}$.

Опір ротора:

при $t = 60^\circ \text{ C}$

$$R_f = 0.15 \cdot \frac{235 + 60}{235 + 15} = 0.177 \text{ Ом};$$

при $t = 105^\circ \text{ C}$

$$R_f = 0.15 \cdot \frac{235 + 105}{235 + 15} = 0.204 \text{ Ом}.$$

Характеристики навантаження напівпровідникової системи збудження зі збудником типу ВГТ-250-500 приведені в табл.1-2.

Таблиця 1-2

Характеристики навантаження збудника ВГТ-2500-500 згідно варіанту

| М.д.с збудження ВГТ $\Sigma A \cdot \omega_B$, А | 300 | 600 | 900 | 1200 | 1500 | 1800 | 2100 | 2400 |
|---|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|
| Випрямлена напруга U_d , В, при: | | | | | | | | |
| $R_f = 0.177$ | 44 | 88 | 129 | 171 | 213 | 262 | 304 | 349 |
| $R_f = 0.204$ | 50 | 100 | 149 | 197 | 245 | 301 | 350 | 401 |

Приведені в таблиці координати точок характеристик навантаження отримані графічно по зовнішніх характеристиках $U_d = f(I_d)$ при $\Sigma A \cdot \omega_B = \text{вар}$, зняті при збудженні від незалежної обмотки, і по прямим $U_d = I_d R_f$.

1) для кожного із розрахункових режимів визначаються:

$$\text{напряга ротора } U_f = U_d = I_f R_f;$$

повна магніторухійна сила (МРС) збудження ВГТ $\Sigma A \cdot \omega_B$ - по відповідній характеристиці навантаження і значенням U_d ;

МРС обмотки послідовного збудження

$$A\omega_{OBB1} = I_f \cdot k_u \cdot \frac{\omega_{OBB1}}{n_{II}},$$

де k_u - коефіцієнт, що враховує шунтування OBB_1 ($R_{OBB1} = 4.5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$). Опір $R_u = 0.0155 \text{ Ом}$:

$$k_u = \frac{0.0177}{0.0177 + 0.00045} = 0.98;$$

$\omega_{OBB1} = 5$ - число витків обмотки OBB_1 на полюс; $n_{II} = 4$ - число полюсів статора.

Обмотки полюсів з'єднані паралельно, отже,

$$A\omega_{OBB1} = I_f \cdot 0.98 \cdot \frac{5}{4} = I_f \cdot 1.23;$$

МРС обмоток незалежного збудження OBB_2 і OBB_3

$$A \cdot \omega_{O.H.B.} = \Sigma A \cdot \omega_B - A \cdot \omega_{OBB1};$$

різниця струмів в обмотках незалежного збудження погодженої дії OBB_2 (Пристрій безконтактного форсування - ПБФ) і проти включеної OBB_3 (Електромагнітний коректор - ЕМК)

$$I_{ПБФ} - I_{ЕМК} = \frac{A W_{O.H.B.}}{\omega_{O.H.B.}},$$

де $\omega_{O.H.B.} = 32$ - число витків кожної обмотки незалежного збудження на полюс.

Прогрів при $U_{\Gamma} = 0.5 \cdot U_{ном}$:

$$I_f = 370 \text{ A};$$

$$U_f = I_f \cdot R_f = 370 \cdot 0.177 = 65 \text{ B};$$

$$\Sigma A \omega_B = 450 \text{ A}$$

$$A \omega_{OBB1} = I_f \cdot 1.23 = 370 \cdot 1.23 = 455 \text{ A} \cdot \text{в}$$

$$A \omega_{O.H.B.} = \Sigma A \omega_B - A \omega_{OBB1} = 450 - 455 = -5 \text{ A};$$

$$I_{ПБФ} - I_{ЕМК} = \frac{A W_{O.H.B.}}{\omega_{O.H.B.}} = \frac{-5}{32} = -0.156 \text{ A}.$$

Холостий хід $U_{\Gamma} = U_{ном}$:

$$I_f = 780 \text{ A};$$

$$U_f = I_f \cdot R_f = 1880 \cdot 0.204 = 383 \text{ B};$$

$$\Sigma A \omega_B = 2320 \text{ A}$$

$$A \omega_{OBB1} = I_f \cdot 1.23 = 1880 \cdot 1.23 = 2312 \text{ A} \cdot \text{в}$$

$$A \omega_{O.H.B.} = \Sigma A \omega_B - A \omega_{OBB1} = 2320 - 2312 = -8 \text{ A};$$

$$I_{ПБФ} - I_{ЕМК} = \frac{A W_{O.H.B.}}{\omega_{O.H.B.}} = \frac{8}{32} = 0.25 \text{ A}.$$

Результати розрахунків приведені в таблиці 1-3.

Розрахунок струмів обмоток незалежного збудження

| Режим | I_f, A | U_f, B | $\Sigma A\omega_B, A$ | $A\omega_{OBV1}, A$ | $AW_{O.H.B.}, A$ | $I_{УБФ} - I_{EMK}, A$ |
|--|----------|----------|-----------------------|---------------------|------------------|------------------------|
| Прогрів при $U_r = 0.5 \cdot U_{ном}$ | 370 | 65 | 450 | 455 | -5 | -0.156 |
| Холостий хід $U_r = U_{ном}$ | 780 | 138 | 952 | 959 | -7 | -0.219 |
| Номінальне навантаження | 1880 | 383 | 2320 | 2312 | 8 | 0.25 |

Висновок: на холостому ході і при малих навантаженнях струм ЕМК трохи перевищує струм ПБФ, при номінальному навантаженні – навпаки. В розглянутих режимах регулятор працює поблизу точки перетину характеристик ЕМК і ПБФ.

- 2) Визначення точки перегину вихідної характеристики блоку обмеження форсування, проводиться по формулі:

$$U_{БОФ} = \frac{2 \cdot I_{f_{ном}} \cdot R_f}{2 \cdot \beta_u \cdot k_n},$$

де $\beta_u = 1.01$ - коефіцієнт випрямлення силових кремнієвих мостів по напрузі;

$k_n = 1.07$ - коефіцієнт нерівномірності розподілення напруги між шафами ВУ;

$R_f = 0.155 \text{ Ом}$ - опір холодного ротора; $I_{f_{ном}} = 1880 \text{ А}$.

Підставимо ці величини в формулу:

$$U_{БОФ} = \frac{2 \cdot 1880 \cdot 0.177}{2 \cdot 1.01 \cdot 1.07} = 308 \text{ В}.$$

При такій настройці БОФ напруга на роторі буде обмежуватися значенням

$$U_f = 308 \cdot 2 \cdot \beta_u \cdot k_n = 308 \cdot 2 \cdot 1.01 \cdot 1.07 = 666 \text{ В},$$

яке відповідає кратності форсування, яка дорівнює 2 при холодному роторі.

Кратність форсування на гарячий ротор:

$$k_\phi = \frac{666}{0.204 \cdot 1880} = 1.74.$$

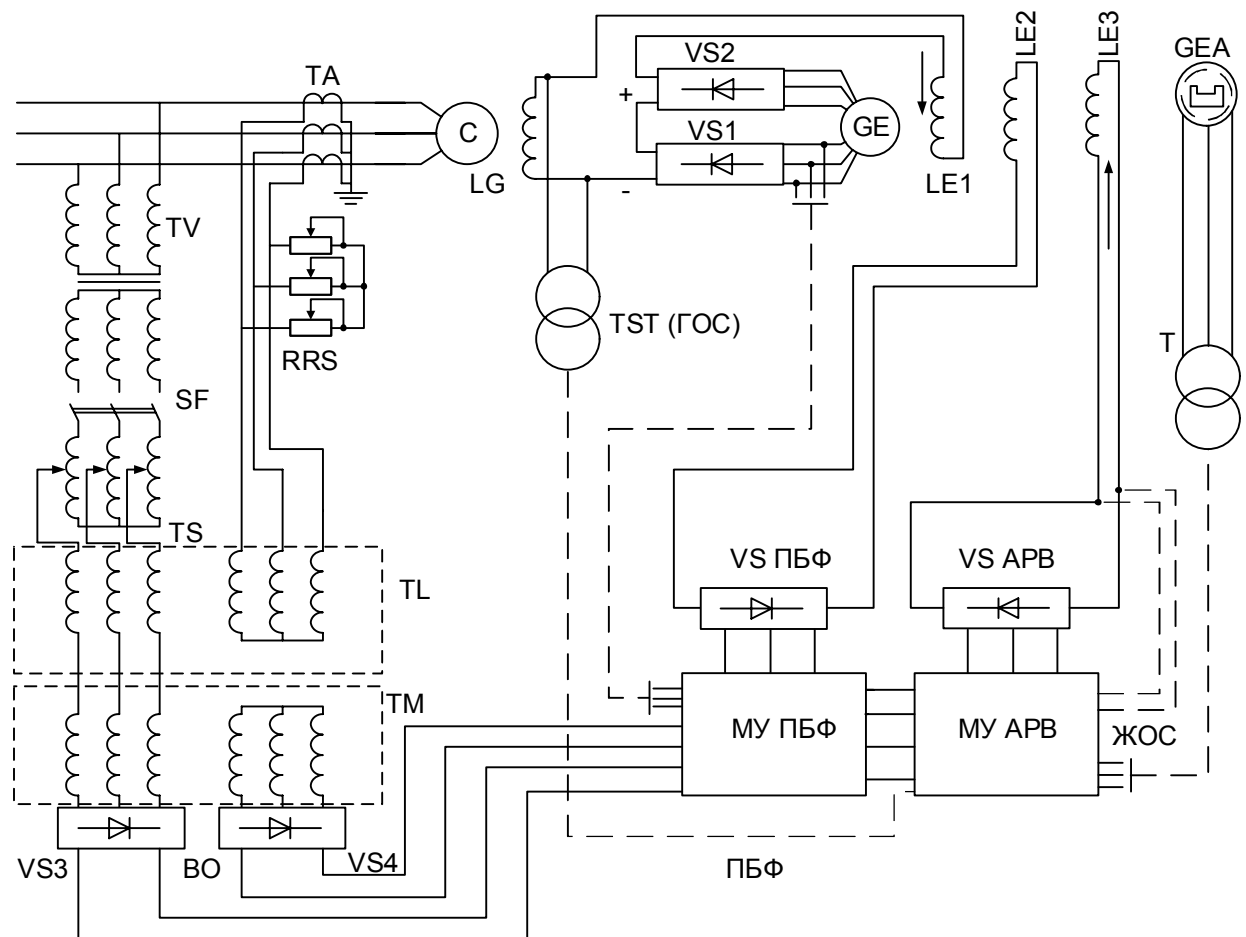


Рис. ЕПА-325

5.4. Розрахунок режимів роботи пристроїв струмового компаундування і узгодженого коректора

Для генератора Т2-25-2 за даними таблиці

Вихідні дані

| Варіант | Струми ротора | | | Номинальна напруга статора генератора, кВ | Коефіцієнт трансформації ТС, n_{TT} | Опір обмоток при $t = 15^\circ C$ | | | $\frac{W_{осн}}{W_{дод}}$ |
|---------|---|---|---|---|---------------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| | При холостому ході генератора $I_{f.xx}, A$ | При номінальному $P_{ном}$ та найбільшому $\cos \varphi$ $I_{f.1}, A$ | При номінальному $P_{ном}$ і найменшому $\cos \varphi_2$ $I_{f.2}, A$ | | | Збудження генератора $R_{f 15^\circ}$, Ом | Збудження збудника: | | |
| | | | | | | | Осн. обмотки $R_{з.о.15^\circ}$, Ом | Дод. обмотки $R_{з.д.15^\circ}$, Ом | |
| | 145 | 270 0,9 | 420 0.75 | 12 | 400 | 0.5 | 12 | 6.4 | 4 |

Розрахунок:

$$I_{кор.х.х} = (2...3)I_{кор.мин} = 2.5 \cdot I_{кор.мин} = 2.5 \cdot 0.4 = 1 \text{ A}$$

2. Результирующий ток возбуждения збуджувача визначаємо при

$$U_{f.х.х} = I_{f.х.х} \cdot R_{f.120^\circ} = 145 \cdot \frac{235+120}{235+15} \cdot 0.5 = 102.95 \text{ B}$$

з характеристики навантаження: $I_{в.в.х.х} = 2.211 \text{ A}$

Струм основної обмотки збудження:

$$I_{в.о.} = I_{в.в.х.х} - I_{кор.х.х} \cdot \frac{W_{в.д.}}{W_{в.о.}} = 2.211 - 1 \cdot \frac{1}{4} = 1.961 \text{ A}$$

Опір $R_{св}$, який визначає струм $I_{в.о.}$ (струм компаундування $I_{к} = 0$):

$$R_{св} = \frac{U_{f.х.х}}{I_{в.о.}} - R_{в.о.70^\circ} = \frac{102.95}{1.961} - 12 \cdot \frac{235+70}{235+15} = 37.85 \text{ Ом}$$

3. Опір установчого реостата компаундування визначається по режиму номінального активного навантаження генератора при найбільшому $\cos \varphi = 0.9$.

Струм коректора $I_{кор}$ приймається $I_{кор1} = I_{кор.х.х} = 1 \text{ A}$. Регулюючий струм збудника

$I_{в.в1}$ визначаємо при:

$$U_{f1} = I_{f1} \cdot R_{f120^\circ} = 270 \cdot \frac{235+120}{235+15} \cdot 0.5 = 191.7 \text{ B}$$

За характеристикою навантаження $U_{f1}(I_{в.в.}) \rightarrow I_{в.в1} = 4.755 \text{ A}$

Струм основної обмотки збудження:

$$I_{в.о.} = I_{в.в1} - I_{кор.х.х} \cdot \frac{W_{в.д.}}{W_{в.о.}} = 4.755 - 1 \cdot \frac{1}{4} = 4.505 \text{ A}$$

Напряга на основній обмотці збудження:

$$U_{в.о.} = I_{в.о.} \cdot R_{в.о.70^\circ} = 4.505 \cdot 12 \cdot \frac{235+70}{235+15} = 65.95 \text{ B}$$

Струм самозбудження збуджувача:

$$I_{св} = \frac{U_{f1} - U_{в.о.}}{R_{св}} = \frac{191.7 - 65.95}{37.85} = 3.32 \text{ A}$$

Струм компаундування $I_{к} = I_{в.о.} - I_{св} = 4.505 - 3.32 = 1.185 \text{ A}$

Змінний струм компаундування: $I'_{к.л} = \frac{I_{к}}{\beta_i} = \frac{1.185}{1.25} = 0.948 \text{ A}$,

де $\beta_i = 1.2...1.3$ - коефіцієнт випрямлення по струму для трифазної схеми.

Вторинний струм статора:

$$I_2 = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_1 \cdot n_{ТТ}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 12 \cdot 0.9 \cdot 400} = 3.34 \text{ A}$$

Коефіцієнт трансформації проміжного трансформатора УК:

$$N_k = \frac{(0.5...0.7)I_2}{I'_{к.л}} = \frac{0.6 \cdot 3.34}{0.948} = 2.11$$

Струм в реостаті, що встановлюється: $I_y = I_2 - I'_{к.л} \cdot N_k = 3.34 - 0.948 \cdot 2.11 = 1.34 \text{ A}$

Напряга на реостаті, що встановлюється: $U_2 = \frac{1}{N_k} \left(\frac{U_{во}}{\beta_u} + \frac{\Delta U_{л}}{\sqrt{3}} \right)$,

де $\beta_u = 2.25$ - коефіцієнт випрямлення фазної напруги мостової схеми.

$$\Delta U_{\lambda} = \left(1 + \frac{0.3}{m} \cdot I_k\right) \cdot n - \text{лінійне падіння напруги у випрямлячі. } \left. \begin{array}{l} m = 2 \\ n = 8 \end{array} \right\} - \text{кількість}$$

паралельно та послідовно увімкнених пластин у плечі випрямляча, визначається по умові забезпечення стійкості випрямляча в нормальному режимі Г і при КЗ.

$$\Delta U_{\lambda} = \left(1 + \frac{0.3}{2} \cdot 1.185\right) \cdot 8 = 9.42 \text{ В}$$

$$U_2 = \frac{1}{2.11} \cdot \left(\frac{65.95}{2.25} + \frac{9.42}{\sqrt{3}}\right) = 16.327 \text{ В}$$

$$\text{Опір встановленого реостата: } R_y = \frac{U_2}{I_y} = \frac{16.327}{1.34} = 12.184 \text{ Ом}$$

4. Визначення навантаження коректора виконується по режиму номінального активного навантаження Г при найменшому коефіцієнті потужності $\cos \varphi_{\min} = 0.75$.
Результуючий струм збудження збудника визначаємо при:

$$U_{f2} = I_{f2} \cdot R_{f120} = 420 \cdot \frac{235+120}{235+15} \cdot 0.5 = 298.2 \text{ В}$$

$$\text{З характеристики навантаження } U_f(I_{\text{ос}}) \rightarrow I_{\text{ос}2} = 7.833 \text{ А}$$

Вторинний струм статора:

$$I_2 = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_2 \cdot n_{\text{ТТ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 12 \cdot 0.75 \cdot 400} = 4.009 \text{ А}$$

Струм в основній обмотці збудження збудника:

$$I_{\text{е.о}} = \frac{\left[N_k^2 \cdot R_y + \frac{0.3n}{m\sqrt{3}} \beta_i \right] U_f + \left[I_2 N_k R_y - \frac{1 \cdot n}{\sqrt{3}} \right] R_{\text{св}} \cdot \beta_i}{\left[N_k^2 \cdot R_y + \frac{0.3n}{m\sqrt{3}} \beta_i \right] (R_{\text{в}070^\circ} + R_{\text{св}}) + R_{\text{в}070^\circ} \cdot R_{\text{св}} \frac{\beta_i}{\beta_u}} =$$

$$= \frac{\left[2.11^2 \cdot 12.184 + \frac{0.3 \cdot 8 \cdot 1.25}{2 \cdot 1.73} \right] \cdot 298.2 + \left[4.009 \cdot 2.11 \cdot 12.184 - \frac{1 \cdot 8}{1.73} \right] \cdot 37.85 \cdot 1.25}{\left[2.11^2 \cdot 12.184 + \frac{0.3 \cdot 8 \cdot 1.25}{2 \cdot 1.73} \right] \cdot (14.64 + 37.85) + 14.64 \cdot 37.85 \cdot \frac{1.25}{2.25}} = 6.59 \text{ А}$$

Струм коректора:

$$I_{\text{кор}2} = (I_{\text{е/е}2} - I_{\text{е.о}}) \cdot \frac{W_{\text{е.о.}}}{W_{\text{е.д.}}} = (7.833 - 6.59) \cdot 4 = 4.972 \text{ А}$$

Струм $I_{\text{кор}2} = 4.972 \text{ А} < 5 \text{ А}$, тобто можливе використання панелі ЕПА з коректором ЕМК при паралельному з'єднанні силових обмоток магнітного підсилювача.

5.5. Розрахунок системи компаундування генератора

Дано:

1. Генератор $P_H = 25000 \text{ кВт}$, $\cos \varphi = 0.8$, $U_H = 10.5 \text{ кВ}$, $I_H = 1720 \text{ А}$.
2. Генераторний трансформатор струму типу ТПШФ-10, призначений для системи компаундування, $n_{TC} = \frac{2000}{5}$.
3. Напряга збудника при номінальному навантаженні генератора, що визначається через струм ротора генератора при навантаженні і через опір обмотки ротора при температурі 120°C , $U_3 = 211.5 \text{ В}$.
4. Струм в обмотці збудження збудника при номінальному струмі навантаження, що визначається через напряга збудника U_3 з характеристики навантаження збудника $U_3 = f(I_{O.3})$, рівний $I_{O.3} = 7.35 \text{ А}$.
5. Опір обмотки збудження збудника, в яку включене компаундування, визначений при 60°C і рівний $r_{O.3} = 14 \text{ Ом}$.
6. Напряга збудника при холостому ході генератора, що визначається через струм ротора генератора при холостому ході та через опір обмотки ротора при температурі 120°C , $U_{3.X.X} = 85 \text{ В}$.
7. Струм в обмотці збудження збудника при холостому ході, що визначається через напряга збудника $U_{3.X.X}$ з характеристики навантаження збудника, $I_{O.3.X.X} = 2.4 \text{ А}$.
8. Коефіцієнт трансформації проміжного трансформатора ПТ попередньо приймається $n_{TC} = 1.5$.

Потрібно: розрахувати систему компаундування генератора. При цьому визначити:

1. Величину струму $I_{K.3}$ компаундування збудження за номінального навантаження генератора і положення шунтового реостата відповідному режиму холостого ходу.
2. Основні параметри пристрою компаундування.

Рішення: опір шунтового реостата визначаємо за формулою (13.2 [4]), тобто:

$$r_{ш.р} = \frac{U_{3.X.X}}{I_{O.3.X.X}} - r_{O.3} = \frac{85}{2.4} - 14 = 21.4 \text{ Ом}$$

Тоді струм компаундування збудження за формулою (13.1[4]):

$$I_{K.3} = \frac{I_{O.3}(r_{ш.р} + r_{O.3}) - U_3}{r_{ш.р}} = \frac{7.35(21.4 + 14) - 211.5}{21.4} = 2.28 \text{ А}$$

Напряга пристрою компаундування за формулою (13.3[4]):

$$U_{K.3} = I_{O.3} r_{O.3} = 7.35 \cdot 14 = 103 \text{ В}$$

Число паралельно увімкнених пластин селенового випрямляча на фазу визначається за виразом (13.6[4]):

$$m = \frac{I_{K.3}}{I_{\text{дод.дл}}} = \frac{2.28}{2.5} = 0.91$$

Приймаємо $m = 1$.

Кількість послідовно увімкнених пластин в одне плече моста випрямляча знаходимо за формулою (13.7[4]):

$$n = \frac{\sqrt{3} I_{O.3} r_{O.3}}{\beta_U [U_{зв.дл} - (1.17 + \frac{0.359}{m} I_{K.3})]} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7.35 \cdot 14}{2.2 \cdot [10 - (1.17 + \frac{0.359}{1} \cdot 2.28)]} = 10.1$$

Приймаємо $n = 10$.

За каталожними даними для селенових пластин діаметром 100мм внутрішньому опору однієї пластини $r_{i\text{табл}} = 0.3 \text{ Ом}$ відповідає максимально допустимий випрямлений струм $I_{0\text{дон}} = 1.7 \text{ А}$. При струмі I_0 , меншому від допустимого, внутрішній опір пластини перераховується за наближеною формулою

$$r_i = r_{i\text{табл}} \sqrt{\frac{I_{0\text{дон}}}{I_0}}.$$

Так як в даному випадку

$$I_0 = \frac{I_{К.3}}{3} = \frac{2.28}{3} = 0.76 \text{ А} < I_{0\text{дон}} = 1.7 \text{ А},$$

то шуканий опір пластини за виразом (13.15[4]):

$$r_i = 0.3 \sqrt{\frac{1.7}{0.76}} = 0.3 \cdot 1.49 = 0.45 \text{ Ом}.$$

Повний омичний опір селенового випрямляча в плечі

$$R_K = \frac{n}{m} r_i = \frac{10}{1} \cdot 0.45 = 4.5 \text{ Ом}.$$

Фазну напругу $U_{2\phi}$, що подається на трифазну систему випрямляча, визначаємо за формулою (13.4[4]):

$$U_{2\phi} = \frac{U_{К.3} + I_{К.3} 2R_K}{\beta_U} = \frac{103 + 2.28 \cdot 2 \cdot 4.5}{2.2} = 56 \text{ В}.$$

Вторинний струм I_2 проміжного трансформатора ПТ за виразом (13.5[4]):

$$I_2 = \frac{I_{К.3}}{\beta_i} = \frac{2.28}{1.2} = 1.9 \text{ А}.$$

Первинний струм і напругу цього трансформатора отримуємо за формулою (13.8[4]):

$$I_1 = I_2 n_{\text{ПТ}} = 1.9 \cdot 1.5 = 2.85 \text{ А}$$

$$U_{1\phi} = \frac{U_{2\phi}}{n_{\text{ПТ}}} = \frac{56}{1.5} = 37.3 \text{ В (на фазу)}$$

Перевіряємо допустимість напруги $U_{1\phi}$ на зажимах вторинних обмоток трансформаторів струму за виразом (13.9[4]). По довідковим даним для генераторного трансформатора струму типу ТПШФ-10 з $n_{\text{ТС}} = \frac{2000}{5}$ переріз сталі сердечника $q = 19.1 \text{ см}^2$. Число витків

його вторинної обмотки чисельно рівне коефіцієнту трансформації $n_{\text{ТС}} = \frac{\omega_2}{\omega_1} = \omega_2$, так як

роль первинної обмотки виконують шини розподільчого пристрою (1 виток). Тоді за виразом (13.9[4]):

$$B_{\text{дл}} = \frac{U_{1\phi} \cdot 10^4}{222 \cdot q \cdot \omega_2} = \frac{37.3 \cdot 10^4}{222 \cdot 19.1 \cdot 400} = 0.22 < 1.0 \text{ Т},$$

тобто умова допустимості задовольняється.

Струм в установочному опорі зі виразом (13.10[4]):

$$I_{\text{уст}} = \frac{I_{\text{Н}}}{n_{\text{ТС}}} - I_1 = \frac{1720}{\frac{2000}{5}} - 2.85 = 1.45 \text{ А}.$$

При цьому установочний опір визначаємо за відношенням (13.11[4]):

$$R_{yсм} = \frac{U_{1\phi}}{I_{yсм}} = \frac{37.3}{1.45} = 25.7 \text{ Ом} .$$

Повний опір установочного реостата приймаємо рівним 28-30 Ом. Потужність проміжного трансформатора ПТ на фазу і потужність, що споживається від генераторних трансформаторів струму, визначаємо відповідно до формул (13.12[4]) і (13.13[4]):

$$P_{ПТ} = I_1 U_{1\phi} = 2.85 \cdot 37.3 = 106 \text{ Вт}$$

$$P_{ТС} = \frac{I_1}{n_{ТС}} U_{1\phi} = \frac{1720}{400} \cdot 37.3 = 160 \text{ Вт}$$

Тоді потужність, що споживається установочним реостатом, за виразом (13.14[4]):

$$P_{yсм} = P_{ТС} - P_{ПТ} = 160 - 106 = 54 \text{ Вт},$$

або

$$P_{yсм} = I_{yсм}^2 R_{yсм} = 1.45^2 \cdot 25.7 = 54 \text{ Вт}.$$

5.6. Влаштування несинхронного АПВ

Несинхронні АПВ (НАПВ) є найпростішими пристроями, які допускають включення частин енергосистеми, що розділилася, незалежно від різниці частот її напруг. Схема АПВ виконується без будь-яких схемних блокувань. Для запобігання включення на стійке КЗ з обох кінців лінії, а також для забезпечення при НАПВ правильної роботи релейного захисту АПВ з одного кінця лінії виконується з контролем наявності напруги на лінії, тобто АПВНН. Включення лінії при успішному НАПВ може супроводжуватися порівняно великими поштовхами струму і активної потужності, а також коливаннями різної тривалості.

Максимальні значення струмів і електромагнітних моментів при несинхронному включенні мають місце при КЗ, коли кут між ЕРС генератора і напругою енергосистеми $\delta = 180^\circ$ і дорівнює:

$$I_{НС} = \frac{E_g'' + U_C}{x_d'' + x_{зовн}},$$

де x_d'' - надперехідний опір генератора;

$$x_{зовн} = x_l + x_c.$$

Через складність розрахунків електромагнітного моменту його замінюють розрахунками за струмами несинхронного включення.

Результати розрахунків порівнюють з граничними крайностями струму несинхронного включення $I_{НС}$ [1,5,16]:

- для гідрогенераторів і синхронних компенсаторів

$$\frac{I_{НС}}{I_H} \leq \frac{0.84}{x_d''};$$

- для турбогенераторів

$$\frac{I_{НС}}{I_H} \leq \frac{0.625}{x_d''};$$

- для гідрогенераторів без заспокійливих обмоток [1]

$$\frac{I_{НС}}{I_H} \leq 3;$$

- для автотрансформаторів і трансформаторів

$$\frac{I_{НС}}{I_H} = \frac{I_{КЗ}}{I_H} = \frac{100}{U_k \%},$$

де $U_k \%$ - напруга КЗ між обмотками трансформатора, що розглядається при

$$I_{КЗ} = I_H [16].$$

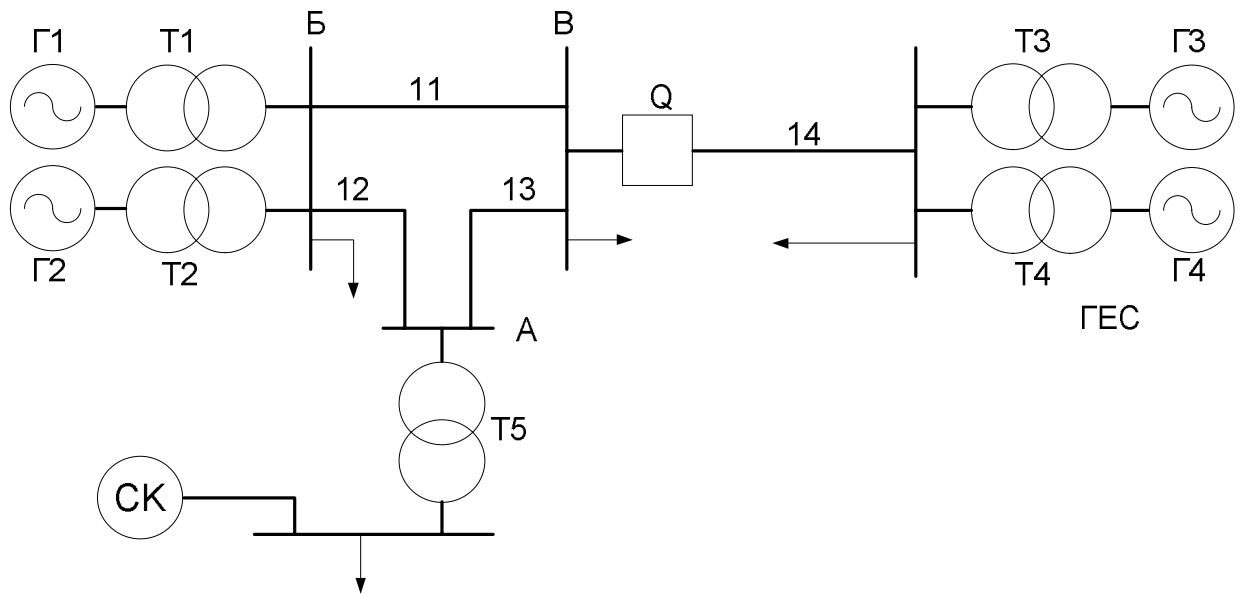
Для розрахунку складається схема заміщення і визначається розподілення струму включення з кутом $\delta = 180^\circ$ по гілках схеми і порівнюються ці струми за приведеними вище критеріями.

Приклади розрахунку НАПВ приведено в [1,4].

Для поліпшення умов ресинхронізації в частинах енергосистеми, що розділилася, необхідно здійснити відповідні заходи. В частині з дефіцитом активної потужності необхідно здійснювати АЧР та АВР гідрогенераторів, а в частині з надлишком активної потужності і відповідно підвищеною частотою – відключати деякі генератори чи здійснювати їх механічне чи електричне гальмування.

Після названих заходів, як правило, синхронізація обох частин енергосистеми проходить успішно. Разом з тим треба мати на увазі, що НАПВ супроводжується

великими поштовхами струму і зниження напруги, створюються умови для неправильної роботи релейного захисту. Тому необхідно уважно робити аналіз поведінки релейного захисту на транзиті, котрий з'єднає дві частини енергосистеми, що включаються.



Розрахуємо допустимість приєднання НАПВ на лінії, що з'єднає дві енергосистеми.

Вихідні дані:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$$

| | | | | |
|---------------------------|------------------|-------------------------|-----------------------------|---|
| $P_{Г1} = 30 \text{ МВт}$ | $x_{d1} = 0.115$ | $\cos \varphi_1 = 0.82$ | $S_{T1} = 40 \text{ МВА}$ | $L_{11} = 40 \text{ км}$ |
| $P_{Г2} = 30 \text{ МВт}$ | $x_{d2} = 0.115$ | $\cos \varphi_2 = 0.82$ | $S_{T2} = 40 \text{ МВА}$ | $L_{12} = 15 \text{ км}$ |
| $P_{Г3} = 50 \text{ МВт}$ | $x_{d3} = 0.2$ | $\cos \varphi_3 = 0.8$ | $S_{T3} = 60 \text{ МВА}$ | $L_{13} = 20 \text{ км}$ |
| $P_{Г4} = 50 \text{ МВт}$ | $x_{d4} = 0.2$ | $\cos \varphi_4 = 0.8$ | $S_{T4} = 60 \text{ МВА}$ | $L_{14} = 100 \text{ км}$ |
| $S_{СК} = 20 \text{ МВА}$ | $x_{dСК} = 0.1$ | | $S_{T5} = 31.5 \text{ МВА}$ | $x_{y\delta} = 0.4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ |

Напругу в мережі прийmemo:

$$U_n = 110 \text{ кВ} \quad U_C = 1$$

Генераторна напруга:

$$U_G = 10.5 \text{ кВ}$$

Знайдемо базисний опір і струм ЛЕП:

$$x_{\sigma} = \frac{U_n^2}{S_{\sigma}} = 121 \text{ Ом} \quad I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 524.864 \text{ А}$$

Знайдемо опори ЛЕП у в.о.:

$$x_{11} = \frac{L_{11} \cdot x_{y\delta}}{x_{\sigma}} = 0.132 \quad x_{12} = \frac{L_{12} \cdot x_{y\delta}}{x_{\sigma}} = 0.05 \quad x_{13} = \frac{L_{13} \cdot x_{y\delta}}{x_{\sigma}} = 0.066 \quad x_{14} = \frac{L_{14} \cdot x_{y\delta}}{x_{\sigma}} = 0.331$$

Знайдемо опори трансформаторів у в.о.:

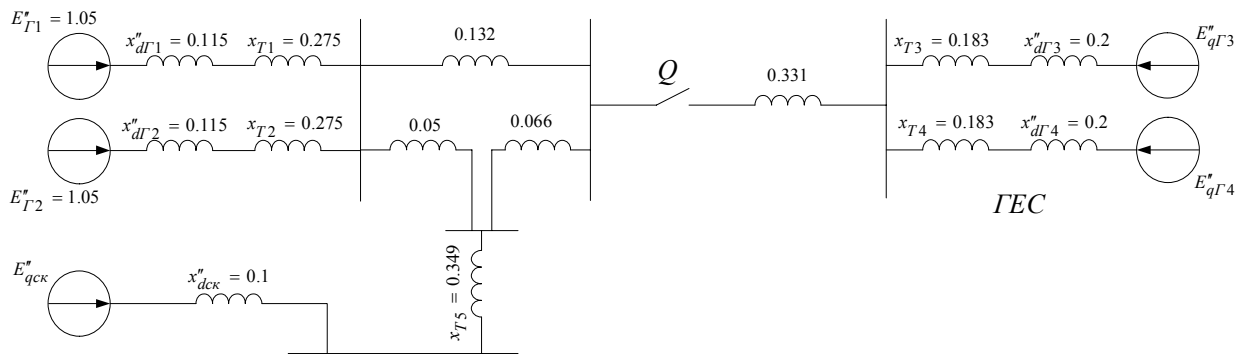
$$U_k = 11$$

$$x_{T1} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T1}} = 0.275 \quad x_{T2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T2}} = 0.275$$

$$x_{T3} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T3}} = 0.183 \quad x_{T4} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T4}} = 0.183$$

$$x_{T5} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T5}} = 0.349$$

Приведемо схему заміщення мережі без урахування навантаження:



Розрахунок струмів при несинхронному включенні проводиться для найбільш важкого випадку, маючого місце при НАПВ, а саме: для гідрогенераторів $E_q'' = 1.5$, а для турбогенераторів $E_q'' = 1.2$. Це обумовлюється тим, що при відключенні лінії відбувається спад навантаження генератора і, як наслідок, прискорення частоти обертання ротора генератора.

Отже:

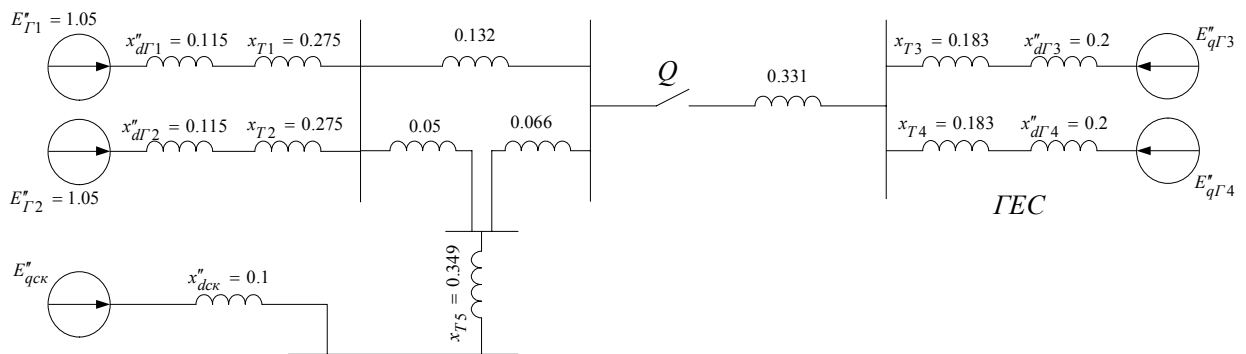
$$E_q = 1.5 \quad E_{qT} = 1.2$$

Зробимо еквівалентне перетворення трикутника в зірку:

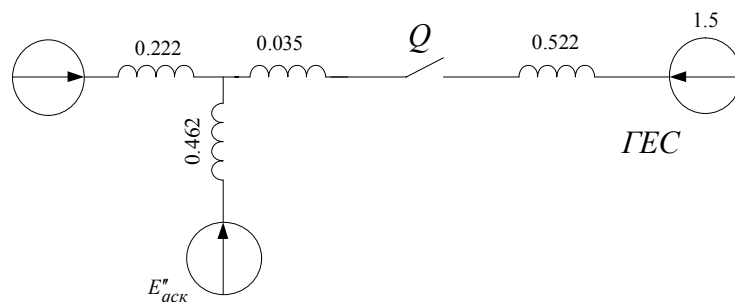
$$x_1 = \frac{0.132 \cdot 0.05}{0.132 + 0.05 + 0.066} = 0.027$$

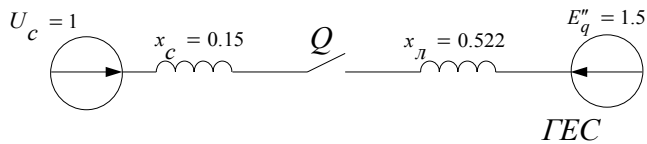
$$x_2 = \frac{0.066 \cdot 0.05}{0.132 + 0.05 + 0.066} = 0.013$$

$$x_3 = \frac{0.132 \cdot 0.066}{0.132 + 0.05 + 0.066} = 0.035$$



Звідси:





$$x_c = 0.15 \quad x_l = 0.522$$

Розрахуємо максимальний струм несинхронного включення:

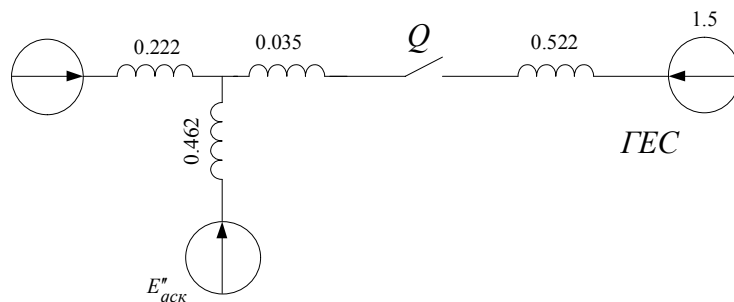
$$I_{нсл} = \frac{U_c + E_q''}{x_c + x_l} = 3.72 \text{ в.о.}$$

Знайдемо струм КЗ генераторів Г3 і Г4:

$$E_{q0} = 1.05$$

$$I_{КЗГ34} = \frac{E_{q0}}{x_{d3}} = \frac{1.05}{0.2} = 5.25 \text{ в.о.}$$

Знайдемо струм несинхронного включення генераторів Г3 і Г4:



Оскільки опори генераторів і їх трансформаторів однакові, струм розподілиться 50/50:

$$I_{нслГ4} = \frac{I_{нсл}}{2} = \frac{3.72}{2} = 1.84 \text{ в.о.}$$

$$I_{нслГ3} = I_{нслГ4}$$

Струм несинхронного включення в іменованих одиницях:

$$I_{нслГ4}(A) = I_{нслГ4} \cdot I_{\sigma} = 976.309 \text{ A}$$

Знайдемо струм несинхронного включення генераторів Г1 і Г2:

$$I_{нслГ1} = I_{нсл} \cdot \frac{0.462}{0.222 + 0.462} \cdot 2^{-1} = 1.256$$

$$I_{нслГ2} = I_{нслГ1}$$

Знайдемо струм несинхронного включення синхронного компенсатора:

$$I_{нслСК} = I_{нсл} \cdot \frac{0.222}{0.222 + 0.462} = 1.207$$

Знайдемо 2_i заданих генераторів і СК:

$$I_{H1A} = \frac{P_{Г1} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{Г} \cdot \cos \varphi_1} = 2012 \text{ A} \quad I_{H1} = \frac{I_{H1A}}{I_{\sigma}} = 3.833 \text{ в.о.}$$

$$I_{H2} = I_{H1}$$

$$I_{H3A} = \frac{P_{Г3} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{Г} \cdot \cos \varphi_3} = 3437 \text{ A} \quad I_{H3} = \frac{I_{H3A}}{I_{\sigma}} = 6.548 \text{ в.о.}$$

$$I_{H4} = I_{H3}$$

$$I_{HCKA} = \frac{S_{СК} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{Г}} = 1100 \text{ A} \quad I_{HCK} = \frac{I_{HCKA}}{I_{\sigma}} = 2.095 \text{ в.о.}$$

Перевіримо на відповідність граничним крайностям струму несинхронного включення для гідрогенераторів:

Г3 і Г4

$$\frac{I_{HC}}{I_H} \leq \frac{0.84}{x_d''} \quad \frac{1.86}{I_{H4}} = 0.284 \quad \frac{0.84}{0.2} = 4.2 \text{ в.о.} \quad (4.2 > 0.284)$$

Г1 і Г2

$$\frac{I_{HC}}{I_H} \leq \frac{0.84}{x_d''} \quad \frac{1.256}{I_{H2}} = 0.328 \quad \frac{0.84}{0.115} = 7.304 \text{ в.о.} \quad (7.304 > 0.328)$$

СК

$$\frac{I_{HC}}{I_H} \leq \frac{0.84}{x_d''} \quad \frac{1.207}{I_{HK}} = 0.576 \quad \frac{0.84}{0.1} = 8.4 \text{ в.о.} \quad (8.4 > 0.576)$$

Кратностям відповідає.

Висновок: виходячи з того, що граничні критерії дотримуються, використання НАПВ допустиме.

Схема приведена на рис. 3.1

5.7. Методика розв'язання АПВСС

Типових схем АПВСС ще немає. Використовуються різні схеми АПВСС, що залежать від типу електростанцій, режиму та умов роботи. Відсутність достатнього використання АПВСС не могло не відобразитися і на розробці розрахункової бази, необхідної як для проектування цих пристроїв, так і для використання в навчальному процесі.

Розглянемо на конкретному прикладі деякі орієнтовні розрахункові співвідношення, які допомагають більш глибоко вивчити процеси, що відбуваються в АПВСС.

Перевіримо вмикання генератора по схемі самосинхронізації за умови допустимої величини допустимого урівноважуючого струму в момент включення по формулі:

$$I_{yp} = \frac{U_c}{x'_d + x_c} \leq 3.5I_H,$$

де I_{yp} - діюче значення періодичної складової перехідного струму при включенні генератора в мережу;

U_c - напруга мережі, приведена до напруги генератора;

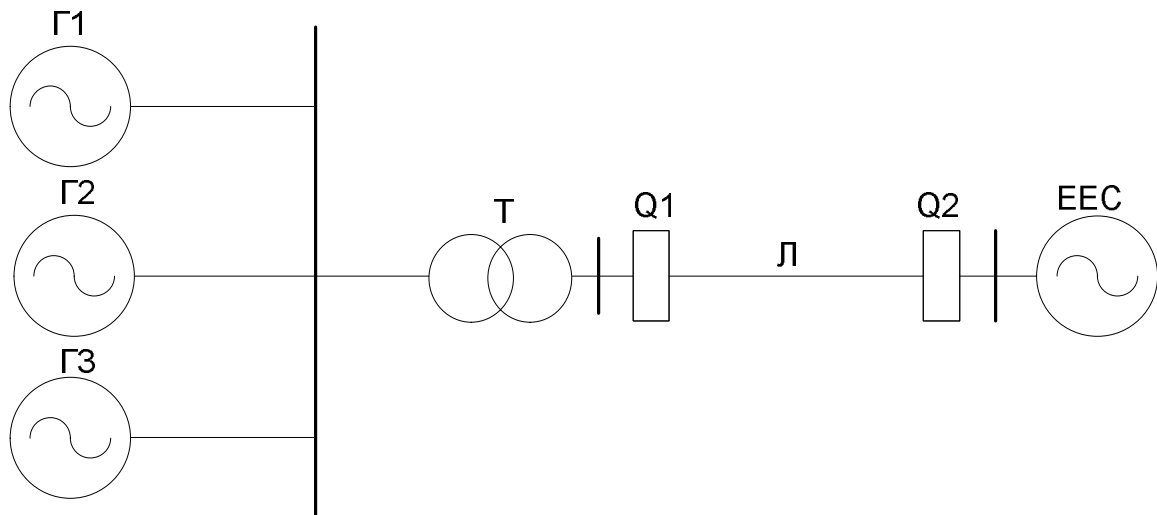
x'_d - індуктивний перехідний опір генератора;

x_c - індуктивний опір мережі, приведений до потужності генератора, який включаємо в роботу.

Застосовуючи в приведеній формулі величини у відносних одиницях, отримаємо кратність урівноважуючого струму по відношенню до номінального струму статора.

Завдання:

Перевірити можливість використання АПВСС, вияснити можливість включення гідрогенераторів методом самосинхронізації за умови допустимої величини урівноважуючого струму в момент включення. На ГЕС встановлено три вертикальних агрегати без заспокоюючих обмоток, які працюють на збірні шини відповідно по схемі.

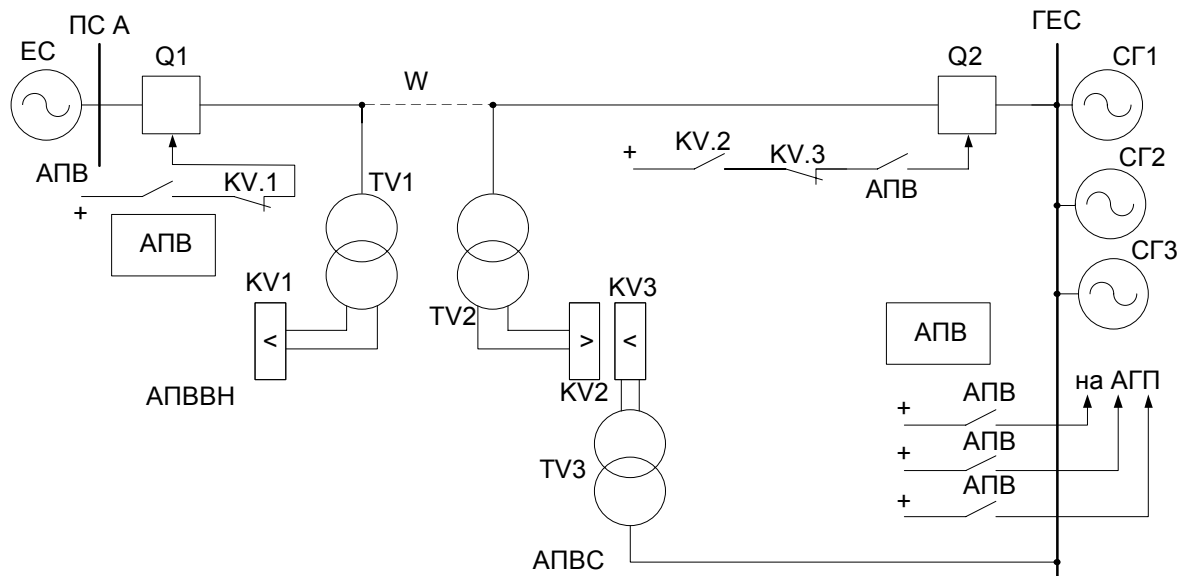


Дано:

- Три вертикальні гідрогенератори Г1, Г2 і Г3 без заспокоюючої обмотки на роторі потужністю $S = 4000$ кВА; напругою $U_H = 6,3$ кВ; $\cos \varphi = 0.85$; $x'_d = 28.0\%$; $x_d = 91\%$; $R_3 = 0.13\%$; $T_{B do} = 2.6$ с працюють на шини генераторної напруги і через підвищуючий трансформатор Т видають всю потужність в мережу.

- Опір підвищують чого трансформатора і мережі, приведеної до потужності одного генератора, $x_c = 20\%$.
- До моменту спаду навантаження кожен з генераторів працював при повному номінальному навантаженні.
- Гідрогенератори вертикальні, гвинтові, поворотно-лопаткові (типу Каплан).
- Час закриття направляючого приладу турбіни $t_{з.н.а} = 4.0c$.
- Коефіцієнт статизму регуляторів швидкості генераторів однаковий: $k_{стат} = 0.05$.
- АГП генераторів виконані по схемі ХТГЗ, в відповідності з чим опір гасіння може бути прийнятим рівним $R_{г.н} = 5R_3$.
- Залишкова напруга при гасінні поля $U_{залишок} = 0.03U_H$

Розв'язання:



Зобразимо схему гідростанції, що видає потужність в систему по одиночних лініях електропередачі, із застосуванням АПВ з самосинхронізацією гідрогенераторів:

- Урівноважуючий струм в момент включення першого генератора:

$$I_{yp} = \frac{U_c}{x'_d + x_c} = \frac{1}{0.28 + 0.20} = 2.083 < 3.5,$$

тобто умова включення генератора по способу самосинхронізації задовольняється.

При включенні одразу за першим генератором другого він буде працювати уже не на систему, а на шини генераторної напруги. В цьому випадку:

$$I_{yp} = \frac{U_c}{x'_d + \frac{x'_d \cdot x_c}{x'_d + x_c}} = \frac{1}{0.28 + \frac{0.28 \cdot 0.20}{0.28 + 0.20}} = 2.521 < 3.5,$$

тобто умова включення генератора по способу самосинхронізації задовольняється.

При включенні одразу за другим генератором третього він буде працювати на шини генераторної напруги і в цьому випадку:

$$I_{yp} = \frac{U_c}{x'_d + \frac{\frac{x'_d \cdot x_c}{x'_d + x_c} \cdot x'_d}{\frac{x'_d \cdot x_c}{x'_d + x_c} + x'_d}} = \frac{1}{0.28 + \frac{\frac{0.28 \cdot 0.20}{0.28 + 0.20} \cdot 0.28}{\frac{0.28 \cdot 0.20}{0.28 + 0.20} + 0.28}} = 2.759 < 3.5$$

2. Визначимо напругу U_{dn} генератора в початковий момент згасання поля.

Струм збудження I_g в відносних одиницях в момент гасіння, що передує зменшенню навантаження, визначимо:

$$I_g = \sqrt{(\cos \varphi)^2 + (I_H x_d + \sin \varphi)^2} = \sqrt{0.85^2 + (1 \cdot 0.91 + 0.5268)^2} = 1.669$$

Побудуємо по даним, що приведені нижче, нормальну характеристику генератора і відклавши по осі абсцис додатній струм збудження при нормальному навантаженні $I_g = 1.678$, знаходимо відрізок $OA = U_0 = 1.24$. Підвищення напруги в момент скиду навантаження:

$$\Delta U_{n.\phi} = \frac{U_0 - \Delta U_{n.\phi}}{\Delta U_{n.\phi}} = \frac{1.24 - 1}{1} \cdot 100 = 24\%,$$

що в Вольтах

$$\Delta U_{n.\phi} = 0.24 \cdot 3810.5 = 914.5B.$$

Із виразу визначимо міжфазну напругу генератора в початковий момент:

$$U_{dn} = U_n + \sqrt{3} \cdot U_{n.\phi} = 6300 + \sqrt{3} \cdot 914.5 = 7884B.$$

Залишкова напруга генератора після гасіння поля:

$$U_{dzal} = 0.015 \cdot U_n = 0.015 \cdot 6300 = 94.5B.$$

Приймаємо залишкову напругу $U_{dzal} = 100B$.

Опір гасіння поля $R_r = 5R_3 = 5 \cdot 0.13 = 0.65\%$, тоді постійну часу гасіння поля визначаємо:

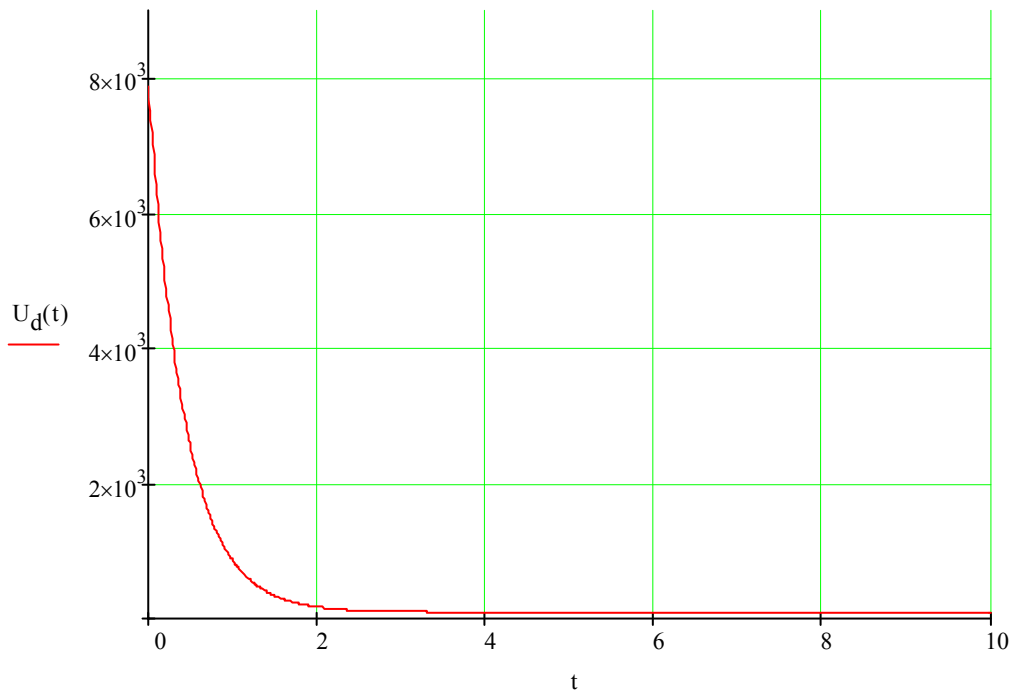
$$T_r = \frac{T_{edo} R_3}{R_r + R_3} = \frac{2.6 \cdot 0.13}{0.65 + 0.13} = 0.43c.$$

Невелика постійна часу гасіння поля значно прискорює процес пониження напруги.

Підставляючи знайдені значення, отримаємо:

$$U_d = (U_{dn} - U_{docm}) e^{\frac{-t}{T_r}} + U_{docm} = (7884 - 100) e^{\frac{-t}{0.43}} + 100 = 7784 e^{\frac{-t}{0.43}} + 100$$

3. Підставляючи у вираз різні значення часу t в секундах, отримуємо відповідні значення напруги. При $t=0$ отримуємо $U_d = 7884B$; при $t = \infty$ напруга $U_d = 100B$. Отримуємо наступну криву $U_d = f(t)$:



4. Визначаємо встановлене перевищення швидкості агрегату після зменшення навантаження, враховуючи, що до зменшення навантаження агрегат працював з навантаженням $P_{сб}$, рівної номінальній P_n , та коефіцієнт статизму $k_c = 0.05$:

$$\Delta n\% = 0.05 \cdot 100 = 5\%$$

При цьому ковзання:

$$s = \frac{n_n - n_{уст}}{n_n} \cdot 100 = \frac{1 - 1.05}{1} \cdot 100 = -5\%$$

Знак «-» вказує на те, що встановлена швидкість обертання агрегату після скиду навантаження буде вищою за синхронну.

Однією з умов включення АПВСС було ввімкнення АГП в момент, коли швидкість обертання агрегату понизиться до значення, при якому ковзання $s = -(1 \div 2)\%$ (вставка реле частоти РЧ). Але оскільки в даному випадку ковзання більше, ніж потрібно, то необхідно відповідним чином подіяти на механізм зміни швидкості турбіни.

5. Для зменшення циклу АПВСС вибираємо спосіб гальмування агрегату після скиду навантаження. Простим ефективним способом гальмування, що був перевірений, є спосіб асинхронного гальмування, при якому генератор включається в мережу при зниженні напруги тільки до $(0.2 \div 0.3)U_n$ і потім приводиться до підсинхронної швидкості за рахунок середнього асинхронного моменту. Але його застосувати не можемо через відсутність прискорюючої обмотки на роторі. Застосовується гідравлічний спосіб гальмування. Час встановлення нормальної швидкості турбіни після скиду навантаження при даному способі гальмування:

$$T_{АПВСС} = 2 \cdot t_{зна} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ с.}$$

6. Момент часу розімкнення контактів реле напруги, $U_d = 0.1 \cdot U_n = 0.1 \cdot 6300 = 630 \text{ В.}$

$$\text{При цьому отримаємо } 630 = 7784e^{\frac{-t}{0.43}} + 100, \text{ звідки } t = -0.43 \cdot \ln \frac{630 - 100}{7784} = 1.155 \text{ с.}$$

Отримане значення часу t можна перевірити графічно, використовуючи криву $U_d = f(t)$.

5.8. Розрахунок диференційного захисту трансформатора

Розрахунок диференційного захисту з реле РНТ-565 двообмоткового трансформатора 6300 кВА за вихідними даними, приведеними на рис.1.

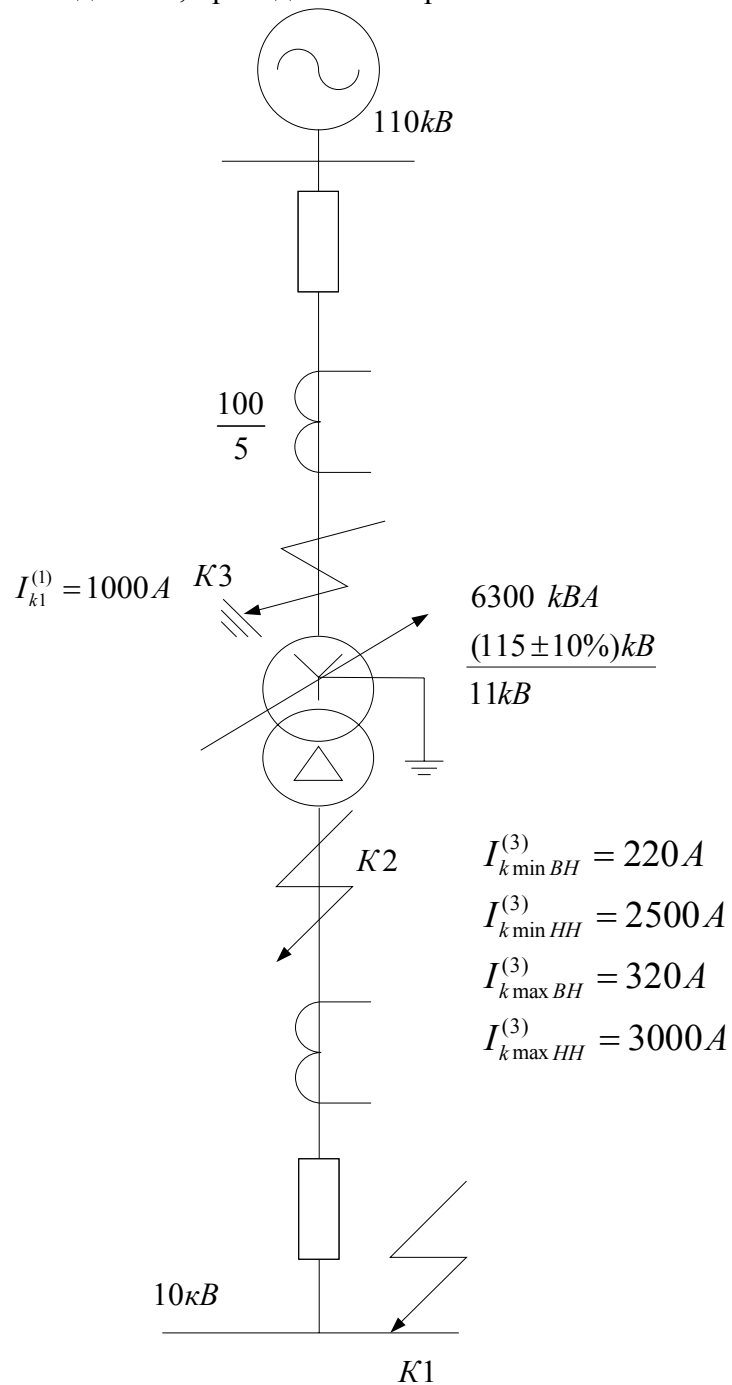




Рис.1

Рішення

1. Розраховуються струми КЗ у відповідності з вказівками п.2-2[5]. Значення струмів КЗ приведені на рис.1
2. Визначаються значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх сторін трансформатора, що захищається (табл.2-5).

Табл.2-5

Визначення вторинних струмів в плечах захисту

| Найменування величини | Числові значення | |
|---|---|---|
| | 115кВ | 11кВ |
| Первинний номінальний струм трансформатора, А | $\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31.7$ | $\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330$ |
| Коефіцієнт трансформатора струму, k_i | $\frac{100}{5}$ | $\frac{400}{5}$ |
| Схема з'єднання обмоток трансформатора струму |  |  |
| Вторинний струм в плечах захисту, А | $\frac{31.7 \cdot \sqrt{3}}{100} = 2.74$ | $\frac{330}{400} = 4.13$ |

3. Визначається первинний струм небалансу [7] без урахування складової $I''_{нб}$, так як невідомо, наскільки точно вдається в ході розрахунку підібрати числа витків НТС реле. У відповідності з виразами (2-35), (2-39), (2-40) [5] первинний струм небалансу, приведений до регулюючої сторони ВН

$$I'_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.1) \cdot 320 = 64 \text{ А}$$
, де $\Delta U_{*\alpha} = \Delta U_{*РПН} = 0.1$ - приймається рівним половині сумарного діапазону регулювання напруги на стороні ВН (рис.1).

4. Визначається попередньо, без врахування $I''_{нб}$, значення струму спрацювання захисту за умовою відлаштування від струму небалансу за (2-36) [5]:

$$I_{с.з} \geq 1.3 \cdot 64 = 83 \text{ А} .$$

За умовою відстройки від кидка струму намагнічування (2-37) [5]

$$I_{с.з} \geq 1.3 \cdot 31.7 = 41.2 \text{ А}$$
, де $I_{ном.тр} = 35 \text{ А}$ і відповідає крайньому (негативному)

положенню регулятора РПН і

$$U_{мін.тр} = U_{ном.тр} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН}) = 115 \cdot (1 - 0.1) = 103.5 \text{ кВ}$$
. Попередньо приймається

$$I_{с.з} = 83 \text{ А}$$
, що відповідає 260% середнього значення $I_{ном.тр}$.

5. Проводиться попередня перевірка чутливості захисту при пошкодженні в зоні його дії.

а) при двофазному КЗ в точці К2 струм пошкодження проходить через трансформатори струму сторони 110кВ, з'єднані в трикутник. В цьому випадку розрахунковий струм в реле диференційного захисту (при двох- чи трьохрелейному виконанні) визначається для схем трикутника з трьома чи

двома реле $I_{p\min} = 1.5 \cdot \frac{220}{20} = 16.5 \text{ А}$. Струми в ланцюгах диференційного

захисту при цьому КЗ представлені на рис.2.22 [7]. Струм спрацювання реле

(попередній) $I_{с.р} = 83 \cdot \frac{\sqrt{3}}{20} = 7.2 \text{ А}$. Попереднє значення коефіцієнта

чутливості (2-38) [7]

$$k_q^{(2)} = \frac{16.5}{7.2} = 2.3 > 2$$

б) при однофазному КЗ в точці К2 струм пошкодження проходить лише по одній фазі і, відповідно, по одному з трансформаторів сторони 110кВ. Тому розрахунковий струм в реле $I_{p\min} = \frac{1000}{20} = 50 A$.

$$k_q^{(1)} = \frac{50}{7.2} = 7.$$

Оскільки в обох випадках $k_q > 2$, розрахунок можна продовжувати.

6. Визначаються числа витків реле з врахуванням того, що на комутаторі реле РНТ-565 можна підібрати практично будь-яке число витків як робочої, так і зрівнювальних обмоток. Розрахунок починається з вибору числа витків неосновної сторони 110кВ, так як ця сторона живлення з регулюючою напругою.

Як видно з табл.2.6, в якій приведені розрахунки, отримане дробове число витків основної обмотки (сторона НН) викликало появу складової $I''_{н.б.}$, що привело до збільшення вибраного струму спрацювання захисту. На збільшення цього струму вплинуло і отримане в п.13 дробове число витків неосновної обмотки (сторона ВН).

Табл. 2-6

Визначення числа витків обмоток НТС до нашого прикладу

| № п/п | Величини і розрахункові вирази | Числові значення |
|-------|--|--|
| 1. | $I_{с.р.неосн}$ (сторона ВН) | 7.2А |
| 2. | $\omega_{неосн.розр} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.неосн}}$ | $\frac{100}{7.2} = 13.9$ вит. |
| 3. | $\omega_{неосн}$ (найближче менше число) | 13 вит. |
| 4. | $I_{с.р.неосн} = \frac{F_{с.р.}}{\omega_{неосн}}$ | $\frac{100}{13} = 7.7 A$ |
| 5. | $I_{с.р.неосн}$ (сторона ВН) | $7.7 \cdot \frac{20}{\sqrt{3}} = 89 A$ |
| 6. | $I_{с.р.осн}$ (сторона НН) | $89 \cdot \frac{115}{11} = 836 A$ |
| 7. | $\omega_{осн.розр} = \omega_{неосн} \cdot \frac{I_{2неосн}}{I_{2осн}}$ | $13 \cdot \frac{2.74}{4.13} = 8.6$ вит |
| 8. | $\omega_{осн}$ (найближче ціле число) | 9 вит |
| 9. | $I'''_{н.б.}$ по (2.41) | $\frac{8.6-9}{8.6} \cdot 320 = 14.9 A$ |
| 10. | $I_{н.б.}$ з урахуванням $I'''_{н.б.}$ по (2.35) | $64 + 14.9 = 78.9 A$ |
| 11. | $I_{с.з.неосн}$ з урахуванням $I'''_{н.б.}$ | $1.3 \cdot 78.9 = 102.5 A > 83 A$ |

7. Коефіцієнт чутливості при КЗ в точці К2 при остаточно вибраних числах витків і струмі спрацювання реле при проходженні струму КЗ по стороні ВН

$$I_{c.p.} = \frac{100}{11} = 9.1A,$$

$$k_q^{(2)} = \frac{I_{pmin}}{I_{c.з}} = \frac{16.5}{9.1} = 1.81.$$

Слід відмітити, що незважаючи на те, що $k_q^{(2)} \approx 2$, захист грубим (300% $I_{ном.тр}$).
Доцільніше використати реле ДЗТ-11 або поміняти типи трансформаторів струму.

Розрахунок повторюється для нового значення $I_{c.з.неосн}$

| | | |
|-----|---|---|
| 12. | $I_{c.p.неосн}$ (сторона ВН) по (1-6) | $102.5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{20} = 8.86A$ |
| 13. | $\omega_{неосн.розр} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p.неосн}}$ | $\frac{100}{8.86} = 11.3$ вит. |
| 14. | $\omega_{неосн}$ (найближче менше число) | 11 вит. |
| 15. | $I_{c.p.неосн} = \frac{F_{c.p.}}{\omega_{неосн}}$ | $\frac{100}{11} = 9.1A$ |
| 16. | $I_{c.p.неосн}$ (сторона ВН) | $9.1 \cdot \frac{20}{\sqrt{3}} = 105A$ |
| 17. | $I_{c.p.осн}$ (сторона НН) | $105 \cdot \frac{115}{11} = 1097A$ |
| 18. | $\omega_{осн.розр} = \omega_{неосн} \cdot \frac{I_{2неосн}}{I_{2осн}}$ | $11 \cdot \frac{2.74}{4.13} = 7.3$ вит |
| 19. | $\omega_{осн}$ (найближче ціле число) | 7 вит |
| 20. | $I'''_{н.б.}$ по (2-41) | $\frac{7.3-7}{7.3} \cdot 320 = 13.2A$ |
| 21. | $I_{н.б.}$ з урахуванням $I'''_{н.б.}$ по (2-35) | $64 + 13.2 = 77.2A$ |
| 22. | $I_{c.з.неосн}$ з урахуванням $I'''_{н.б.}$ | $1.3 \cdot 77.2 = 100A < 105A$ |
| 23. | Остаточно прийняті числа витків: $\omega_{осн} = \omega_{урI}$ (сторона НН) $\omega_{неосн} = \omega_{урII}$ (сторона ВН) | $\left. \begin{array}{l} 7 \text{ вит} \\ 11 \text{ вит} \end{array} \right\}$ Схема включення обмоток НТС реле – рис.2-22 (аналогічно рис.2-20 а [5]) |
| 24. | Перевірка по (2-44) | $4.13 \cdot 7 \approx 2.74 \cdot 11$ |

Розрахунок можна закінчити або використати реле ДЗТ-11 чи поміняти типи трансформаторів струму.

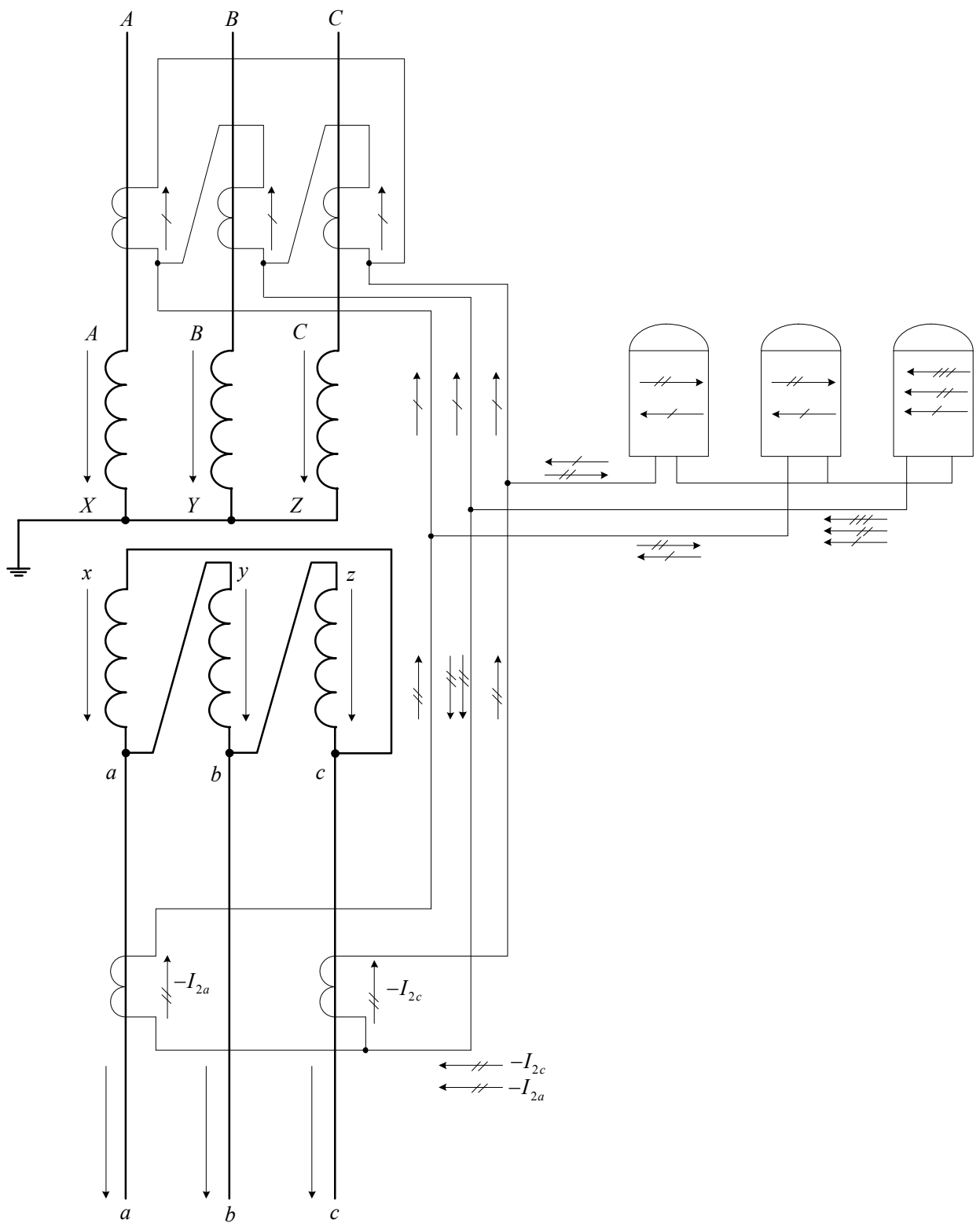


Рис.2 Спрощена схема диференційного захисту трансформатора

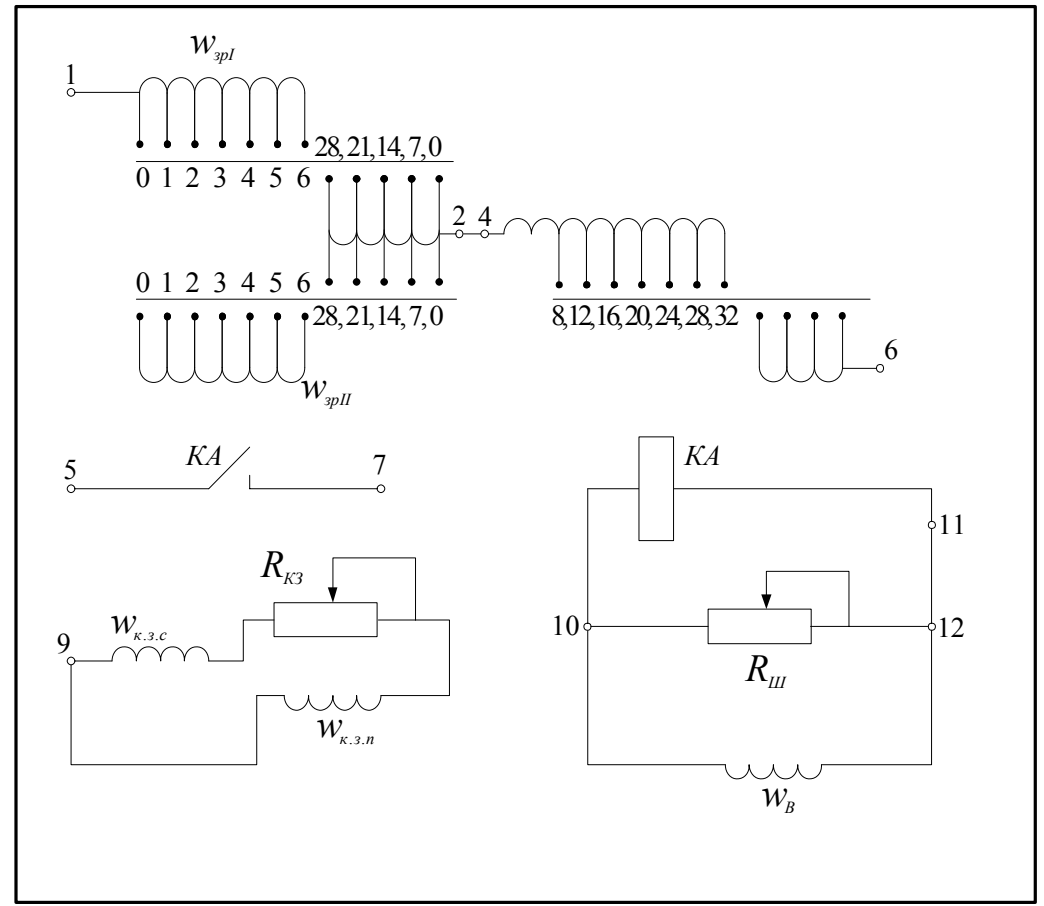
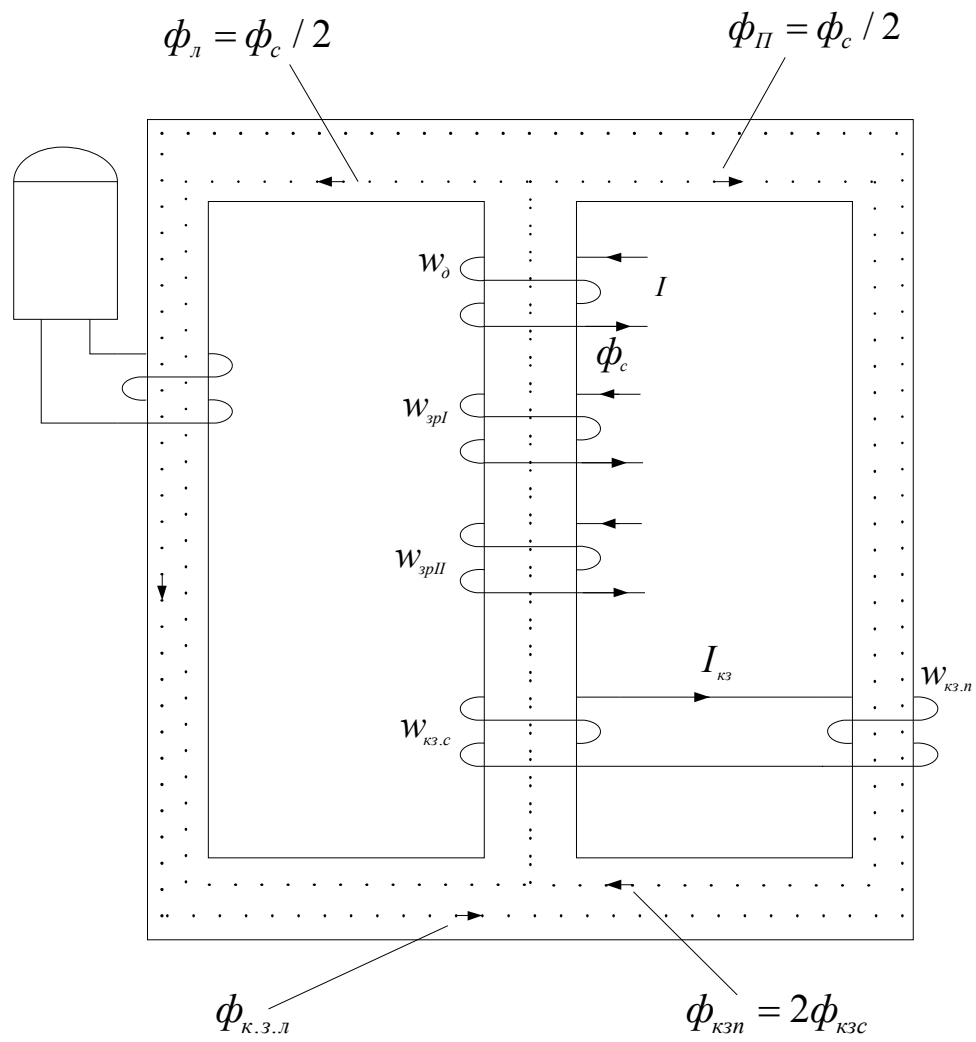


Рис.3. Будова ШНТ

5.9. Розрахунок уставок диференційного захисту з гальмуванням на понижуючих трансформаторах

Вибираються уставки диференційного захисту з гальмуванням (реле ДЗТ-11) двообмоткового трансформатора потужністю 6.3 МВА, 115 ± 16% / 11 кВ.

Розв'язок.

1. Розраховуються струми кз (результати беруться з рис.2.10 [5]).

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = 410 \text{ A};$$

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = 3600 \text{ A};$$

$$I_{к.мін.ВН}^{(3)} = 230 \text{ A};$$

$$I_{к.мін.НН}^{(3)} = 2600 \text{ A}.$$

2. Визначаються середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх сторін трансформатора, що захищається, так, як показано в прикладі 2-9 [5].
3. Вибирається місце встановлення гальмівної обмотки реле ДЗТ-11: плече сторони НН (рис.6.1).
4. Визначається первинний струм небалансу без врахування складової $I_{нб}'''$ по (2-35)[5], (2-39)[5], (2-40)[5]: $I_{нб}''' = (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16) \cdot 410 = 106.5 \text{ A}$.
5. Струм спрацювання захисту вибирається тільки за умовою (2-50)[5] відстроювання від кидка струму намагнічування: $I_{с.з} = 1.5 I_{номТр} = 1.5 \cdot 38 = 57 \text{ A}$, де максимальне значення $I_{номТр}$ приймається за паспортними даними; для прикладу $I_{номТр макс} = 38 \text{ A}$ визначається при $U_{мінТр} = 115 \cdot (1 - 0.16) = 96.6 \text{ кВ}$.
6. Визначаються числа витків обмоток ДЗТ для вирівнювання МРС аналогічно тому, як в прикладі (2-9)[5]. Розрахунки зведені в таблицю 2-6. При цьому треба мати на увазі, що на комутаторі реле ДЗТ-11 можна підібрати практично будь-яке ціле число витків як робочої, так і врівноважуючої обмоток. Розрахунок в табл.2-6 починається з вибору кількості витків для обмотки НТС, що включається в плече ВН, оскільки це сторона регульованої напруги, хоча і з меншим вторинним струмом.
7. Визначається по виразу (2-48)[5] число витків гальмівної обмотки реле ДЗТ-11, необхідне для забезпечення недіяння захисту при зовнішньому кз.

$$\omega_T = \frac{k_n I_{нб} \omega_p}{I_{к.макс.ВН} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1.5 \cdot 116(96,6/11) \cdot 13.3}{3600 \cdot 0.87} = 6.5 \text{ вит.},$$

де ω_p - розрахункове число витків робочої обмотки на тій же стороні, де включена гальмівна обмотка (рис.6.1);

$I_{нб} = 116(96,6/11) = 1010 \text{ A}$, приведеним до сторони НН з допомогою найменшого значення коефіцієнта трансформації, що відповідає крайньому «від'ємному» положенню регулятора РПН, при якому визначаються максимальні струми кз.

8. Визначаються числа витків обмоток ДЗТ для вирівнювання МРС аналогічно тому, як в прикладі (2-9)[5]. Розрахунки зведені в таблицю 2-6. При цьому треба мати на увазі, що на комутаторі реле ДЗТ-11 можна підібрати практично будь-яке ціле число витків як робочої, так і врівноважуючої обмоток. Розрахунок в табл.2-6 починається з вибору кількості витків для обмотки НТС, що включається в плече ВН, оскільки це сторона регульованої напруги, хоча і з меншим вторинним струмом.

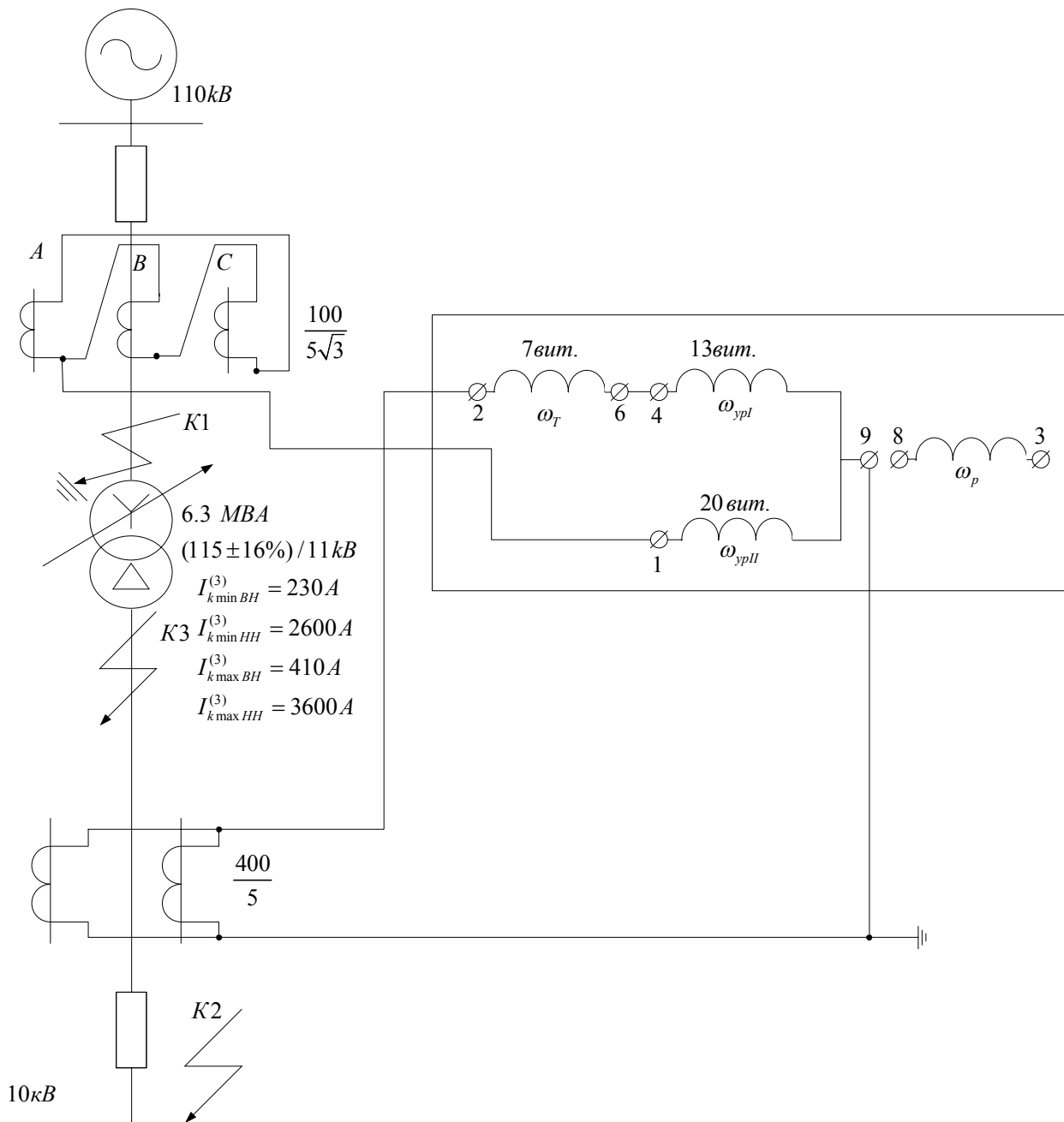


Рис.6.1 Схема включення обмоток реле типу ДЗТ-11 в диференційному захисті двообмоточного трансформатора підстанції.

9. Визначається по виразу (2-48)[5] число витків гальмівної обмотки реле ДЗТ-11, необхідне для забезпечення не діяння захисту при зовнішньому кз.

$$\omega_r = \frac{k_n I_{нб} \omega_p}{I_{к.макс.ВН} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1.5 \cdot 116(96,6/11) \cdot 13.3}{3600 \cdot 0.87} = 6.5 \text{ вит.},$$

де ω_p - розрахункове число витків робочої обмотки на тій же стороні, де включена гальмівна обмотка (рис.6.1);

$I_{нб} = 116(96,6/11) = 1010 \text{ A}$, приведеним до сторони НН з допомогою найменшого значення коефіцієнта трансформації, що відповідає крайньому «від'ємному» положенню регулятора РПН, при якому визначаються максимальні струми кз.

5.10. Розрахунок АВР секційного вимикача

У розрахунках приймаємо, що навантаження секції (обох сторін) однакове, 4 двигуни.

Приклад №1

У розрахунках приймаємо, що навантаження секцій (обох сторін) однакове, 4 двигуни.

Потужність навантаження $P_{\text{н}}$ – це потужність місцевого навантаження обраного фрагменту електричної мережі, напруга навантаження $U_{\text{н}}$ – відповідно обраного фрагменту, $\cos \varphi = 0,89$.

Необхідно розрахувати АВР та перевірити самозапуск електродвигунів.

Вихідні дані

Розглянемо секційний вимикач на 10 кВ:

$$P_{\text{н}} = 20 \text{ МВт}, U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}.$$

Розрахунок

1. Розрахунок витримки часу на розмикання контактів реле однократного включення. Витримка часу вибирається з умов забезпечення надійного включення резервного вимикача й відраховується від моменту зняття живлення з обмотки реле [2, 3, 4].

де $t_{\text{в.в.}}$ - час включення резервного вимикача становить $15 \div 25$;

Δt -запас надійності приймається рівним $0,2 \div 0,3$.

2. Пусковий орган за напругою (ПОН)

Напруга спрацьовування реле мінімальної напруги при виконанні пускового органу обирається так, щоб пусковий орган спрацьовував тільки про повній відсутності напруги і не спрацьовував при пониженій напрузі, що викликана короткими замиканнями або само запуском електродвигунів.

Для виконання цієї умови напруга спрацювання реле мінімальної напруги повинна бути:

де – найменша розрахункове значення залишкової напруги при короткому замиканні;

– найменша напруга при само запуску електродвигунів;

k_n – коефіцієнт надійності: 1.1 – 1.2;

k_B – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Для визначення найменшої залишкової напруги виконують розрахунки струмів при трифазних коротких замиканнях за трансформаторами і розрахунок струмів само запуску електродвигунів [2, 3, 4].

З отриманих напруг спрацювання приймають найменше значення. В більшості випадків обом умовам задовольняє напруга спрацювання, рівна:

де – номінальна напруга електроустановки.

Визначаємо первинну напругу мінімального реле напруги:

Вторинна напруга спрацювання мінімального реле напруги:

де $\frac{n_T 10000}{100}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

Напруга спрацювання для реле максимальної напруги резервного джерела вибирається з умови повернення при мінімальній робочій напрузі [2, 3, 4]:

k_n - коефіцієнт надійності: 1.1 – 1.2;

k_B – коефіцієнт повернення реле: 1.2 – 1.3;

η_T - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги трансформатора напруги.

Таким чином, ,

де – номінальна напруга електроустановки.

Визначаємо первинну напругу максимального реле напруги:

$$=0,65 \cdot 10=6,5 \text{ кВ}$$

Визначаємо вторинну напругу максимального реле напруги:

3. Струм одного двигуна:

$$Z_{e\Omega} \cdot U_{min} \geq 0,7 \cdot U_{min}$$

$$0,75169 \cdot U_{\text{в}} = 0,75169 \cdot 65 = 48,85996 \geq 0,7 \cdot 65 = 45,5$$

Таким чином робимо висновок, що самозапуск двигунів забезпечується.

Визначаємо час спрацювання реле часу пристрою АВР:

де t_v – час увімкнення вимикача резервного джерела;

$$\Delta t = 0,2 - 0,5 \text{ с.}$$

Приклад №2

Дано: $P_H = 850 \text{ кВт}$ (двигун ДАМСО), $U_H = 6 \text{ кВ}$, $\cos \varphi = 0,89$, за умов спрацювання АПВ.

Рішення

Див. також приклад №1.

$$t_{ABP} = t_{32} + \Delta t$$

t_{32} – витримка часу узгодженого робочого джерела АПВ і дорівнює $15 \div 25 \text{ с}$;

$$t_{ABP} = (15 \div 25) + (0,4 \div 0,5) = 15 + 0,5 = 15,5 \text{ с.}$$

$$1) U_{cn} = \frac{U_{c3 \min}}{k_H \times k_V}$$

$$2) U_{cn} = (0,25 \div 0,4) * U_{НОМ} = 0,4 * 100 = 40 \text{ В}$$

$$U_{PH} = U_{cn} / (k_H * k_V) = 40 / (1,25 * 60) = 0,53 \text{ В}$$

Струм одного двигуна ДАМСО

$$I_{HДВ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \times U_{НОМ} \times \cos \phi_2} = \frac{850}{\sqrt{3} \times 6 \times 0,89} = 92 \text{ А}$$

$$Z_{Д} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \times k_{пуск} \times I_{HДВ}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 5,3 \times 92} = 7,1 \quad (\text{Ом}),$$

$$Z_{ЕД} = \frac{Z_{Д}}{N_{дв}} = \frac{7,1}{4} = 1,775 \quad (\text{Ом})$$

$$U_B = U_{HH} * \frac{Z_{\Sigma_{рез}}}{Z_{\Sigma_{рез}}} = 0,48 \text{ В};$$

$$= 0,53 \text{ В}$$

$$1,775 U_{\min} = 1,775 * 0,48 (*0,53) = 0,85 (0,94) U_{\min} \geq 0,7 U_{\min}$$

Самозапуск двигунів забезпечується.

$$t_{KBS1, KBS2} = t_{CB} = t_y + \Delta t = t_y + \Delta t + t_B = t_{KBS1,2} = t_y + t_3 + t_3 = 0,15 + 0,5 + 0,5 =$$

$$1,15 \text{ с},$$

де t_y – час увімкнення вимикача резервного джерела;

$$\Delta t = 0,2 \div 0,5 \text{ с}.$$

5.11. Розрахунок АЧР-1

Дано:

1. В енергосистемі $P_s=300$ МВт з переважаючою потужністю теплових станцій є навантаження таких груп, в долях одиниці:

| | |
|---------------------|-------------|
| першої категорії | $a = 0,2$ |
| другої категорії | $a_1 = 0,2$ |
| третьої категорії | $a_2 = 0,3$ |
| четвертої категорії | $a_3 = 0,3$ |

2. Пристрій частотного розвантаження АЧР-1 виконані по принципіальній схемі, приведений на рисунку.

3. Уставка першої черги пристрою АЧР $f_{спр1} = 48$ Гц, а останньої $f_{спр.N} = 45$ Гц. Всі ступені вибіркості по частоті приймаються рівними між собою.

4. Похибка реле частоти, за даними заводу, приймається $\Delta f_{пox} = 0,15$ Гц.

5. Зниження частоти протягом власного часу спрацювання пристроїв АЧР і вимикачів, приймається $\Delta f_{зниж} = 0,15$ Гц.

6. Частота спрацювання реле частоти додаткової черги $f_{спр.д} = 47$ Гц.

7. В результаті дії пристроїв АЧР-1 частота в енергосистемі повинна відновитися до значення $f_b = 49$ Гц. Подальше підвищення частоти до номінального значення здійснюється за вказівкою диспетчера системи.

Потрібно: визначити число основних черг розвантаження АЧР-1; уставки спрацювання реле частоти основних черг; потужність навантаження, що відключається кожного чергою пристроїв частотного розвантаження, включаючи і додаткову чергу.

Рішення

Щоб знайти кількість черг, потрібно розрахувати ступінь вибіркості. Ступінь вибіркості знаходимо за виразом:

$$\Delta f_{виб} = 2\Delta f_{пox} + \Delta f_{зниж} = 2 * 0,15 + 0,15 = 0,45 \text{ Гц.}$$

Число черг розвантаження визначаємо за формулою:

$$n = (f_{спр1} - f_{спрN}) / \Delta f_{виб} + 1 = (48 - 45) / 0,45 + 1 = 7.$$

Приймаючи розрахункове значення ступеню вибіркості $\Delta f_{виб.розр} = 0,5$ Гц (кратно цілій кількості десятих долей герца), отримуємо такі уставки спрацювання реле частоти, при семи чергах розвантаження:

$$\begin{aligned} f_{спр1} &= 48 \text{ Гц} \\ f_{спр2} &= 47,5 \text{ Гц} \\ f_{спр3} &= 47 \text{ Гц} \\ f_{спр4} &= 46,5 \text{ Гц} \\ f_{спр5} &= 46 \text{ Гц} \\ f_{спр6} &= 45,5 \text{ Гц} \\ f_{спр7} &= 45 \text{ Гц} \end{aligned}$$

Коефіцієнт $k_{нав}$, який характеризує регульовальний ефект навантаження від частоти, знаходимо за формулою:

$$k_{нав} = a_1 + 2 a_2 + 3 a_3 + \dots + n a_n = 0,2 + 2*0,3 + 3*0,3 = 1,7 \text{ (навантаження } a = 0,2 \text{ від частоти не залежить).}$$

Тоді потужність споживачів, що відключається пристроєм АЧР першої черги, визначається за рівнянням:

$$P_{відкл1} \% = 2 * k_{нав} * (f_b - f_{спр1}) = 2 * 1,7 * (49 - 48) = 3,4 \%,$$

відповідно, $P_{відкл1} = (P_{відкл1} \% / 100\%) * P_s$, тобто,

$$P_{відкл1} = (3,4\% / 100\%) * 300 = 10,2 \text{ МВт};$$

Потужності споживачів інших основних черг визначимо за рівнянням:

$$P_{відкл2} \% = 2 * k_{нав} * (f_b - f_{спр2}) * (1 - P_{відкл1} \% / 100) = 2 * 1,7 * (49 - 47,5) * (1 - 3,4/100) = 4,93$$

%

або

$$P_{\text{відкл}2} = 4,93 * \frac{300}{100} = 14,79 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{відкл}3}\% = 2 * k_{\text{нав}} * (f_{\text{в}} - f_{\text{спр}3}) * [1 - (P_{\text{відкл}1} + P_{\text{відкл}2})] = 2 * 1,7 * (49 - 47) * [1 - (\frac{3,4 + 4,93}{100})] = 6,23 \%$$

$$P_{\text{відкл}3} = 6,23 * \frac{300}{100} = 18,72 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{відкл}4}\% = 2 * k_{\text{нав}} * (f_{\text{в}} - f_{\text{спр}4}) * [1 - (P_{\text{відкл}1} + P_{\text{відкл}2} + P_{\text{відкл}3})] = 2 * 1,7 * (49 - 46,5) * [1 - (\frac{3,4 + 4,93 + 6,23}{100})] = 7,26 \%$$

$$P_{\text{відкл}4} = 7,26 * \frac{300}{100} = 21,78 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{відкл}5}\% = 2 * k_{\text{нав}} * (f_{\text{в}} - f_{\text{спр}5}) * [1 - (P_{\text{відкл}1} + P_{\text{відкл}2} + P_{\text{відкл}3} + P_{\text{відкл}4})] = 2 * 1,7 * (49 - 46) * [1 - (\frac{3,4 + 4,93 + 6,23 + 7,26}{100})] = 7,97 \%$$

$$P_{\text{відкл}5} = 7,97 * \frac{300}{100} = 23,91 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{відкл}6}\% = 2 * k_{\text{нав}} * (f_{\text{в}} - f_{\text{спр}6}) * [1 - \sum_1^5 P_{\text{відкл}}] = 2 * 1,7 * (49 - 45,5) * [1 - (\frac{21,82}{100} + \frac{7,97}{100})] = 8,35 \%$$

$$P_{\text{відкл}6} = 8,35 * \frac{300}{100} = 25,05 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{відкл}7}\% = 2 * k_{\text{нав}} * (f_{\text{в}} - f_{\text{спр}6}) * [1 - \sum_1^6 P_{\text{відкл}}] = 2 * 1,7 * (49 - 45) * [1 - (\frac{29,79}{100} + \frac{8,35}{100})] = 8,42 \%$$

$$P_{\text{відкл}7} = 8,42 * \frac{300}{100} = 25,26 \text{ МВт};$$

Сумарна потужність споживачів, яка відключається всіма сімома основними чергами при значних зниженнях частоти, досягає значення:

$$P_{\text{відкл}\Sigma}\% = \sum P_{\text{відкл}N}\% = 3,4 + 4,93 + 6,23 + 7,26 + 7,97 + 8,35 + 8,42 = 46,56 \%,$$

тобто,

$$P_{\text{відкл}\Sigma} = 300 * (46,56 / 100) = 139,68 \text{ МВт};$$

Потужність споживачів, яка відключається додатковою чергою, знаходимо за виразом:

$$P_{\text{відкл}d}\% = 2 * k_{\text{нав}} * (f_{\text{в}} - f_{\text{срд}}) * [1 - \sum_1^i P_{\text{відкл}}] = 2 * 1,7 * (49 - 47) * [1 - (\frac{3,4 + 4,93 + 6,23}{100})] = 5,8 \%$$

$$P_{\text{відкл}d} = 300 * (5,8 / 100) = 17,4 \text{ МВт}.$$

5.12. Визначення часу деіонізації середовища

Дано:

1. По лінії 110 кВ видається в систему великої потужності навантаження $\Delta P = P_{\text{агр}}/P_{\text{ном}} = 0,5$ тобто, 50 %. ($P_{\text{агр}}$ – потужність агрегату. Агрегат – це турбіна і генератор).
2. Постійна часу інерції частин агрегату (турбіни і генератора, що обертаються) $T_j = 10\text{с}$.
3. Граничний кут розходження векторів е. д. с. по кінцях лінії зв'язку $\delta_{\text{пр}} = 70^\circ$.
4. Кут розходження векторів в нормальному (передаварійному) режимі $\delta_{\text{н}} = 20^\circ$.
5. Час спрацювання швидкодіючого захисту $t_3 = 0,08\text{с}$.
6. Час гасіння дуги повітряного вимикача на 110 кВ, $t_{\text{гд}} = 0,08\text{с}$.

Потрібно:

Визначити час деіонізації середовища $t_{\text{дс}}$ за умов збереження стійкості паралельної роботи.

Рішення

Щоб знайти рішення, спираємося на теорію дисципліни "Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах", а саме, рівняння прискорення ротору:

$\alpha_{(0)} = \Delta P_{(0)}/T_j$ – початкове прискорення, що отримує ротор агрегату при зміні потужності (небалансі), $\Delta P_{(0)}$ – початковий небаланс потужності, Δt – інтервал часу (до наступного кроку). Кут, час та постійна інерції – в радіанах.

Також, нам потрібний зв'язок кута, часу та прискорення:

$$\Delta\delta_{(1)} = \alpha_{(0)} * \Delta t^2/2,$$

де $\Delta\delta_{(1)}$ – початкове прирощення кута при зміні потужності.

Підставивши одне в друге, отримуємо

$$\Delta\delta_{(1)} = (\Delta P_{(0)}/T_j) * (\Delta t^2/2).$$

Для практичного розрахунку, нам потрібно перевести кут в електричні градуси, а час та постійну часу – в секунди.

Маємо наступне рівняння:

$$(\omega_0 / 360) * \Delta\delta_{(1)} = (\Delta P_{(0)}/T_j) * (\Delta t^2/2), \text{ звідки}$$

$$\Delta\delta_{(1)} = (360 * f_0 * \Delta t^2 / T_j) * (\Delta P_{(0)}/2)$$

Підставляючи значення складових величин, отримаємо:

$$70^\circ - 20^\circ = 9000 * 1/10 * 0,5 * \Delta t^2, \text{ звідки}$$

$$\Delta t^2 = 0,111,$$

$$\text{отже } \Delta t = 0,333\text{с}.$$

Час безконтактної паузи при ШАПВ, допустимий за умов збереження стійкості з врахуванням:

$$t_{\text{бп}} = t - t_3 = 0,333 - 0,08 = 0,253\text{с}.$$

Допустимий час деіонізації середовища за умов збереження стійкості з врахуванням:

$$t_{\text{дс}} = t_{\text{бп}} - t_{\text{гд}} = 0,253 - 0,08 = 0,173\text{с}.$$

Цей час перекриває з невеликим запасом час деіонізації середовища, необхідний за умов погасання дуги, який, як було вказано вище, для напруги 110кВ дорівнює 0,15с.

Література

1. Правила устройств электроустановок, М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене – Х.: Вид-во «Форт», 2011. 736 с.
3. Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем. Учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. М.: Энергия, 1977.
4. Овчаренко М.І. Элементы автоматических устройств энергосистем в двух книгах. М.: Энергоатомиздат.1995. – кн.1.265с.:ил.кн2 – 272с.:ил.
5. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах К: Вища школа, 2006. – 367 с.: іл.
6. Гизила Е.П. Расчет устройств автоматики энергосистем. К: Вища школа, 1974.
7. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат 1985-176с. ил.
8. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами – Л.: Энергия, 1975 – 411с. с ил.
9. Руководящие указания по релейной защите. Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1985, 96 с.
10. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебн. для электротехн. и эн. вузов и факультетов. М.: Энергия, 1970, 520 с., илл.
11. И.З. ГЛУСКИН, Б.И. ИОФЬЕВ. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Том 1 – М.: «Знак». 2009. 568 с.
12. И.З. ГЛУСКИН, Б.И. ИОФЬЕВ. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Том 2 – М.: «Знак». 2011. 528 с.
13. Барзам А.Б. Системная автоматика. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
14. Автоматика электроэнергетических систем. Под ред. Козиса В.А., Овчаренко Н.И. – М.: Энергоиздат, 1981.
15. Автоматика энергосистем. Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. – М.: Энергоатомиздат., 1991. 240 с.: ил.
16. Баркан Я.О., Орехов Л.А. Автоматизация знергосистем. – М.: Высш.шк. 1981.
17. О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко, Г.П. Касьянов. Релейний захист електричних систем. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту і автоматики електроенергетичних систем. Навч. посіб., 72 с., 2007 р.
18. Овчаренко М.І. Элементы автоматических устройств энергосистем в двух книгах. М.: Энергоатомиздат.1995. – кн.1.265с.:ил.кн2 – 272с.:ил.
19. Гизила Е.П. Расчет устройств автоматики энергосистем. К: Вища школа, 1974.
20. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1985.
21. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат 1985-176с. – ил.
22. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами – Л.: Энергия, 1975 – 411с. с ил.
23. Беркович М.А., Семенов В.А. Основы и автоматика энергосистем. – М., 1984.
24. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Монография.: СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с
25. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем – М. Энергия, 1981.
26. Букович Н.В. Автоматизация процесу пуску та вмикання на параллельну роботу синхронних машин. – Київ: УМКВО, 1992.

27. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М. Высш.шк. 1991.
28. Рожкова Л.Д., Добродеев Е.Д. Электрооборудование тепловых и атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
29. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. 2-е изд. М.: Энергоиздат, 1981.
30. Автоматика электроэнергетических систем. О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; род ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981.
31. Забегалов В.А., Ориов В.Г., Семенов В.А. Автоматизированные системы диспетчерского управления. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
32. Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике. М.А. Беркович, Т.А. Дорошенко, У.К. Курбангалиев и др.; Под ред. В.А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1983.
33. Семенов В.А. Автоматизированные системы диспетчерского управления. М., ВИНТИ, 1985.
34. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
35. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия, 1978.
36. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. М., СПО "Союзтехэнерго", 1983.
37. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.
38. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
39. Підвищення ефективності релейного захисту автотрансформаторів 750 кВ із поздовжньо-поперечним регулюванням. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2011. № 6, стор. 138-141.
40. Касьянов Г. П., Дмитренко А. А., Гримуд А. Г., Заколяжний В.В. Модель автотрансформатора для исследования релейной защиты. // Вісник ХНУ 2006, №2 Т2(79)
41. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт. Проектування та експлуатація систем керування та протиаварійної автоматики електроенергетичних систем. Для спеціальності: 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка", спеціалізація "Системи управління виробництвом та розподілом електроенергії".// Укладачі: В.В.Заколяжний, В.С. Гулий, О.О.Дмитренко – К.: НТУУ "КПІ", 2017.- 70 с.
42. Методичні вказівки до виконання практичних робіт. Проектування та експлуатація систем керування та протиаварійної автоматики електроенергетичних систем. Для спеціальності: 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка", спеціалізація "Системи управління виробництвом та розподілом електроенергії".// Уклад.: В.В. Заколяжний – К.: НТУУ "КПІ", 2017.- 70 с.
43. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 160 с.
44. Автоматизация электроэнергетических систем: Учеб. пособие для вузов / О.П. Алексеев, В.Л. Козис, В.В. Кривенков и др.; Под ред. В.П Морозкина, Д. Энгелаге. – М.: Энергоатомиздат, 1994.

Інформаційні електронні ресурси

1. Расчет уставок АВР [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://bookzooka.com/book/355-avtomatika-yelektricheskix-stancij-av-vishtibeev/7-22-raschet-ustavok-avr.html>
2. Расчет уставок местного АВР [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://raschet.info/raschet-ustavok-mestnogo-avr/>
3. Виробниче об'єднання "Київприлад", МРЗС-05-01, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kievpribor.com.ua/rus/download.htm> – 2014р.
4. Микропроцессорные устройства РЗА серии УЗА-10, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.emvcorp.com> – 2014р.
5. АВВ, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://new.abb.com/ua> – 2014р.
6. Alstom, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.alstom.com> – 2014р.
7. Areva, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.areva.com/> – 2014р.
8. Siemens, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.downloads.siemens.com> – 2014р.
9. Schneider Electric, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.schneider-electric.com/> – 2014р.