

Українська державна академія залізничного транспорту

МЕХАНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра "Автоматизовані системи електричного транспорту"

Практикум

до проведення практичних занять з дисципліни

«Тягові та трансформаторні підстанції»

Харків 2015

Практикум розглянуто та рекомендовано до друку на засіданні кафедри автоматизованих систем електричного транспорту 06 жовтня 2014 р. протокол № 3.

Рекомендується для студентів спеціальності "Електричні системи та комплекси транспортних засобів" усіх форм навчання.

Укладачі
доц. О.Д. Супрун,
асист. Ю.О. Семененко

Рецензент
проф. А.П.Фалендиш

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Загальні положення.....	5
1.1 Вибір кількості й потужності силових трансформаторів тягових підстанцій.....	7
1.2 Вибір головної схеми тягової підстанції.....	11
1.3 Загальні питання вибору електричних апаратів і струмоведучих частин.....	14
1.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	23
2 Вибір основного обладнання розподільного устаткування...	29
2.1 Вибір вимикачів.....	29
2.2 Вибір вимикачів навантаження.....	34
2.3 Вибір роз'єднувачів, віддільників та короткозамикачів.	34
2.4 Вибір трансформаторів струму.....	35
2.5 Вибір трансформаторів напруги.....	39
2.6 Вибір реакторів для обмеження струмів КЗ.....	40
2.7 Вибір низьковольтних апаратів.....	43
3 Вибір струмоведучих частин і ізоляторів розподільних пристроїв.....	46
3.1 Вибір струмоведучих частин.....	46
3.2 Вибір шинних ізоляторів.....	52
Список літератури.....	54
Додаток А.....	55
Додаток Б.....	56
Додаток В.....	59
Додаток Г.....	62
Додаток Д.....	66
Додаток Е.....	67

ВСТУП

Метою контрольної роботи є закріплення теоретичних знань, отриманих при вивченні курсу, набуття досвіду і навичок проектної та конструкторської роботи.

Практикум призначений для полегшення роботи студентів при виконанні контрольної роботи, а також може бути корисним при виконанні курсового проекту з дисципліни «Тягові та трансформаторні підстанції» та під час дипломного проектування. Змістом його є вибір обладнання знижувальних підстанції залізничного транспорту.

У процесі навчального проектування необхідно виконати ряд робіт, основними з яких є:

1) підготовка вихідної інформації. Вихідну інформацію слід розділити на зовнішню й внутрішню. Джерелом зовнішньої інформації є параметри системи (рівні напруги, потужність короткого замикання, конфігурація й т.п.); параметри навантаження.

Внутрішню інформацію одержують у процесі проектування. Так, наприклад, при виборі трансформаторів необхідно попередньо визначити розрахункову потужність, передану через трансформатори, для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно знати струми в робочих і аварійних режимах;

2) проектування головної електричної схеми. Головною електричною схемою називають схему електричних і трансформаторних з'єднань між її основними елементами, пов'язаними з виробництвом, перетворенням і розподілом електроенергії. Головна електрична схема визначає основне електроустаткування й експлуатаційні властивості електроустановки. Тому поняття "головна електрична схема" переносять на саму електроустановку. Звідси значить, що під проектуванням головної електричної схеми розуміють проектування самої установки;

3) проектування електроустановки власних потреб (ВП): визначення споживачів ВП і розрахунок їхньої потужності, вибір джерел живлення ВП, розроблення схеми електропостачання ВП (включаючи вибір електричних апаратів), розрахунок

самозапуску електродвигунів ВП, проектування кабельного господарства, проектування установки постійного струму;

4) розроблення конструкції розподільного пристрою: компонування електротехнічних пристроїв, захист від перенапруг і заземлення.

Із всієї сукупності питань, розв'язуваних при проектуванні електричної частини тягових підстанцій, особливе місце займає вибір апаратів, струмоведучих частин і ізоляторів. Цьому питанню й присвячений даний посібник.

Ці методичні вказівки призначені для полегшення роботи студентів при виконанні контрольної роботи з дисципліни «Електропостачання залізниць та метрополітенів» а також можуть бути корисними при виконанні курсового проекту з дисципліни «Тягові та трансформаторні підстанції» та під час дипломного проектування.

Звертаємо увагу на те, що ця робота, крім глибоких знань і механічного виконання розрахунків, потребує значного елемента творчості. Це стосується в першу чергу вміння вибору найбільш сучасного й надійного обладнання, користуючись не тільки навчальною літературою, а й довідковими матеріалами провідних українських і зарубіжних виробників.

Великий простір для творчості існує щодо компонування обладнання в розподільних пристроях тягових та трансформаторних підстанціях, де не завжди слід використовувати типові схеми. Головне щоб прийняті рішення відповідали вимогам існуючих Правил улаштування систем тягового електропостачання України.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

При виборі обладнання трансформаторних підстанцій слід керуватися “Нормами технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6– 750 кВ [3]”. Ці норми розвивають і доповнюють вимоги “Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) стосовно специфіки підстанцій (ПС).

Норми поширюються на споруджувані і ПС, які реконструюються, і є обов'язковими при проектуванні.

При реконструкції ПС допускаються обґрунтовані відступи від норм, що враховують існуючі схеми електричних з'єднань, склад і компонування устаткування, конструкцію будівель і допоміжних споруд, однак, ці відступи не поширюються на вимоги техніки безпеки, пожежо- і вибухобезпеки, промислової санітарії, екології.

Вибір обладнання тягових підстанцій, як правило, виконують з використанням таких даних: вимог щодо приєднання ПС до системи зовнішнього електропостачання; вимог з підключення до інженерних мереж і комунікацій; архітектурно-планувальних вимог; навантаження системи тягового електропостачання та пристроїв електропостачання нетягових залізничних споживачів з розподілом за етапами розвитку ПС, напругами і категоріями надійності; про номінальні напруги трансформаторів; щодо попередніх даних про число і потужність трансформаторів; вимог до схеми електричних з'єднань ПС; необхідності і способів регулювання напруги на шинах ПС; необхідності, виду та кількості джерел реактивної потужності; про число, конструктивне виконання і навантаження ліній електропередачі, що відходять; режимів заземлення нейтралей трансформаторів; про число, потужність і схему приєднання шунтуючих реакторів та інших захисних засобів для обмеження перенапруг у мережах 110 кВ і вище; необхідності установлення автоматичного частотного розвантаження; вимог до системної автоматики; вимог до засобів диспетчерського і технологічного керування; вимог до автоматизованих систем керування і діагностики; вимог до обліку електроенергії; розрахункові значення струмів короткого замикання з урахуванням розвитку мереж і генеруючих джерел на термін не менше 10 років від дати очікуваного введення ПС в експлуатацію; необхідності і способів плавлення ожеледі на проводах і тросах повітряних ліній, що відходять від ПС; кліматичні умови в районі розміщення ПС; рівень забруднення атмосфери в районі розміщення проекрованої ПС.

Джерелами вихідних даних можуть бути схеми зовнішнього електропостачання тягових підстанцій; технічні умови електротягової системи; технічне завдання замовника та ін.

У навчальному проекті усі вимоги визначаються завданням.

1.1 Вибір кількості й потужності силових трансформаторів тягових підстанцій

Основне обладнання завжди прагнуть вибрати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість максимальної індустріалізації будівництва й ремонту, а також скорочується кількість обслуговуючого персоналу. До основного обладнання тягових та трансформаторних підстанцій варто віднести трансформатори.

Вибір трансформаторів містить у собі визначення числа, типу й номінальної потужності трансформаторів, структурної схеми проекрованої електроустановки.

Згідно з [2], на тягових підстанціях приймається, як правило, установлення двох силових трансформаторів. Установлення більш двох трансформаторів передбачається на тягових підстанціях стикування, а також можливе при: необхідності двох середніх напруг на ПС; відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності; відповідних обґрунтуваннях.

Вибір номінальної потужності трансформатора провадять із обліком його навантажувальної здатності. У загальному випадку умова вибору потужності трансформатора має вигляд

$$S_p \leq S_{ном} \cdot k_n, \quad (1.1)$$

де S_p – розрахункова потужність;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора;

k_n – припустимий коефіцієнт перевантаження.

При визначенні S_p приймається до уваги навантаження на п'ятий рік, якщо вважати від кінця спорудження електроенергетичного об'єкта, причому враховується перспектива подальшого його розвитку на 5–10 років уперед.

Число трансформаторів на підстанції вибирають залежно від потужності й категорії безперебійності споживачів, а також наявності резервних джерел живлення в мережах середньої й нижчої напруг.

Від тягової підстанції живляться нетягові споживачі всіх трьох категорій, і живлення від системи підводиться лише з боку ВН, за умовою надійності потрібне установлення двох трансформаторів.

На підстанціях стикування може виявитися економічно доцільним установлення трьох, чотирьох трансформаторів.

На однострансформаторних підстанціях номінальну потужність трансформатора вибирають із урахуванням можливості систематичних перевантажень

$$S_{ном} \geq \frac{Sp}{k_{н.сум}}, \quad (1.2)$$

де

$$Sp \geq \frac{P_{max}}{\cos \varphi}; \quad (1.3)$$

P_{max} – максимальне навантаження найбільш завантаженої обмотки трансформатора на 5-й рік, якщо вважати з моменту введення першого трансформатора.

При установленні на підстанції більше одного трансформатора (у загальному випадку N_T) розрахунковим є випадок відмови одного із трансформаторів, а трансформатори, що залишилися в роботі, з урахуванням їхнього аварійного перевантаження, повинні передавати всю необхідну потужність

$$Sp = \frac{P_{max}}{\cos \varphi \cdot (N_T - 1)} \leq S_{ном} \cdot k_{нав}. \quad (1.4)$$

Відповідно до вимог Держстандарту 14209-97 в аварійних умовах допускається робота трансформаторів (з будь-якою системою охолодження) незалежно від температури навколишнього середовища впродовж п'яти діб за графіком з навантаженням першого ступеня не вище 0.9 і навантаженням другого ступеня до 1.4 номінальної потужності; при цьому тривалість другого ступеня не повинна перевищувати шість годин. Відповідно до цього при попередньому визначенні потужності силових трансформаторів слід прийняти $k_{нав} = 1.4$. Визначену таким способом потужність трансформатора треба

уточнити з урахуванням графіка навантаження. Таке перевантаження припустиме впродовж не більше п'яти діб за умови, якщо коефіцієнт початкового навантаження не більше 0,93, а тривалість максимуму навантаження не більше шести годин на добу.

На тягових підстанціях передбачається живлення електроприймачів усіх категорій і відсутність резервування по мережі низької напруги, у зв'язку з чим установа двох трансформаторів є обов'язковим. Потужність трансформаторів вибирають так, щоб при відключенні одного з них на час ремонту або заміни трансформатор, що залишився в роботі, забезпечував живлення навантаження з урахуванням довгостроково припустимого перевантаження.

Визначену таким способом потужність трансформатора треба уточнити з урахуванням графіка навантаження. Для цього заданий графік навантаження підстанції перетворюється в еквівалентний двоступінчастий. Перетворення графіка виконують в такій послідовності:

- кожен ділянку графіка підрозділяють на ступені такої тривалості, в межах яких має місце незначна зміна навантаження. Для кожного такого ступеня вибирають середнє навантаження;
- на заданому графіку навантаження проводять горизонтальну лінію з ординатою, рівною потужності попередньо обраного трансформатора $S_{н.т.}$;
- перетинанням цієї лінії з вихідним графіком виділяють ділянку перевантаження тривалістю h' ;
- визначають початкове навантаження еквівалентного графіка за формулою

$$S_{н.т.} = \frac{S_1 t_1 + S_2 t_2 + \dots + S_n t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}, \quad (1.5)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіка ($S_1, S_2, \dots, S_n \leq S_{н.т.}$);

t_1, t_2, \dots, t_n – тривалість відповідного ступеня, год;

- визначають попереднє значення коефіцієнта перевантаження еквівалентного графіка

$$\sum_{i=1}^n \frac{S'_i \cdot h_i}{S_{н.т.}} \leq 1, \quad (1.6)$$

де S'_1, S'_2, \dots, S'_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіка ($S'_1, S'_2, \dots, S'_n > S_{н.т.}$);

h_1, h_2, \dots, h_n – тривалість відповідних ступенів, год.

Ділянку перевантаження знаходять перетинанням лінії номінальної потужності трансформатора з вихідним графіком.

Потім слід порівняти попереднє значення коефіцієнта перевантаження k_2' зі значенням максимального коефіцієнта перевантаження

$$k_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{н.т.}}. \quad (1.7)$$

Якщо $k_2' \geq 0,9 k_{\max}$, то треба прийняти коефіцієнт перевантаження $k_2 = k_2'$; якщо ж $k_2' < 0,9 k_{\max}$, то приймають $k_2 = 0,9 k_{\max}$, при цьому коригується час перевантаження за формулою

$$h = \frac{(k_2')^2 \cdot h}{(0,9 k_{\max})^2}, \quad (1.8)$$

де $h' = h_1 + h_2 + \dots + h_n$.

Отримані значення k_2 і h порівнюють із приведеними у стандарті [3, таблиці П 4.1– П.4.14; 6, таблиця 1.36]. Якщо розраховані значення не перевищують наведених у стандарті, то трансформатор, за умовою найбільших навантажень, вибраний правильно.

При виборі треба враховувати еквівалентну температуру навколишнього середовища $\theta_{охл}$ і систему охолодження обраного трансформатора.

Обраний за допустимістю аварійного перевантаження в зимовий період трансформатор необхідно перевірити на допустимість систематичного перевантаження в літній період при ремонті другого трансформатора.

Методика перевірки за систематичним навантаженням аналогічна вищенаведеним.

1.2 Вибір головної схеми тягової підстанції

Головна схема електричних з'єднань підстанцій – це сукупність основного електроустаткування (трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними з'єднаннями.

Обрана головна схема є вихідною при складанні принципівих схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань і т.д.

Вибір головної схеми є основним при проектуванні, тому що вона визначає повний склад елементів і зв'язків між ними.

Головна схема електричних з'єднань підстанцій вибирається з урахуванням схеми розвитку електричних мереж енергосистеми або схеми електропостачання району.

За способом приєднання до мережі всі підстанції можна розділити на опорні, тупикові, відгалужувальні, транзитні .

Тупикова підстанція – це підстанція, що одержує електроенергію від однієї електроустановки по одній або декількох паралельних лініях (рисунок 1.1, а).

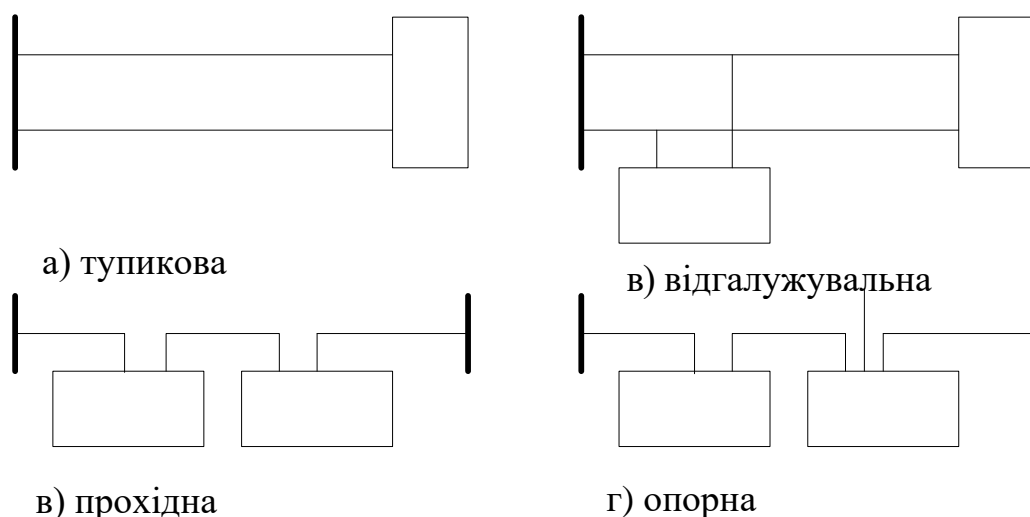


Рисунок 1.1 – Класифікація підстанцій за способом приєднання їх до зовнішньої системи електропостачання

Опорна підстанція – підстанція, яка отримує живлення від мережі зовнішнього електропостачання по трьох і більше лініях електропередачі напругою 110, 154 або 220 кВ (рисунок 1.1, г).

Проміжні підстанції – підстанції, які одержують живлення від мережі зовнішнього електропостачання між опорними підстанціями: на відпайках (рисунок 1.1, б), яка одержує живлення по відгалуженнях від ліній електропередачі, і транзитна (рисунок 1.1, в), яка ввімкнена в розсічку однієї лінії електропередачі.

Тупикова підстанція (рисунок 1.1, а) – підстанція, яка одержує живлення по лініях електропередачі від шин іншої (тягової або районної) підстанції.

Схема підстанцій узгоджується з призначенням і способом приєднання до живильної мережі і повинна:

- забезпечувати надійність електропостачання споживачів підстанції і перетоків потужності по міжсистемних і магістральних зв'язках у нормальному й післяаварійному режимах;

- враховувати перспективу розвитку;

- допускати можливість розширення;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики;

- забезпечувати можливість проведення ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань.

При цьому треба використовувати найпростіші схеми електричних з'єднань.

Для споруджуваних тягових підстанцій повинні застосовуватись схеми РП, передбачені [2]. Використання схем, відмінних від наведених, допускається при реконструкції підстанцій і наявності обґрунтування.

Для тягових підстанцій слід застосовувати схеми, які мають, згідно з [3], шифри 110-1 (рисунок 1.2, а), 110-2 (рисунок 1.2, б), 110-3 (рисунок 1.2, в), 110-4 (рисунок 1.2, г).

Схему 110-1 (два блоки: лінія-трансформатор з роз'єднувачами) застосовують для тупикових підстанцій, що живляться лініями без відгалужень. При цьому трансформатор повинен бути охоплений лінійним захистом з боку живлення або передбачена передача імпульсу теле відключення.

Схему 110-2 (два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній) застосовують для тупикових і відгалужувальних підстанцій.

Схему 110-3 (місток з вимикачами в колі ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній) застосовують для прохідних ПС при необхідності секціонування ліній.

Схему 110-4 (місток з вимикачами в колі трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів) також застосовують для прохідних ПС при необхідності секціонування ліній і збереження транзиту при пошкодженні трансформатора.

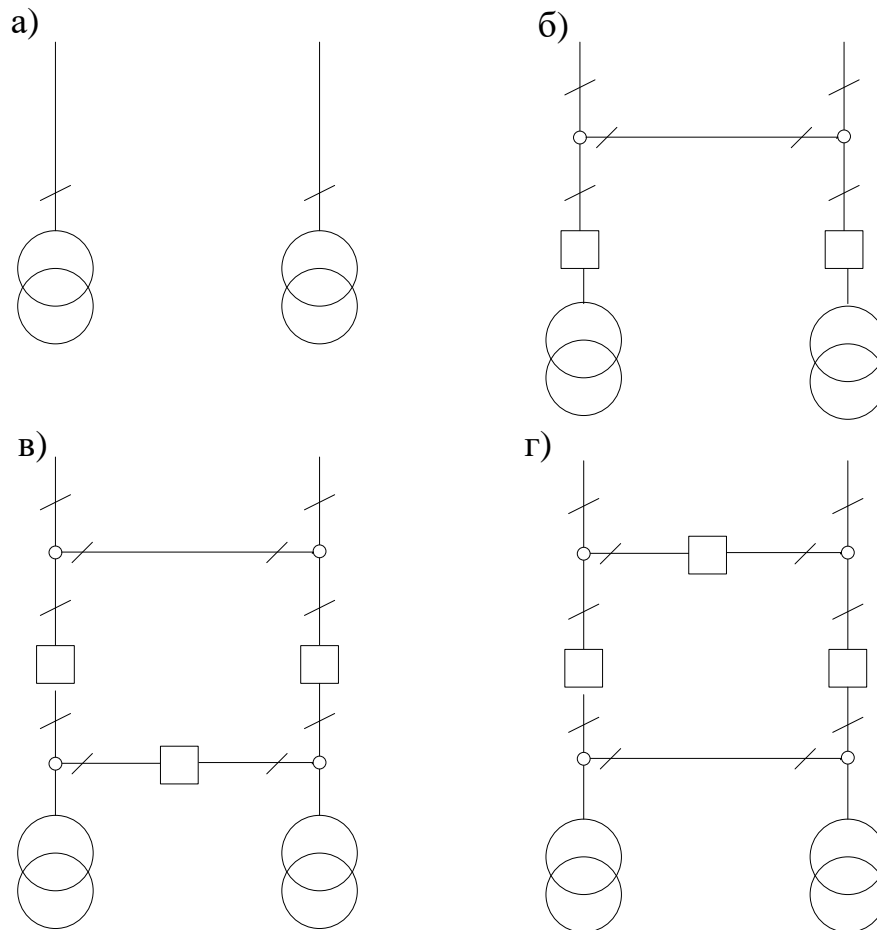


Рисунок 1.2 – Схеми розподільних установок підстанцій, що рекомендуються

Усі зазначені вище схеми використовують при потужності силових трансформаторів до 63 МВА включно.

На боці 10 кВ слід застосовувати схему з однією або двома (якщо обмотка силового трансформатора розщеплена) одиночними секціонованими вимикачами системами шин (10-1 або 10-2) [3].

1.3 Загальні питання вибору електричних апаратів і струмоведучих частин

Всі електричні апарати, струмоведучі частини й ізолятори на підстанціях повинні бути обрані за умовами тривалої роботи й перевірені за умовами короткого замикання відповідно до вказівок "Правил пристроїв електроустановок" [4].

Вибір апаратів і струмоведучих частин для проектованої установки починають із визначення за заданою електричною схемою розрахункових умов, а саме: розрахункових робочих струмів приєднань, розрахункових струмів короткого замикання і т.д.

Розрахункові величини зіставляють із відповідними номінальними параметрами апаратів і струмоведучих частин, обраними за каталогами і довідниками.

При виборі апаратів необхідно враховувати рід установки (зовнішня або внутрішня), температуру навколишнього повітря, вологість і забруднення приміщення, а також габарити, вагу, вартість апарата, зручність його розміщення в розподільному пристрої.

Розрізняють такі (таблиця 1.1) напруги електричних мереж і приєднаних до них джерел і приймачів електричної енергії в установках вище 1000 В: номінальна міжфазна напруга $U_{ном}$, найбільша робоча напруга U_{max} і середня робоча напруга $U_{ср}$, кВ.

Таблиця 1.1 – Напруги електричних мереж і приєднаних до них джерел і приймачів електричної енергії в установках вище 1000 В

$U_{ном}, В$	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_{ср}, В$	3,15	6,3	10,5	21	37	115	154	230	340	515	770
$U_{max}, В$	3,6	7,2	12	24	40,5	126	172	252	363	525	787

Ізоляція електричних апаратів і кабелів повинна відповідати номінальній напрузі установки U_y , для чого повинна бути виконана умова

$$U_y \leq U_{ном} \quad (1.9)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга апарата або кабелю.

Розрахункові умови для вибору провідників і апаратів за тривалими режимами роботи

Тривалий режим роботи електротехнічного пристрою – це режим, що триває не менш ніж необхідно для досягнення сталої температури його частин при незмінній температурі охолоджувального середовища.

Тривалий режим має місце, коли електроустановка перебуває в одному з таких режимів: нормальному, ремонтному, післяаварійному.

Нормальний режим передбачений планом експлуатації. У нормальному режимі функціонують всі елементи даної електроустановки, без змушених відключень і без перевантажень. Струм навантаження в цьому режимі може мінятися залежно від графіка навантаження.

Для вибору апаратів і провідників варто приймати найбільший струм нормального режиму $I_{\text{норм}}$.

Ремонтний режим – це режим планових профілактичних і капітальних ремонтів. У цьому режимі частина елементів електроустановки відключена, тому на елементи, що залишилися в роботі, лягає підвищене навантаження. При виборі апаратів і провідників необхідно враховувати це підвищення навантаження до $I_{\text{рем.мах}}$.

Післяаварійний режим – це режим, у якому частина елементів електроустановки вийшла з ладу або виведена в ремонт внаслідок аварійного відключення. При цьому режимі можливе перевантаження елементів, що залишилися в роботі, електроустановки струмом $I_{\text{пав.мах}}$.

Із двох останніх режимів вибирають найбільш важкий, коли в елементі електроустановки проходить найбільший струм $I_{\text{мах}}$.

Таким чином, розрахунковими струмами тривалого режиму є:

$I_{\text{норм}}$ – найбільший струм нормального режиму;

$I_{\text{мах}}$ – найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму.

Розрахункові умови нормального й максимального режимів цілком індивідуальні для кожного з'єднання та вимагають конкретного аналізу.

Розглянемо, як визначаються розрахункові струми для деяких випадків.

Коло двохобмоткового трансформатора на підстанції. На боці ВН і НН розрахункове навантаження визначають, як правило, з урахуванням установлення в перспективі трансформаторів такої за шкалою ДЕРЖСТАНДАРТУ номінальної потужності $S'_{\text{НОМ.Т}}$:

$$I_{\text{НОРМ}} = (0,65 \dots 0,7) \cdot \frac{S'_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (1.10)$$

$$I_{\text{МАХ}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot \frac{S'_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}. \quad (1.11)$$

Коло трьохобмоткового трансформатора на підстанції. На боці ВН розрахункові струми визначають так само, як для двохобмоткового трансформатора на підстанції. На боці СН при двох установлених трансформаторах

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{S'_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (1.12)$$

$$I_{\text{МАХ}} = 2 \cdot I_{\text{НОРМ}}, \quad (1.13)$$

де S'_H – перспективне навантаження на боці СН на 10-річний період.

Коло автотрансформатора на підстанції. На боці ВН і СН розрахункові струми визначають, як для ланцюга двохобмоткового трансформатора на підстанції, тому що автотрансформатор може бути використаний для зв'язку двох систем і перетікань потужності як із ВН у СН, так і у зворотному напрямку. На боці НН розрахункові струми визначають за перспективним навантаженням

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{S'_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (1.14)$$

$$I_{\text{МАХ}} = 2 \cdot I_{\text{НОРМ}}, \quad (1.15)$$

де S'_n – перспективне навантаження на стороні НН на 10-літній період [8].

Коло лінії. Якщо лінія одиночна радіальна, то $I_{\text{норм}} = I_{\text{max}}$ визначається за найбільшим навантаженням лінії.

Для n паралельних ліній

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{наб}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.16)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}}, \quad (1.17)$$

де $S_{\text{наб}}$ – найбільша потужність споживачів, приєднаних до ліній.

Найбільший струм ремонтного або післяаварійного режиму I_{max} для паралельних ліній виникає при відключенні однієї з них.

Збірні шини, коло секційних, шиноз'єднувальних вимикачів. Струм нормального режиму визначається з обліком струморозподільвача по шинах при найбільш несприятливому експлуатаційному режимі. Такими режимами є: відключення частини генераторів, переведення ліній, що відходять, на одну систему шин, а джерел живлення на іншу. Зазвичай струм, що проходить по збірних шинах, секційному або шиноз'єднувальному вимикачам, не перевищує I_{max} найбільш потужного генератора або трансформатора, приєданого до цих шин.

Коло групового здвоєного реактора. В нормальному режимі обмотки реактора завантажені рівномірно. Найбільший струм нормального режиму визначається за навантаженням приєднаних споживачів

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1.18)$$

В післяаварійному або ремонтному режимі при відключенні однієї зі споживчих ліній, приєднаних до реактора, навантаження іншої обмотки може, відповідно, зрости

$$I_{\max} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}}, \quad (1.19)$$

де n – число ліній, приєднаних до однієї обмотки реактора.

При правильно обраному реакторі I_{\max} не перевищує номінального струму його обмотки. Отже, умова вибору за тривалим нагріванням:

для апаратів

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (1.20)$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (1.21)$$

для шин та кабелів

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (1.22)$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм апарата;

$I_{\text{доп}}$ – довгостроково припустимий струм провідника.

Номінальний струм апаратів $I_{\text{ном}}$ нормований при температурі навколишнього середовища $\theta_{\text{о.ном}} = 35^\circ\text{C}$, струм $I_{\text{доп}}$ – за температури навколишнього середовища $\theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ або при температурі землі $\theta_{\text{о.ном}} = 15^\circ\text{C}$ (для кабелів). Якщо дійсна температура навколишнього середовища θ_0 відмінна від номінальної температури $\theta_{\text{о.ном}}$, то варто зробити перерахунок номінального струму за співвідношеннями:

для апаратів

$$I'_{\text{ном}} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о.ном}}}}, \quad (1.23)$$

для шин і кабелів

$$I'_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}}, \quad (1.24)$$

де $I'_{\text{ном}}$ й $I'_{\text{доп}}$ – номінальний і довгостроково припустимий струм при температурі навколишнього середовища θ_0 ;

$\theta_{\text{доп}}$ – тривало припустима температура апарата або провідника.

Електричні апарати й шинні конструкції розподільних пристроїв повинні бути перевірені на електродинамічну й термічну стійкість. Апарати, що вимикають (вимикачі, запобіжники) перевіряють, крім того, за здатністю, що вимикає. Для цього необхідно визначити розрахункові струми короткого замикання, попередньо склавши розрахункову схему й намітивши розрахункові крапки короткого замикання.

При складанні *розрахункової схеми* для вибору апаратів і провідників одного ланцюга вибирають режим установки, при якому в цьому колі буде найбільший струм короткого замикання. При цьому не враховуються режими, не передбачені для тривалої експлуатації (наприклад, короткочасна паралельна робота резервного й робочого трансформатора власних потреб й ін.).

Як *розрахункову точку* короткого замикання варто приймати точку, при ушкодженні в якій через обраний апарат або провідник буде протікати найбільший струм.

Розрахунковим видом короткого замикання при перевірці електродинамічної стійкості апаратів і шин із застосовними до них підтримуючими та опорними конструкціями є трифазне коротке замикання. Термічну стійкість варто перевіряти також за трифазним коротким замиканням. Здатність апаратів на вимикання у мережах з ізольованою нейтраллю (мережі напругою до 35 кВ включно) варто перевіряти за струмом трифазного короткого замикання.

В ефективно заземлених мережах (мережі напругою 110 кВ і вище) визначають струми при трифазному й однофазному короткому замиканні, а перевірку здатності, що вимикає, роблять за більш важким режимом з урахуванням умов відновлення напруги.

Перевірка на електродинамічну стійкість. Ударні струми короткого замикання можуть викликати поломки електричних апаратів і шинних конструкцій. Щоб цього не відбулося, кожний тип апаратів випробовують на підприємстві, установлюючи для нього найбільший припустимий струм короткого замикання (амплітудне значення повного струму) $i_{дин}$. У літературі зустрічається й інша назва цього струму – граничний наскрізний струм короткого замикання $i_{гр.наск}$.

Умова перевірки на електродинамічну стійкість має вигляд

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (1.25)$$

де $i_{уд}$ – розрахунковий ударний струм у колі.

Перевірка електродинамічної стійкості вимикачів і трансформаторів струму має деякі особливості, що буде розглянуто при виборі цих апаратів. Шини й шинні конструкції перевіряють на механічну міцність при дії електродинамічних сил, що виникають при короткому замиканні.

Перевірка на термічну стійкість. Провідники й апарати при короткому замиканні не повинні нагріватися вище припустимої температури, установлені нормами для короткочасного нагрівання [1].

Для термічної стійкості апаратів повинна бути виконана умова

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (1.26)$$

де W_k – імпульс квадратичного струму короткого замикання, пропорційний кількості теплової енергії, виділеної за час короткого замикання;

$I_{тер}$ – номінальний струм термічної стійкості апарата;

$t_{тер}$ – номінальний час термічної стійкості апарата.

Апарат може витримати струм $I_{тер}$ протягом часу $t_{тер}$. Імпульс квадратичного струму короткого замикання

$$W_k = \int_0^{t_{отк}} I_{к,t}^2 \cdot dt = W_{к,п} + W_{к,а} , \quad (1.27)$$

де $I_{к,t}$ – діюче значення повного струму короткого замикання в момент t ;

$t_{вим}$ – час від початку короткого замикання до його вимкнення;

$W_{к,п}$ – тепловий імпульс періодичної складової струму короткого замикання;

$W_{к,а}$ – тепловий імпульс аперіодичної складової струму короткого замикання.

Тепловий імпульс W_k визначається по-різному залежно від знаходження місця короткого замикання в електричній схемі.

Можна виділити три основних випадки:

- вилучене коротке замикання;
- коротке замикання поблизу генераторів або синхронних компенсаторів;
- коротке замикання поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку повний тепловий імпульс короткого замикання

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (1.28)$$

де $I_{п,0}$ – діюче значення періодичної складової початкового струму короткого замикання;

T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання.

Для орієнтовних розрахунків можна прийняти значення T_a з таблиці 1.2.

Даний спосіб визначення W_k рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в колах знижувальних підстанцій (виключення становлять короткі замикання на шинах 3...6...10 кВ підстанцій, до яких підключені великі електродвигуни або синхронні компенсатори).

Таблиця 1.2 – Значення постійної часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання й ударного коефіцієнта

Елементи й частини системи зовнішнього електропостачання	T_a, c	k_y
Система, пов'язана із шинами, де розглядається к.з., повітряними лініями напругою:		
35 кВ	0,02	1,608
110.....150кВ	0,02...0,03	1,608..1,717
220.....330кВ	0,03...0,04	1,717...1,78
Система, зв'язана зі збірними шинами 6...10 кВ, через трансформатори потужністю:		
80 МВА в одиниці й вище	0,06..0,15	1,85...1,935
32...80 МВА в одиниці	0,05... 0,1	1,82...1,904
5,6...32 МВА в одиниці	0,02..0,06	1,6...1,82
Кола, захищені реактором з номінальним струмом:		
1000 А і вище	0,23	1,956
630 А і нижче	0,1	1,904
Розподільні мережі напругою 6...10 кВ	0,01	1,369

Визначення теплового імпульсу V_k для двох інших випадків короткого замикання досить складне. Докладно методи оцінки V_k для цих випадків описані в [1].

Для орієнтовних розрахунків можна скористатися наведеним виразом V_k . При цьому обчислене значення теплового імпульсу буде трохи завищено, тому що в дійсності струм загасає.

Згідно з ПУЕ [4], час вимикання $t_{\text{вим}}$ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга $t_{\text{р.з}}$ і повного часу відключення вимикача $t_{\text{о.в}}$;

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} \quad (1.29)$$

Згідно з ПУЕ, допускається не перевіряти на електродинамічну стійкість апарати й провідники, захищені плавкими вставками на струм до 60 А включно, а також апарати й шини ланцюгів трансформаторів напруги за умови їхнього розташування в окремій камері.

На термічну стійкість припустимо не перевіряти вводи повітряних ліній 35 кВ і вище при відсутності на них швидкодіючих автоматів повторного ввімкнення (БАПВ), апаратів і провідників ланцюгів, захищених плавкими запобіжниками, провідників ланцюгів трансформаторів напруги [1].

1.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (СКЗ) необхідний для вибору апаратів і провідників, причому точність розрахунку може бути нижчою, ніж при виборі релейного захисту. У зв'язку з цим можна прийняти ряд допущень: не враховувати електромеханічні перехідні процеси при тривалості КЗ, що не перевищує 0.5 с; враховувати тільки реактивні опори елементів; не враховувати намагнічуючих струмів трансформаторів (при деяких конструкціях трансформаторів їх враховують у схемі заміщення нульової послідовності); не враховувати ємнісну провідність ліній напругою 110 – 220 кВ при довжині не більше 200 км.

Струми КЗ у мережах напругою 110 – 150 кВ не повинні перевищувати 31,5 кА. Якщо таке перевищення має місце, то слід вживати заходи для обмеження струмів КЗ.

Розрахунок струмів КЗ у роботі можна виконувати будь-яким відомим способом. Найчастіше при виборі апаратів і провідників використовують метод еквівалентних електрорушійних сил (ЕРС).

Для визначення початкового періодичного струму $I_{по}$ необхідно скласти схему заміщення мережі і розрахувати опори елементів схеми (додаток Г). Параметри системи у вихідних даних до завдання задані потужністю короткого замикання $S_{кз}$, за якою визначається реактивний опір системи. Напруга в місці приєднання системи вважається практично незмінною при КЗ і у відносних одиницях приймається рівною 1, а в іменованих – номінальній напрузі. Опір елементів мережі встановлюють за формулами, наведеними у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Вирази для визначення опорів в іменованих і відносних одиницях

Найменування елемента	В іменованих одиницях	У відносних одиницях
Трансформатор	$X_{тр} = \frac{U_{ф.н.1}^2 \cdot x_{тр.л}}{100 \cdot S_{тр.л}}$	$X_{тр.б.}^* = \frac{U_{ф.н.1}^2 \cdot S_{б.}}{100 \cdot S_{тр.л}}$
Реактор	$X_p = \frac{x_{п.л} \cdot U_{ф.н.1}^2}{100 \cdot S_{п.л}}$	$X_{п.б.}^* = \frac{x_{п.л} \cdot S_{б.}}{100 \cdot S_{п.л}}$
Лінія	$X_l = x_0 \times l$ $R_l = r_0 \times l$	$X_{л.б.}^* = x_0 \times l \frac{S_{б.}}{U_{ср.ном.}^2}$ $R_{л.б.}^* = r_0 \times l \frac{S_{б.}}{U_{ср.ном.}^2}$
Система при відомій потужності КЗ	$X_c = \frac{U_{ср.ном.}^2}{S_{кз}}$	$X_{сб.}^* = \frac{S_{б.}}{S_{кз}}$

При розрахунку в іменованих одиницях опори всіх елементів приводяться до однієї напруги, як правило, до напруги ступеня короткого замикання. При розрахунку у відносних одиницях опори всіх елементів приводять до тих самих базисних умов. Дійсні коефіцієнти трансформації при приведенні допускається не враховувати. Тоді опір в іменованих одиницях визначається формулою

$$X^* = \frac{U_{ф.ном.1}}{U_{ф.ном.2}}, \quad (1.30)$$

де X^* – опір розглянутого елемента в іменованих одиницях на тому ступені, на якому знаходиться елемент;

$U_{ср.ном.1}$ і $U_{ср.ном.2}$ – відповідно середні номінальні напруги ступеня, до якого приводиться елемент, і ступеня, на якому знаходиться елемент.

При цьому використовуються середньо номінальні напруги 10.5 і 115 кВ. Якщо опір приводиться до більш високої напруги, то він збільшується, а якщо до більш низької – зменшується.

Для зручності розрахунку опори елементів позначають порядковими номерами, що проставляються в чисельнику, а в

знаменнику вказують значення опорів, приведені до одного ступеня напруги або до базисних умов.

Місце короткого замикання вибирають залежно від призначення розрахунку. При виборі комутаційних апаратів і провідників приймають, що коротке замикання відбулося безпосередньо за вимикачем на стороні вищої і на стороні нижчої напруги.

Склавши схему заміщення, слід згорнути її щодо місця КЗ за методом еквівалентних ЕРС. При цьому визначають еквівалентну ЕРС усієї системи E_{Σ} і сумарний опір X_{Σ} . Початковий надперехідний струм КЗ при розрахунку в іменованих одиницях знаходять за формулою

$$I_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} * X_{\Sigma}} = \frac{E_{\phi\Sigma}}{X_{\Sigma}}, \quad (1.31)$$

де E_{Σ} і $E_{\phi\Sigma}$ – відповідно лінійна і фазна напруги еквівалентної ЕРС схеми заміщення, кВ;

X_{Σ} – сумарний еквівалентний опір, Ом.

При розрахунку у відносних одиницях (в.о.)

$$I_{n0} = I_{\kappa}^* \times I_{\delta} = \frac{E_{\Sigma}^* \times S_{\delta}}{X_{\Sigma\delta}^* \times \sqrt{3} U_{\text{ср.ном.}}}, \quad (1.32)$$

де I_{κ}^* – струм у місці КЗ, в.о.;

I_{δ} – базисний струм ступеня КЗ, кА;

E_{Σ}^* і $X_{\Sigma\delta}^*$ – еквівалентна ЕРС і сумарний опір схеми заміщення при базисних умовах, в.о.;

S_{δ} – прийнята базисна потужність, МВА;

$U_{\text{ср.ном.}}$ – середня номінальна напруга ступеня КЗ, кВ.

У розрахунках СКЗ для вибору апаратів і провідників можна приймати еквівалентну ЕРС рівною $E_{\Sigma} = U_{\text{ср.ном.}}$ і $E_{\Sigma}^* = 1$.

Ударний струм КЗ знаходять за формулою

$$i_y = \sqrt{2} k_{\text{до}} I_{no}, \quad (1.33)$$

де $k_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт, визначають за формулою

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-\omega t}{T_a}}, \quad (1.34)$$

де $T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega \times R_\Sigma}$ – постійна часу загасання аперіодичного струму.

При орієнтовних розрахунках для системи, зв'язаної із збірними шинами повітряними лініями 110 кВ $T_a = 0,02 \div 0,03$ с, $k_{y\partial} = 1,608 \div 1,717$.

Для системи, зв'язаної зі збірними шинами 6–10 кВ через трансформатори одиничною потужністю 5.6÷32 МВА, $k_{y\partial} = 1,6 \div 1,82$, $T_a = 0,02 \div 0,05$ с; 32÷80 МВА – $k_{y\partial} = 1,82 \div 1,904$, $T_a = 0,05 \div 0,1$ с.

При визначенні періодичної складової СКЗ у момент розходження контактів вимикача $I_{n\tau}$ можна вважати ЕРС системи і періодичну складову СКЗ незмінними в часі, тобто $I_{n\tau} = I_{n0}$.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розходження контактів

$$i_a = \sqrt{2} I_{n0} e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (1.35)$$

де τ – розрахунковий час, для якого потрібно знайти $i_{a\tau}$.

Розрахунковий час

$$\tau = t_{з.мін.} + t_{с.вим.}, \quad (1.36)$$

де $t_{з.мін.}$ – мінімальний час дії релейного захисту (приймають рівним 0.01 с);

$t_{с.вим.}$ – власний час відключення вимикача (приймають за каталогами залежно від типу вимикача).

Повний інтеграл Джоуля СКЗ є результатом дії періодичної ($B_{к.п.}$) і аперіодичної ($B_{к.а.}$) складових СКЗ:

$$B_k = B_{кп} + B_{ка} \quad (1.37)$$

При віддаленому КЗ, коли періодична складова СКЗ у часі не змінюється,

$$B_{\kappa}^2 \left[t_{\text{відкл}} - t_{\text{ам}} + T_{\text{а}} \right], \quad (1.38)$$

де $t_{\text{відкл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{ам}}$ – час від початку КЗ до його відключення, с;

$t_{\text{з}}$ – час дії релейного захисту, с;

$t_{\text{вим}}$ – повний час відключення вимикача з приводом, с.

Якщо $\frac{t_{\text{відкл.}}}{T_{\text{а}}} = 1 \div 2$, то можна застосувати вираз

$$B_{\kappa}^2 (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}}). \quad (1.39)$$

Розраховані значення СКЗ треба звести в таблицю.

Режим заземлення нейтралей трансформаторів у мережах 110 кВ ставить дещо суперечливі вимоги:

1 Виходячи з необхідності обмеження напруг на нейтралях трансформаторів, а також на повітряних лініях, бажано заземлювати нейтралі всіх трансформаторів (нейтралі автотрансформаторів заземлюють завжди).

2 Якщо при заземленні нейтралі усіх трансформаторів об'єкта, що захищається, виявляється, що струм однофазного КЗ більший припустимого струму вимикача, то частину нейтралей розземлюють. Звичайно на підстанціях, де є два трансформатори, заземлюють нейтраль одного з них.

У зв'язку з цим впливає, що, крім струму трифазного КЗ, треба розрахувати і струм однофазного КЗ.

Схема заміщення нульової послідовності складається аналогічно описаній вище методиці із заміною опорів прямої послідовності на опори нульової послідовності. При цьому число елементів у схемі скорочується. У схему заміщення нульової послідовності входять опори нульової послідовності ліній, а також опори трансформаторів із з'єднанням обмоток «зірка – трикутник», нейтралі яких заземлені, та автотрансформаторів.

Якщо трансформатор має обмотку, з'єднану трикутником, то струм нульової послідовності протікає по обмотці, з'єднаній в зірку, трансформуючись і замикаючись в обмотці, з'єднаній трикутником.

Побудову схеми заміщення нульової послідовності доцільно починати з місця короткого замикання. Елементи, через які струм нульової послідовності не протікає, у схему не вводять. Для циркуляції струмів нульової послідовності на розглянутому електричному ступені повинно бути не менше двох з'єднань із землею. За нульовий потенціал приймають потенціал за опором елементів, у яких закінчується циркуляція струмів. Значення опорів нульової послідовності деяких елементів схеми заміщення, виражені через опори прямої послідовності, наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Опори нульової послідовності X_0 елементів схеми заміщення

Елементи схеми	Опір X_0
Лінія одноланцюгова	
без тросів	$3,5 X_1$
зі сталевими тросами	$3,0 X_1$
з добре провідними тросами	$2,0 X_1$
Лінія дволанцюгова	
без тросів	$5,5 X_1$
зі сталевими тросами	$4,7 X_1$
з добре провідними тросами	$(3,5 \div 4,6) X_1$
трижильні кабелі	$3,0 X_1$
реактори	X_1
трансформатор двохобмотковий із з'єднанням обмоток «зірка з нулем – трикутник»	X_1

Струм однофазного КЗ визначають за формулою

$$I_{KZ} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}}} \quad (1.40)$$

$X_{2\Sigma}$ можна прийняти рівним $X_{1\Sigma}$. Остаточну устаткування перевіряють за більшим значенням СКЗ.

2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНОГО УСТАТКУВАННЯ

Вибір необхідно зробити для розподільних установок усіх напруг. У проекті треба вибрати тільки основне обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, заземлюючі роз'єднувачі, обмежники перенапруг (розрядники), шини, підвісні, опорні й прохідні ізолятори, високочастотні загороджувачі й конденсатори (якщо передбачається високочастотна обробка ліній), реактори дугогасильні та що обмежують струм.

2.1 Вибір вимикачів

Вимикачі залежно від застосовуваних у них дугогасного і ізолюючого середовищ підрозділяються на масляні, повітряні, елегазові, вакуумні й вимикачі з магнітним гасінням дуги.

У мережах 6...20 кВ застосовуються малооб'ємні масляні вимикачі, вимикачі з магнітним гасінням дуги, вакуумні й елегазові. Як генераторні вимикачі потужних блоків і синхронних компенсаторів застосовуються так само повітряні вимикачі.

На напрузі 35...220 кВ застосовуються малооб'ємні масляні вимикачі при граничних струмах відключення 25...40 кА, а так само на напругу 35 кВ й вакуумні вимикачі. У мережах 110 і 220 кВ знаходять застосування також повітряні вимикачі зі струмом відключення від 50 до 63 кА, новітні технології передбачають впровадження елегазових вимикачів. Основні характеристики вимикачів, що випускаються вітчизняною промисловістю, наведені в [5]. При виборі вимикачів, як і іншого устаткування, варто прагнути до однотипності, що спрощує експлуатацію.

Вимикачі вибирають:

за номінальною напругою

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (2.1)$$

за номінальним струмом

$$I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}, \quad (2.2)$$

за здатністю вимикання.

Здатність вимикання вимикача характеризується такими параметрами:

а) номінальним струмом вимикання вимикача $I_{н.вим}$ у вигляді діючого значення періодичної складової струму вимикання;

б) припустимим відносним складом аперіодичної складової в струмі відключення β_n , %;

в) нормованими параметрами перехідної напруги, що відновлюється.

Номінальний струм вимикання $I_{вим.ном}$ і β_n віднесені до моменту припинення зіткнення дугогасних контактів вимикача τ . Час (від початку короткого замикання до припинення зіткнення дугогасних контактів визначають за виразом

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (2.3)$$

де $t_{з.мин} = 0,01$ с – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{с.в}$ – власний час відключення вимикача (за каталогом) [5].

Номінальний струм вимикання $I_{н.вим}$ заданий у каталозі на вимикачі [5].

Припустимий відносний зміст аперіодичної складової (нормована асиметрія номінального струму вимикання) у струмі вимикання

$$\beta_n = \frac{i_{а.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{вим}} \cdot 100, \quad (2.4)$$

де $i_{а.ном}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової у струмі вимикання у момент розмикання дугогасних контактів, для часу τ .

β_n задано $K_{ст}$ у вигляді кривої $\beta_n = f(\tau)$, наведеної на рисунку 2.1, або визначається за каталогами.

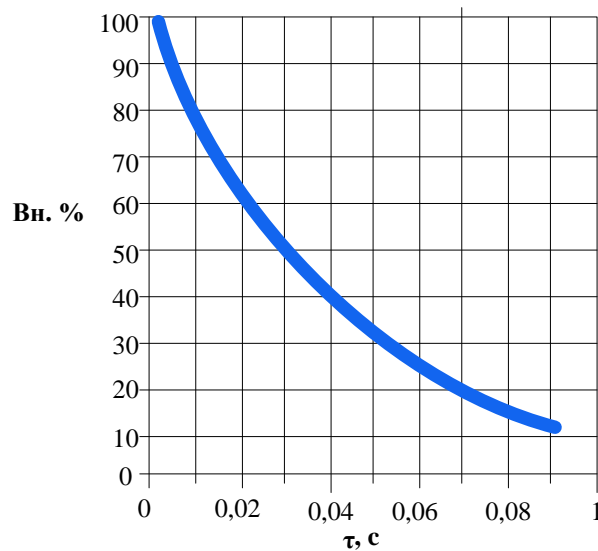


Рисунок 2.1 – Нормований склад аперіодичної складової

Якщо $\tau > 0,09$, то приймають $\beta_n = 0$.

У першу чергу виконується перевірка на симетричний струм вимикання за умовою

$$I_{п.τ} \leq I_{вим.ном}, \quad (2.5)$$

де $I_{п.τ}$ – діюче значення періодичної складової струму короткого замикання для часу τ , визначається розрахунком.

Потім перевіряється можливість вимикання аперіодичної складової струму короткого замикання $i_{a.τ}$ у момент розбіжності контактів τ за умовою

$$i_{a.τ} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot \frac{\beta_n}{100}, \quad (2.6)$$

Якщо умова $I_{п.τ} \leq I_{вим.ном}$ – дотримується, а $i_{aτ} > i_{a.ном}$, то допускається перевірку за здатністю вимикання робити за повним струмом короткого замикання

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.τ} + i_{a.τ} \leq \sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right). \quad (2.7)$$

Вимикаюча здатність вимикача визначається струмом $I_{н.вим}$ відключення, що записується в число його паспортних показників. У функції $I_{н.вим}$ вказується найбільша величина

діючого значення періодичного струму, що успішно вимикає дугогасний пристрій трифазного вимикача за умови, що напруга, яка відновлюється на міжконтактному проміжку, відповідає нормованому його значенню. Нормовані значення перехідної напруги, що відновлювалася у цей час, визначені ДЕРЖСТАНДАРТ 657-78 і наводяться, наприклад, в [3, 5]. У вигляді координат точок, що обгинають НПВН, і припустимих значень швидкостей відновлення напруги залежно від номінальних напруг вимикачів і співвідношення між фактичним і номінальним струмами вимикання. Для правильного вибору вимикача, отже, потрібно знати й зіставляти з паспортним значенням не тільки розрахунковий струм короткого замикання в місці його установлення, але й відповідно цьому струму напругу, що відновлюється.

Процес відновлення напруги в мережах у випадку відсутності шунтувальних дугогасних проміжків вимикача звичайно має коливальний характер, при їхній наявності, як правило, експонентний.

Для визначення параметрів напруги, що відновлюється, необхідно побудувати схему заміщення електроенергетичної системи, у якій обираний вимикач повинен бути поставлений у найбільш важкі розрахункові умови. Теорія й методичні підходи до визначення параметрів схеми заміщення наведені, наприклад в [3, 5].

Перевірка здатності, що включає, здійснюється за умовою

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; \quad I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (2.8)$$

де i_y – ударний струм короткого замикання в колі вимикача;

$I_{\text{п.о}}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в колі вимикача;

$I_{\text{вкл}}$ – номінальний струм вимикання (діюче значення періодичної складової);

$i_{\text{вкл}}$ – найбільший пік струму вимикання (за каталогом).

Заводами-виготовлювачами дотримується умова

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{вкл}}, \quad (2.9)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт, нормований для вимикачів.

Перевірка за двома умовами необхідна тому, що для конкретної системи k_y може бути більше 1,8. Електродинамічна стійкість вимикача задана номінальним струмом електродинамічної стійкості у вигляді двох значень: діючого значення граничного наскрізного струму короткого замикання $I_{пр.скв}$ і амплітудного значення граничного наскрізного струму короткого замикання $i_{пр.ск}$, обумовлених по каталогах або довідникам.

Зазначені струми зв'язані між собою співвідношенням

$$i_{пр.ск} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{пр.ск} = 2,55 \cdot I_{пр.ск}, \quad (2.10)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт, нормований для вимикачів.

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за умовами

$$I_{п.0} \leq I_{пр.ск} = I_{дин}, \quad (2.11)$$

$$i_y \leq i_{пр.ск} = i_{дин}, \quad (2.12)$$

де $I_{п.0}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в колі вимикача;

i_y – ударний струм короткого замикання в тім же колі;

$I_{дин}, i_{дин}$ – нормативні струми, електродинамічна складова.

Необхідність перевірки за двома умовами пояснюється тим, що для конкретної системи розрахункове значення k_y може бути більше 1,8, зазначеного $k_{ст}$ для вимикачів.

На термічну стійкість вимикач перевіряється за тепловим імпульсом струму короткого замикання

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (2.13)$$

де B_k – тепловий імпульс із розрахунку;

$I_{тер}$ – граничний струм термічної стійкості;

$t_{тер}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості.

Приводи до високовольтних вимикачів вибирають відповідно до типу вимикача. При цьому необхідно враховувати, що приводи на оперативному постійному струмі вимагають установлення акумуляторної батареї або пристроїв, що замінюють її. Номінальні дані вимикачів наведені в [5].

2.2 Вибір вимикачів навантаження

Вимикачі навантаження вибирають за номінальним струмом і напругою, за струмами вимикання та вмикання в робочому режимі, перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість. Вимикачі навантаження із запобіжниками вибирають, крім того, за величиною граничного струму вимикання запобіжника. Основні умови вибору вимикачів навантаження ті самі, що й для силових вимикачів.

При виборі вимикачів навантаження варто додати умову вибору за струмом вимикання

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{отк}}, \quad (2.14)$$

де $I_{\text{отк}}$ – номінальний струм відключення вимикача навантаження.

Вимикаюча здатність вимикача навантаження розрахована на відключення струмів робочого режиму.

2.3 Вибір роз'єднувачів, віддільників та короткозамикачів

Роз'єднувачі, віддільники та короткозамикачі вибирають за конструктивним виконанням, родом установки, номінальною напругою, номінальним струмом, електродинамічною та термічною стійкістю до струмів короткого замикання. Короткозамикачі, крім того, вибирають за струмом вмикання: за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.15)$$

за номінальним тривалим струмом

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.16)$$

за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{пр.ск}}, \quad (2.17)$$

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.ск}}, \quad (2.18)$$

де $i_{\text{пр.ск}}$, $I_{\text{пр.ск}}$ – граничний наскрізний струм короткого замикання (амплітуда й діюче значення);

за термічною стійкістю

$$W_k \leq I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}, \quad (2.19)$$

де W_k – тепловий імпульс із розрахунку;

$I_{\text{тер}}$ – граничний струм термічної стійкості;

$t_{\text{тер}}$ – тривалість протікання граничного струму термічної стійкості, визначаються за каталогом.

Номінальні дані розглянутих апаратів наведені в [5].

2.4 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму, призначені для живлення вимірювальних приладів.

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.20)$$

номінальним первинним та вторинним струмами

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.21)$$

причому, номінальний струм повинен бути якнайближче до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки приводить до збільшення погрешностей;

за конструкцією й класом точності, допустимим навантаженням.

Перевіряється на електродинамічну та термічну стійкість при коротких замиканнях за електродинамічною стійкістю. Електродинамічна стійкість у каталозі задана в одній із двох форм:

а) заданий номінальний струм електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}}$ (максимальне значення повного струму);

б) задана кратність номінального струму електродинамічної стійкості у вигляді

$$K_{\text{дин}} = \frac{i_{\text{дин}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}} . \quad (2.22)$$

Умова перевірки за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{дин}} , \quad (2.23)$$

або

$$i_y \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} . \quad (2.24)$$

Термічна стійкість у каталозі задана також в одній із двох форм:

а) задана кратність номінального струму термічної стійкості у вигляді

$$K_{\text{тер}} = \frac{I_{\text{тер}}}{I_{\text{ном}}} , \quad (2.25)$$

б) задані номінальний струм термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ і припустимий час його протікання $t_{\text{тер}}$.

Умова перевірки за термічною стійкістю

$$B_k \leq (K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} , \quad (2.26)$$

або

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} . \quad (2.27)$$

Номинальні дані трансформаторів струму наведені в [5].

Вибір класу точності визначає призначення трансформатора струму. Відповідно до ПУЕ:

а) трансформатори струму для ввімкнення електровимірjuвальних приладів повинні мати клас точності не нижче 3;

б) обмотки трансформаторів струму для приєднання лічильників, за якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,5;

в) для технічного обліку допускається застосування трансформаторів струму класу точності 1.

Для забезпечення обраного класу точності необхідно, щоб дійсне навантаження вторинного кола Z_2 не перевершувало нормованого для даного класу точності навантаження $Z_{2ном}$, Ом, тобто

$$Z_2 \leq Z_{2ном}. \quad (2.28)$$

Розглянемо докладніше вибір трансформаторів струму за вторинним навантаженням. Індуктивний опір кіл невеликий, тому

$$Z_2 \approx r_2. \quad (2.29)$$

Вторинне навантаження r_2 складається з опору приладів $r_{прил}$, сполучних проводів $r_{пр}$ і перехідного опору контактів $r_к$:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_к. \quad (2.30)$$

Опір приладів визначається за виразом

$$r_{прил} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (2.31)$$

де $S_{прил}$ – потужність, споживана приладами;
 $I_{2ном}$ – вторинний номінальний струм приладу.

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох – трьох приладах і 0,1 Ом при більшому числі приладів. Опір сполучних проводів залежить від їхньої довжини й перетину. Щоб

трансформатор струму працював у заданому класі точності, необхідно витримати умову

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (2.32)$$

Прийнявши $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, визначають $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}. \quad (2.33)$$

Знаючи $r_{\text{пр}}$, можна визначити перетин сполучних проводів

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (2.34)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проведення;

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина сполучних проводів, що враховує схеми ввімкнення приладів і трансформаторів струму.

Довжину сполучних проводів від трансформаторів струму до приладів (в один кінець) для різних приєднань приблизно можна визначити за таблицею 2.1.

Таблиця 2.1 – Довжина сполучних проводів від трансформаторів струму до приладів

Всі кола РП 6...10 кВ, окрім ліній до споживачів	40... 60
Ланцюг генераторної напруги блокових електростанцій	20... 40
Лінії 6...10...10 кВ до споживачів	4... 6
Всі ланцюги РУ:	
35 кВ	60... 76
110кВ	75.....100
220кВ	100... 150
Синхронні компенсатори	25... 40

Для підстанцій зазначені довжини знижують на 15...20 %.

Як сполучні проводи застосовують багатожильні контрольні кабелі з паперовою, гумовою, поліхлорвініловою або поліетиленовою ізоляцією у свинцевій, гумовій, поліхлорвініловій або спеціальній теплостійкій оболонці.

За умовою міцності перетину сполучних проводів не повинно бути менше 4 мм^2 для алюмінієвих жил і $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил. Перетин більше 6 мм^2 зазвичай не застосовується.

2.5 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибирають за номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток та конструктивним виконанням. Трансформатори напруги класу 0,5 застосовують для живлення розрахункових лічильників та вимірювальних приладів класів 1 та 1.5.

Трансформатори напруги вибирають за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.35)$$

за вторинним навантаженням

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (2.36)$$

де $S_{2\text{ном}}$ – номінальна потужність вторинної обмотки в обраному класі точності;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

При цьому треба мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних у зірку, варто взяти сумарну потужність всіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника – подвоєну потужність одного трансформатора.

Для живлення приладів, що мають дві обмотки напруги (ватметри, лічильники), доцільно застосувати два однофазних трансформатори напруги, типу НОЛ або НОМ, з'єднаних за схемою відкритого трикутника. При використанні трансформатора напруги для контролю ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю варто застосувати трансформатор напруги НТМИ, НАМИ або групу із трьох однофазних трансформаторів напруги типу ЗНОМ, ЗНОЛ, що мають дві вторинні обмотки.

Для визначення $S_{2\Sigma}$ і бажаного класу точності застосовують трифазну схему ввімкнення приладів і реле за каталогом знаходять активні й реактивні потужності, споживані приладами.

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти за фазами, тоді

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2}. \quad (2.37)$$

Якщо $S_{2\Sigma} > S_{2\text{ном}}$ в обраному класі точності, то встановлюють другий трансформатор напруги й частина приладів приєднують до нього.

Перетин проводів у колах трансформаторів напруги визначається за припустимою втратою напруги. Згідно з ПУЕ, втрата напруги від трансформаторів напруги до розрахункових лічильників повинна бути не більше 0,5 %, а до щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5 %, при нормальному навантаженні.

Для спрощення розрахунків при навчальному проектуванні можна приймати перетин проводів за умовою механічної міцності 2,5 мм² для мідних жил і 4 мм² для алюмінієвих жил.

2.6 Вибір реакторів для обмеження струмів КЗ

Реактор варто вибирати:
за номінальною напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.38)$$

за номінальним струмом

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.39)$$

за індуктивним опором.

За місцем включення в схемі розрізняють лінійні й секційні реактори.

Як лінійний реактор можна використовувати простий (одинарний або груповий) або здвоєний реактор. Номінальний

струм реактора повинен бути менше максимального тривалого струму навантаження кола, у якому він увімкнений. Для простого одинарного реактора при резервованій схемі живлення споживачів важкий режим виникає при вимкненні резервного кола. Номінальний струм плеча зведеного реактора визначається з умови, що частина приєднаних до плеча реактора ліній працює у максимальному режимі.

Для секційного реактора номінальний струм підбирається за режимом найбільшого перетікання потужності між секціями (наприклад, відключення генератора або трансформатора зв'язку). Індуктивний опір секційного реактора приймають $x_p = 8...12\%$.

Індуктивний опір лінійного реактора визначають виходячи з умов обмеження струму короткого замикання до заданого рівня. У більшості випадків припустиме значення струму короткого замикання при ушкодженні за реактором визначається за комутаційною здатністю апаратів, що відключають (вимикачів, запобіжників), намічуваних до установаження або встановлених у даній точці мережі.

Порядок визначення опору лінійного реактора наступний. Відомо початкове значення періодичного струму короткого замикання $I_{п.0}$. Потрібно обмежити $I_{п.0}$ до значення $I_{п.0}^{трєб}$, щоб можна було в даному колі встановити вимикач із номінальним струмом відключення $I_{отк.ном}$ (діюче значення періодичної складової струму вимкнення). Приймають $I_{п.0}^{трєб} = I_{отк.ном}$. Результуючий опір, кола короткого замикання до установаження реактора визначаємо за виразом

$$x_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}} \quad (2.40)$$

Необхідний опір кола короткого замикання для забезпечення $I_{п.0}^{трєб}$

$$x_{рез}^{трєб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}^{трєб}} \quad (2.41)$$

Необхідний опір реактора

$$X_p^{\text{треб}} = X_{\text{рез}}^{\text{треб}} - X_{\text{рез}}. \quad (2.42)$$

За каталожними і довідковими матеріалами [5] вибираємо тип реактора з найближчим більшим індуктивним опором. Обчислюємо значення результуючого опору кола короткого замикання з урахуванням реактора

$$X'_{\text{рез}} = X_{\text{рез}} + X_p, \quad (2.43)$$

а потім визначаємо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання

$$I_{\text{п.0}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X'_{\text{рез}}}. \quad (2.44)$$

Аналогічно вибирається опір групових і здвоєних реакторів. У цьому випадку визначають опір вітки здвоєного реактора

$$X_p = X_{\text{в}}. \quad (2.45)$$

Обраний реактор перевіряється на електродинамічну стійкість за умовою

$$i_{\text{дин}} \geq i_y^{(3)}, \quad (2.46)$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм при трифазному замиканні за реактором;
 $i_{\text{дин}}$ – струм електродинамічної стійкості реактора.

Термічна стійкість реактора характеризується струмом термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ і часом термічної стійкості $t_{\text{тер}}$.

Умова перевірки за термічною стійкістю

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (2.47)$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс при короткому замиканні за реактором.

У ряді випадків потрібно визначити рівень залишкової напруги на шинах при короткому замиканні за реактором

$$U_{\text{ост}} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п.0}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (2.48)$$

За умовами роботи споживачів $U_{\text{ост}}$ повинне бути не менш 65...70 %

Обраний реактор перевіряють за втратою напруги в робочому режимі

$$\Delta U_p \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \text{ (для одиночного реактора),} \quad (2.49)$$

$$\Delta U_p \% = x_p \cdot (1 - K_{\text{св}}) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \text{ (для здвоєного реактора),} \quad (2.50)$$

де $K_{\text{св}}$ – коефіцієнт зв'язку, визначається за каталогом на реактор.

Припустима втрата напруги в реакторі не перевищує 1,5...2%.

2.7 Вибір низьковольтних апаратів

Рубильники вибираються: за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.51)$$

за струмом навантаження

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.52)$$

за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}, \quad (2.53)$$

за термічною стійкістю

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (2.54)$$

Номинальний струм $I_{\text{ном}}$, струм граничний наскрізний $i_{\text{пр.скв}}$, струм і час термічної стійкості $I_{\text{тер}}$, $t_{\text{тер}}$ наводяться в каталогах і довідниках;

за конструктивним виконанням;

Автоматичні повітряні вимикачі (автомати) вибираються:

за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.55)$$

за родом струму і його значенням

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.56)$$

за конструктивним виконанням;

за струмом, що відключається гранично.

Селективні автомати, що діють із витримкою часу при короткому замиканні, перевіряються за умовою

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{вим}}, \quad (2.57)$$

де $I_{\text{п.0}}$ – діюче значення періодичного тридцятирічного струму трифазного короткого замикання в початковий момент;

$I_{\text{вим}}$ – діюче значення граничного струму відключення автоматичного вимикача;

за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}. \quad (2.58)$$

Струмообмежуючі (швидкодійні) автомати перевіряються за умовою

$$I_y^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (2.59)$$

Швидкодіючі автомати завдяки струмообмежуючому ефекту на електродинамічну стійкість не перевіряються.

За термічною стійкістю перевіряються тільки селективні автомати

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (2.60)$$

де $I_{пр.с}$ – амплітудне значення граничного струму короткого замикання;

$I_{тер}$ – граничний струм термічної стійкості;

$t_{тер}$ – час протікання струму термічної стійкості. Ці параметри визначаються за каталогами і довідниками.

Контактори та магнітні пускачі вибираються: за напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (2.61)$$

за родом та значенням струму

$$I_{роб. max} \leq I_{ном}, \quad (2.62)$$

по потужністю електродвигунів, що підключаються,

$$P_{підк} \leq P_{доп}. \quad (2.63)$$

Запобіжники вибираються: за напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (2.64)$$

за струмом

$$I_{роб. max} \leq I_{ном}, \quad (2.65)$$

за струмом відключення

$$I_{п.0} \leq I_{вим.п}, \quad (2.66)$$

де $I_{\text{вим.п}}$ – граничний вимикаючий струм.

В установках до 1000 В номінальний струм плавкої вставки запобіжника вибирається за умовами захисту мережі, а також за умовами селективності, за конструкцією й родом установки.

3 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН І ІЗОЛЯТОРІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

3.1 Вибір струмоведаччих частин

Струмоведачі частини в розподільних пристроях 35 кВ і вище підстанцій звичайно виконуються гнучкими сталевобалюмінієвими проводами АС або АСО. При цьому число проводів у фазі виходить мінімальним, зменшується витрата алюмінію й число гірлянд ізоляторів, спрощується монтаж. У деяких конструкціях відкритих розподільних пристроїв частина або вся ошиновка й збірні шини можуть виконуватися твердими з алюмінієвих труб.

З'єднання генераторів і трансформаторів із закритим або комплектним РП 6...10 кВ здійснюється гнучким підвісним струмопроводником, шинним мостом або закритим комплектним струмопроводником. Гнучкі струмоведачі провідники для з'єднання трансформаторів з РП 6...10 кВ виконуються жмутком проводів, закріплених по колу в кільцях-обоймах. Два вводи з жмутка виконуються сталевобалюмінієвими. Вони несуть в основному механічне навантаження від власної ваги, ожеледі й вітру. Інші вводи – алюмінієві. Вони є тільки струмоведаччими. Перетин окремих проводів у жмутку рекомендується вибирати якомога більшим (500, 600 мм²), тому що це зменшує їхнє число й вартість струмопроводу.

Всі з'єднання всередині закритого РП 6...10 кВ, включаючи збірні шини, виконуються твердими голими алюмінієвими шинами прямокутного або коробчастого перетину. При струмах до 3000 А в закритих РП 6...10 кВ застосовуються односмугові та двосмугові алюмінієві шини. При більших струмах рекомендуються шини коробчастого перетину, тому що вони

забезпечують кращі умови охолодження й менші втрати від ефекту близькості й поверхневого ефекту.

Проводи ліній електропередач вибираються за економічною щільністю струму

$$S_3 = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_3}, \quad (3.1)$$

де $I_{\text{НОМ}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень);

j_3 – нормована щільність струму, А/мм².

Перетин, обраний за економічною щільністю струму, перевіряється на нагрівання (за припустимим струмом) у післяаварійному і ремонтному режимах роботи електроустановки.

Умова вибору

$$I_{\text{роб.мах}} < I_{\text{доп}}, \quad (3.2)$$

де $I_{\text{доп}}$ – припустимий за нагріванням струм шини обраного перетину при температурі охолодного середовища, відмінній від нормованої.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_{0.\text{НОМ}}}}, \quad (3.3)$$

де $\theta_{0.\text{НОМ}} = 25^\circ\text{З}$ – нормована температура охолодного середовища, при якій визначається номінальний припустимий струм провідника;

$I_{\text{доп.НОМ}}$ – номінальний припустимий струм провідника;

$\theta_{\text{дл.доп}}$ – довгостроково припустима температура провідника (для неізолюваних проводів і пофарбованих шин $\theta_{\text{дл.доп}} = 70^\circ\text{З}$);

$\theta_{\text{про}}$ – дійсна температура охолодного середовища.

При горизонтальному прокладанні твердих шин прямокутного перетину й розташуванні їх пліском припустимий струм варто зменшити на 5% для смуг шириною до 60 мм включно й на 8% для смуг більшої ширини.

Вибору за економічною щільністю струму не підлягають [1]:

– мережі промислових підприємств і споруджень напругою до 1 кВ і при T_{\max} до 5000 год;

- відгалуження до окремих електроприймачів $U < 1$ кВ, а також освітлювальні мережі;

- збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РУ всіх напруг;

- мережі тимчасових споруджень, а також пристрої з терміном служби три (п'ять років).

Перетин цих проводів вибирається за припустимим струмом. При цьому враховуються не тільки нормальні, але й післяаварійні режими, а також режими в період ремонтів і можливість нерівномірного розподілу струмів між секціями шин.

3.1.1 Перевірка шин на термічну стійкість

Перевірка здійснюється за умовою

$$S \geq S_{\min}. \quad (3.4)$$

де S – обраний перетин;

S_{\min} – мінімальний перетин провідника, що відповідає вимозі термічної стійкості при короткому замиканні.

У наближених розрахунках можна скористатися спрощеною формулою визначення S_{\min} :

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (3.5)$$

де B_k – тепловий імпульс, виділюваний струмом короткого замикання; значення функції I_z для алюмінієвих шин і проводів дорівнює $91 \left[\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$, для мідних – $167 \left[\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$.

Шини, виконані голими проводами на відкритому повітрі, проведення повітряних ліній, не обладнаних пристроями АПВ, на термічну дію струму короткого замикання не перевіряються [1].

3.1.2 Перевірка шин на електродинамічну стійкість

Тверді шини, укріплені на ізоляторах, являють собою динамічну коливальну систему, на яку впливають електродинамічні сили. Якщо власні f_0 частоти коливальної системи шини-ізолятора збіжаться із частотою зміни електродинамічних сил, то механічні навантаження на шини й ізолятори зростуть. Якщо власна частота коливань f_0 менше 30 і більше 200 Гц, то механічного резонансу не виникає. У більшості практично застосовуваних конструкцій шин ці умови дотримуються, тому ПУЕ [1] не вимагають перевірки на електродинамічну стійкість із урахуванням механічних коливань шинної конструкції. В окремих випадках, наприклад при проектуванні нових конструкцій, здійснюється визначення частоти власних коливань [8]

$$f_0 = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}, \quad (3.6)$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами, м;

J – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної напрямку згинальної сили;

S – поперечний переріз шини;

K – коефіцієнт, що залежить від матеріалу шин (для алюмінію $K=173,2$; для міді $K=125,2$).

Змінюючи l і S , домагаються того, щоб механічний резонанс був виключений, тобто $f_0 > 200$ Гц.

3.1.3 Механічний розрахунок односмугових твердих шин прямокутного, круглого, трубчастого або іншого профілю, розташованих в одній площині

Визначається найбільше зусилля, що виникає при трифазному короткому замиканні, H ,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{1}{a}, \quad (3.7)$$

де i_y – ударний струм, А;

a – відстань між сусідніми фазами, м;

l – проліт шини (відстань між сусідніми ізоляторами однієї фази), м.

Максимальний згинальний момент на шину при числі прольотів понад D_b (шина розглядається як багатопрогонова балка, що вільно лежить на опорах), Н·м,

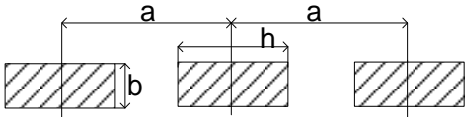
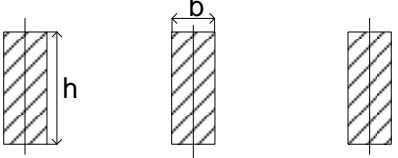
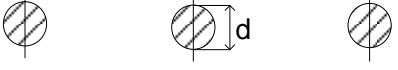
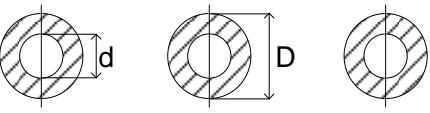
$$M = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10}, \quad (3.8)$$

Напруга в матеріалі шини, що виникає при впливі згинального моменту, МПА,

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (3.9)$$

де W – момент опору шини щодо осі, перпендикулярної дії зусилля (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1

Розташування шин	Момент інерції	Момент опору
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{\Pi d^4}{64}$	$\frac{\Pi d^3}{32}$
	$\frac{\Pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\Pi(D^4 - d^4)}{D32}$

Шини динамічно стійкі, якщо

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (3.10)$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ – припустима механічна напруга в матеріалі шин.

В електроустановках широко застосовують шини пресовані з алюмінієвого сплаву, загартовані й природно застарілі або загартовані й штучно застарілі. Припустима механічна напруга в матеріалі шин різних марок подані в [4].

Якщо при розрахунку виявиться, що напруга в матеріалі шин більше припустимої, то варто вжити заходів до зміни однієї або декількох величин, що входять у вираз для визначення $\sigma_{\text{расч}}$.

Методика механічного розрахунку шин двосмугових, коробчастого перетину, шин, розташованих у вершинах трикутника, дається в [4, 5].

Гнучкі шини кріпляться на гірляндах підвісних ізоляторів з досить більшою відстанню між фазами. Так, для збірних шин прийняті відстані: при 35 кВ - 1,5 м; 110 кВ - 3 м; 220 кВ - 4 м; 330 кВ - 4,5 м; 500 кВ - 6 м; 750 кВ - 10 м.

При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі, тому розрахунку на електродинамічну дію для гнучких шин звичайно не роблять. Але при протіканні більших струмів короткого замикання у фазах вони можуть захлеснутися. Згідно з ПУЕ [1], на електродинамічну дію струму короткого замикання перевіряються гнучкі шини розподільного пристрою при $I_{\text{к}}^{(3)} \geq 20$ кА й проведення ВЛ при $i_{\text{у}} \geq 50$ кА. Порядок перевірки на захльостування зазначений в [4].

Перевірка за умовами коронування робиться для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Порядок розрахунку розглянутий в [4]. Можна використовувати також наведені в ПУЕ [1] мінімально припустимі за умовами корони перетини проводів повітряних ліній електропередач: для напруги 110 кВ (АС 70/11); 150 кВ (АС 120/9); 220 кВ (АС 240/39); 330 кВ (АС 600/72; 3 х АС 150/24; 2 х АС 240/39); 500 кВ (3 х АС 300/66; 2хАС 700/86).

На окремих ділянках електричних схем застосовуються комплектні струмопровідники. Такими ділянками є: зв'язок між генератором і блоковим трансформатором, відпайка до

трансформатора власних потреб від зв'язку генератор-трансформатор, зв'язок між трансформаторами власних потреб і розподільним пристроєм 6 кВ, з'єднання трансформатора на підстанції з розподільним пристроєм 6...10 кВ. У цьому випадку струмопроводи вибирається за умови, що

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.11)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (3.12)$$

$$i_y \leq i_{дин}. \quad (3.13)$$

3.2 Вибір шинних ізоляторів

Тверді шини в розподільних пристроях кріпляться на опорних ізоляторах, які вибираються:
за номінальною напругою

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.14)$$

за припустимим навантаженням

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (3.15)$$

де $F_{расч}$ – сила, що діє на ізолятор;

$F_{доп}$ – припустиме навантаження на головку ізолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (3.16)$$

де $F_{разр}$ – руйнівне навантаження на вигин.

При горизонтальному або вертикальному розташуванні ізоляторів усіх фаз розрахункова сила, H .

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 1 \cdot k_{\Pi} \cdot 10^{-7}, \quad (3.17)$$

де k_{Π} – поправочний коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована «на ребро».

$$k_{\Pi} = \frac{H}{H_{\text{из}}}, \quad (3.18)$$

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}, \quad (3.19)$$

де $H_{\text{из}}$ – висота ізолятора;
 b і h – розміри шини.

При розташуванні шин у вершинах трикутника $F_{\text{расч}}$ дивися в [4].

Прохідні ізолятори вибираються:
за напругою

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.20)$$

за номінальним струмом

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (3.21)$$

за припустимим механічним навантаженням

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}. \quad (3.22)$$

Для прохідних ізоляторів розрахункова сила, H ,

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 1 \cdot 10^{-7}. \quad (3.23)$$

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. трансп. – М.: Желдориздат, 2001. – 512 с.
2. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. ЦЕ 0009. – 2005. – 80 с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6–750 кВ. ГКД 341.004.001–94. – К., 1994.
4. Інструкція з технічного обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціювання електрифікованих залізниць. – К.: Управління електрифікації та електропостачання, 1999.
5. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – К.: 1998.

ДОДАТОК А

Український державний університет залізничного транспорту

Кафедра "Автоматизовані системи електричного транспорту"

Завдання на контрольну роботу

на тему «Вибір та обґрунтування обладнання систем електропостачання залізниць»

Студенту _____ групи

Вибрати та обґрунтувати обладнання знижувальної підстанції 110/10 кВ з потужністю навантаження _____, коефіцієнтом потужності __, графік навантаження № ____.

Потужність короткого замикання на шинах джерела живлення __ МВА

Від підстанції відходить ____ кабельних та _ - повітряних ліній

Літнє навантаження складає 80 % від зимового

Підстанція живиться двома повітряними лініями:

ПЛ 1 – ____, довжина – ____ км;

ПЛ 2 – ____, довжина – ____ км;

Керівник роботи _____()

Харків – 2015

ДОДАТОК Б

Номер варіанта вибирають відповідно до останньої цифри номера залікової книжки студента. Вихідні дані визначають за таблицями Б.1 і Б.2. Дані таблиці Б.3 помножують на коригувальний коефіцієнт, який визначають за передостанньою цифрою залікової книжки (таблиця 1.):

$$P_{\text{макс}} = K_p \cdot P'_{\text{макс}}, \quad (\text{Б.1})$$

$$S_{\text{кз}} = K_s \cdot S'_{\text{кз}}, \quad (\text{Б.2})$$

$$\cos\varphi = K_c \cdot \cos\varphi'. \quad (\text{Б.3})$$

На розсуд викладача вихідні дані можуть бути змінені.

Таблиця Б.1 – Дані графіка навантаження

Години	Навантаження, % від максимального			Години	Навантаження, % від максимального		
	I	II	III		I	II	III
1	40	70	85		68	80	85
2	38	65	82		70	85	85
3	33	60	81		75	85	90
4	33	60	80		80	90	90
5	33	60	80		90	96	100
6	35	62	82		100	100	100
7	50	65	85		100	100	100
8	60	70	86		95	100	80
9	70	85	90		95	85	80
10	70	85	90		70	80	75
11	62	80	87		70	75	60
12	68	80	85		50	70	60

ДОДАТОК В

Приклад 1. Вибрати потужність силових трансформаторів для підстанції з максимальною потужністю активного навантаження $P_{\max}=19.4 \text{ МВт}$ і $\cos\varphi = 0.89$, тоді $S_{\max} = \frac{19.4}{0.89} = 21.8 \text{ МВА}$. З урахуванням припустимого аварійного перевантаження 40 % понад номінальне значення потужність трансформатора складає

$$S_{\text{нм}} \geq \frac{S_{\max}}{K_{\text{сб}}} = \frac{21,8}{1,4} = 15,57 \text{ МВА} \quad (\text{приймаємо стандартну}$$

потужність 16 МВА). Відповідно до ДСТ 14209-97 перевіримо правильність вибору з урахуванням графіка навантаження (рисунок В.1). Для цього графік перетворюємо в еквівалентний двоступінчастий.

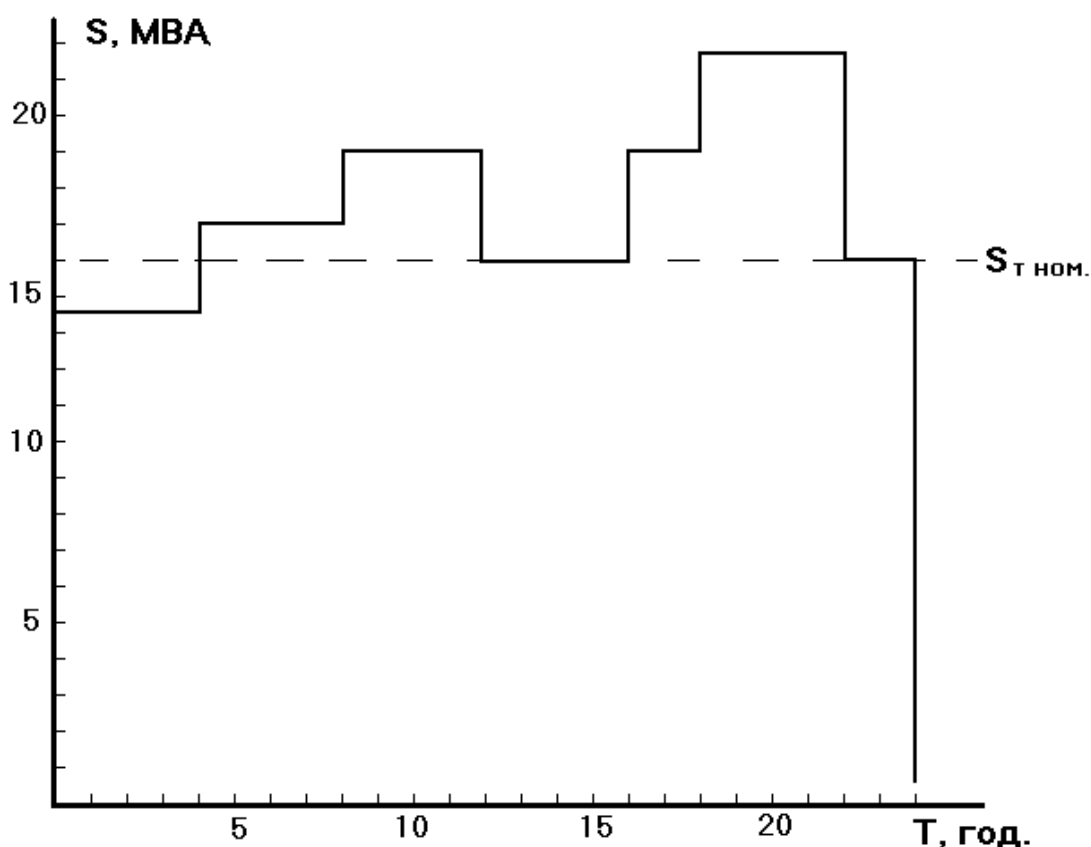


Рисунок В.1 – Графік навантаження підстанції

Коефіцієнт початкового навантаження еквівалентного графіка

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S_i^2 \times \Delta t_i}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i}},$$

де Δt_i – тривалість ступеня потужністю $S_i < S_{\text{ном}}$;
 m – кількість ступенів.



Попереднє значення коефіцієнта перевантаження

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2 \times \Delta h_i}{\sum_{i=1}^n \Delta h_i}},$$

де Δh_i – тривалість ступеня потужністю $S_i > S_{\text{ном}}$;
 n – кількість ступенів.

$$K_2 = \frac{1}{16} \times \sqrt{\frac{17^2 \cdot 4 + 19^2 \cdot 6 + 21,8^2 \cdot 4}{14}} = 1,21.$$

Далі порівнюємо попереднє значення K_2' зі значенням $K_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} / S_{\text{ном}}$ вихідного графіка.

$$K_{\text{макс}} = 21,8 / 16 = 1,36.$$

Оскільки $K_2' < 0,9 K_{\text{макс}} = 1,22$, то тривалість перевантаження коригується за формулою

$$h = (K_2'^2 \times h') / (0,9 \times K_{\text{макс}})^2,$$

$$h = (1,21^2 \times 20) / 1,22^2 = 13,77 \text{ год},$$

де h' – тривалість перевантаження вихідного графіка.

При $K_1=0.965$, температурі -6°C й часу перевантаження 13.77 години знаходимо $K_2 = 1.5$, що більше $0.9K_{\text{макс}} = 1.22$, отже, трансформатор вибраний правильно. Застосування трансформаторів з меншою номінальною потужністю (10 МВА) неможливе, тому що перевантаження в цьому випадку буде $2,18 > 2$.

ДОДАТОК Г

Приклад 2. Для вибору устаткування розрахувати величину струмів короткого замикання на шинах 110 і 10 кВ тупикової підстанції. На підстанції встановлені силові трансформатори потужністю 25 МВА. Живлення здійснюється двома повітряними лініями довжиною 20 км, виконаними проводами АС-240. Система задана потужністю короткого замикання на шинах 110 кВ джерела живлення і складає 3900 МВА. Схема заміщення мережі для розрахунку струмів короткого замикання подана на рисунку Г.1.

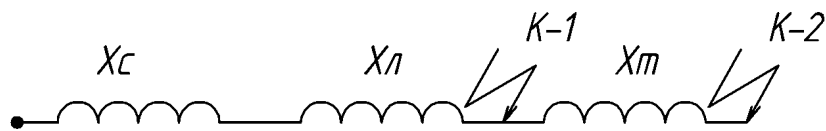


Рисунок Г.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Розрахунок виконуємо у відносній системі одиниць. Для цього задаємося базисними умовами.

Базисна потужність $S_б = 100$ МВА, базисна напруга $U_б = 115$ кВ.

Визначаємо базисний струм

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}$$

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Знаходимо опори елементів кола короткого замикання.

Опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H} \cdot 1,872$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} \cdot 1,872 = 0,7862$$

1.872 – коефіцієнт, який враховує розщепленість вторинної обмотки трансформатора.

Опір лінії

$$X_{\Sigma} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2},$$

де X_0 – питомий індуктивний опір лінії $X_0 = 0.4 \text{ Ом/км}$;
 $l = 20$ – довжина лінії, км;

$$X_{\Sigma} = 0.4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{110^2} = 0.067 \text{ Ом}.$$

Опір системи

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}},$$

$$X_C = \frac{10}{30} = 0.33 \text{ Ом}.$$

Визначаємо параметри СКЗ в точці К-1.
 Значення періодичної складової СКЗ

$$I_{10} = \frac{E}{X_C + X_{\Sigma}} \cdot I_0,$$

де E – еквівалентна ЕРС.

$$I_{10} = \frac{1}{0.33 + 0.067} \cdot 0.22 = 0.5 \text{ кА}.$$

Ударний струм

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{10}.$$

$K_y = 1.7$ – ударний коефіцієнт.

$$i = \sqrt{2} \cdot 5,83 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова СКЗ в момент розбіжності контактів

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}},$$

де τ – розрахунковий час, для якого потрібно знайти i_{at} .

Розрахунковий час

$$\tau = t_{з.мін.} + t_{вл.вим.},$$

де $t_{з.мін.}$ – мінімальний час дії релейного захисту (приймаємо рівним 0.01 с);

$t_{вл.вим.}$ – власний час відключення вимикача (приймають за каталогами залежно від типу вимикача).

Для вимикача типу ВМТ –110 дорівнює 0,05 с.

$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = 0.025$ – постійна часу загасання аперіодичної складової струму.

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,83 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,75 \text{ кА.}$$

Повний інтеграл Джоуля СКЗ $\int_{t_{відк}}^{t_{відк} + T_{авт}} i^2 dt$.

$$\int_{t_{відк}}^{t_{відк} + T_{авт}} i^2 dt$$

Визначаємо параметри СКЗ в точці К-2.

Значення періодичної складової СКЗ

$$I_{10} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}$$

$$I_{10} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,1} = 5,77 \text{ кА.}$$

Ударний струм

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{10},$$
~~$$i_y = \sqrt{2} I_{10} \text{ кА.}$$~~

Аперіодичний СКЗ

$$i_a = \sqrt{2} I_{10} e^{-\frac{t}{T_a}}.$$

$$t_{з.мін} = 0.01 \text{ с};$$

$$t_{с.вим.} = 0.08 \text{ с (з розрахунку на вимикач ВВЭ-10). } T_a = 0.07 \text{ с.}$$

~~$$i_a = \sqrt{2} I_{10} e^{-\frac{t}{T_a}} \text{ кА.}$$~~

Інтеграл Джоуля

~~$$V_k = I_{10}^2 (t + T_a)$$~~

Розраховані значення СКЗ зводимо в таблицю.4.1

Таблиця Г.1 – Струми короткого замикання на шинах підстанції

Місце КЗ	Струм КЗ у початковий момент часу $I_{п,0}$, кА	Ударний струм КЗ i_y , кА	Струм КЗ у момент розбіжності контактів $I_{п,т}$, кА	Аперіодична складова струму КЗ i_a , кА	Інтеграл Джоуля V_k , кА ² с
На шинах 110 кВ	5.83	14.02	5.83	0.75	2.89
На шинах 10 кВ	6.3	16.49	6.3	2.46	6.36

ДОДАТОК Д

Приклад 3. Для підстанції необхідно вибрати вимикачі й роз'єднувачі на стороні 110 кВ. Струм навантаження складає 184 А, а параметри СКЗ відповідають наведеним в таблиці Д.1.

На стороні 110 кВ ПС передбачаємо застосування маломасляних вимикачів типу ВМТ-110Б –20/1000 УХЛ1. Порівняння каталожних параметрів вимикачів з розрахунковими виконуємо в табличній формі.

Таблиця Д.1 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{сном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сном}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{розр}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{н0}} = 5,83 \text{ кА}$	$I_{\text{гр.с}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{гр.с}}$
$i_{\text{у}} = 14,02 \text{ кА}$	$i_{\text{гр.с}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{гр.с}}$
$I_{\text{н}\tau} = 5,83 \text{ кА}$	$I_{\text{від.ном.}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н}\tau} \leq I_{\text{від.ном.}}$
$I_{\text{н0}} = 5,83 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном.}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{вкл.ном.}}; i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном.}}$
$i_{\text{а}\tau} = 0,75 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном.}} = 7,07 \text{ кА}$	$i_{\text{а}\tau} \leq i_{\text{а.ном.}}$
$B_{\text{к}} = 2,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 20^2 \times 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{ном}}^2 t_{\text{т}}$

Вимикач серії ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1 повністю задовольняє умовам вибору. На стороні 110 кВ приймаємо для установлення роз'єднувачі типу РДЗ.1–110Б/1000 та РДЗ.2–110Б/1000 із заземлюючими ножами. Вибір наведений в таблиці Д.2.

Таблиця Д.2 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Розрахункові	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{сном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сном}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{розр}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{у}} = 14,02 \text{ кА}$	$i_{\text{гр.с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{гр.с}}$
$B_{\text{к}} = 2,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{ном}}^2 t_{\text{т}}$

ДОДАТОК Е

Приклад 4. Вибрати трансформатори струму і напруги для підключення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту знижувальної підстанції. Розрахунковий струм навантаження на стороні вищої напруги складає 184 А, на стороні нижчої напруги 1012 А, у колі ліній, що відходять від підстанції, – 173 А. Значення струмів короткого замикання відповідають наведеним в таблиці Е.1.

Оскільки в даному проекті релейний захист детально не розглядається, то перевірка трансформаторів за вторинним навантаженням виконується з урахуванням підключення тільки електровимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюють амперметр, ватметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шині 110 кВ – вольтметр з перемикачем для виміру міжфазних напруг; на секційних вимикачах 10 кВ – амперметр, лічильники активної і реактивної енергії. Розрахунок вторинних навантажень трансформаторів струму наведений у таблиці Е.1.

Таблиця Е.1 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження кожної фази, ВА		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Э–335	1.0	0.5	0.5	0.5
Ватметр	Д–350	1.5	0.5	–	0.5
Варметр	Д–345	1.5	0.5	–	0.5
Лічильник активної енергії	СА–3	1.0	2.5	–	2.5
Лічильник реактивної енергії	СР–4	1.5	2.5	–	2.5
Сумарне навантаження трансформатора струму в колі силового трансформатора з боку НН	–	–	6.5	0.5	6.5

Продовження таблиці Е.1

1	2	3	4	5	6
Сумарне навантаження в колі секційного вимикача	–	–	0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження в колі силового трансформатора на стороні ВН	–	–	0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження в колі відхідних ліній	–	–	5.5	0.5	5.5

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях Е.2 – Е.3.

Таблиця Е.2 – Вибір трансформаторів струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	184 А	200А
$i_y \leq i_{дин}$	14.02 кА	41кА
$B_k \leq I_T^2 \times t_T$	2.89 кА ² с	3 ² × 3 = 27 кА ² с
$Z_n \leq Z_{н ном}$	1.25 Ом	4 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів, підключених до даного трансформатора струму,

$$r_{прил} = S_{прил} / I^2 = 0.5 / 5^2 = 0.02 \text{ Ом.}$$

При цьому опір проводів може бути

$$r_{пр} = Z_{н ном} - r_{прил},$$

де $Z_{н ном}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

r_k – опір контактів, Ом.

$$r_{пр} = 4 - 0.02 - 0.1 = 3.88 \text{ Ом}$$

За умовами механічної міцності переріз сполучних проводів повинен бути не менше 4 мм² (для алюмінію).

Довжина сполучних кабелів $L = 160$ м.

Опір жил

$$r_{np} = \rho \times L / F,$$

де $\rho = 0.0283$ – питомий опір алюмінію, Ом×мм²/м
 F - переріз жил, мм².

$$r_{np} = 0.0283 \times 160 / 4 = 1.13 \text{ Ом}$$

Загальний опір кола струму

$$r_n = r_{npил} + r_k + r_{np} = 0.02 + 0.1 + 1.13 = 1.25 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом},$$

отже трансформатор струму працюватиме в класі точності 1.
 Трансформатор ТФЗМ–110Б-1–ХЛ1 відповідає умовам вибору.

Таблиця Е.3 – Вибір трансформаторів струму в колі силового трансформатора на стороні НН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1012 А	1500 А
$i_y \leq i_{дин}$	16.49 кА	52 кА
$B_k \leq I_T^2 \times t_T$	6.36 кА ² с	31.52×3=2977 кА ² с
$Z_n \leq Z_{н ном}$	0.45 Ом	0.6 Ом

Приймаємо трансформатор струму ТЛК–10–3–У3 1500/5.

Таблиця Е.4 – Вибір трансформаторів струму на відхідних лініях

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	173 А	200 А
$i_y \leq i_{дин}$	16.49 кА	52 кА
$B_k \leq I_T^2 \times t_T$	6.36 кА ² с	20 ² × 3 = 400 кА ² с
$Z_n \leq Z_{н ном}$	0.38 Ом	0.4 Ом

На лініях, які відходять від підстанції, також приймаємо трансформатори струму ТЛК–10–3–У3 200/5.