

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи
для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

СУМИ – 2025

Укладачі:

Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Савойський О. Ю., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Шашков С. В., к. е. н., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

Рясна О. В., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

О 72 Основи електропостачання :

Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, О. Ю. Савойський, С. В. Шашков, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 98 с.

У методичних вказівках зібраний допоміжний теоретичний матеріал з основ електропостачання, що не увійшов до конспекту лекцій.

Методичні вказівки будуть корисними під час вивчення дисципліни «Основи електропостачання», підготовки до проходження практик, написання кваліфікаційних робіт, а також при вирішенні практичних завдань, пов'язаних з проблемами електропостачання об'єктів різних сфер діяльності та побуту людини.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;

Лобода В. Б., к. ф.-м. н., професор кафедри охорони праці та фізики СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А. В., к. т. н., доцент, завідувач кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.

Протокол № 4 від «28» січня 2025 року

З М І С Т

	С.
ВСТУП.....	4
ЧАСТИНА І	
1 Роль електропостачання агропромислових підприємств.....	6
2 Загальні відомості про виробництво, передачу, розподіл та споживання електричної енергії.....	10
3 Електропостачання сільських районів.....	20
4 Електропостачання сільських районів.....	28
5 Електричні мережі електропостачання. Економічність роботи електричних мереж.....	30
6 Елементи електричних мереж.....	35
7 Складові частини і схеми електропостачальної системи споруд.....	39
8 Електричні навантаження сільських мереж.....	50
9 Розрахунок електричних мереж напругою 0,38–110 кВ.....	53
10 Розрахунок електричних мереж за втратою напруги.....	54
ЧАСТИНА ІІ	
11 Розрахунок електричних мереж за економічними показниками.....	59
12 Розрахунок повітряних ліній на механічну міцність.....	62
13 Регулювання напруги в електричних мережах.....	65
14 Перенапруги в електричних мережах та засоби захисту від них.....	68
15 Струми короткого замикання і замикання на землю.....	76
16 Релейний захист систем електропостачання сільського господарства.....	79
17 Засоби автоматизації електричних мереж.....	86
21 Техніко-економічні розрахунки систем електропостачання.....	92
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	96

ВСТУП

Сучасний рівень розвитку виробництва висуває значні вимоги до підготовки інженерів, які спеціалізуються у галузі електропостачання. Управління системами електропостачання різноманітних об'єктів господарської діяльності потребує ґрунтовних, комплексних і сучасних знань. Це обумовлено складністю сучасних систем електропостачання, наявністю численних внутрішніх взаємозв'язків, а також недостатньо високими показниками надійності автоматичних пристроїв, які використовуються на практиці. Окрім цього, варто враховувати можливий негативний вплив великих споживачів електроенергії на стабільність роботи енергосистеми.

Тематика електричних мереж у складі енергетичних та електропостачальних систем охоплює такі ключові аспекти, як структура і функціонування цих систем, їх основні компоненти та обладнання, різновиди схем, у тому числі принципів, розрахункові тощо. Розглядаються основи теорії електричних навантажень для різних категорій електроприймачів, питання управління реактивною потужністю та її компенсацією, а також забезпечення належної якості електроенергії. Особливу увагу приділено схемам і конструкціям ліній та підстанцій електропостачальних систем, вивченню нового обладнання для низької та середньої напруги, аналізу нормальних і аварійних режимів роботи, захисту від надструмів і перенапруг. Окремо акцентується увага на заходах безпеки для попередження ураження людей електричним струмом.

Усі ці аспекти дисципліни «Основи електропостачання» розглядаються як у лекційному матеріалі, так і в цих методичних вказівках. Останні є розширенням та доповненням базового конспекту лекцій, що сприяє поглибленому засвоєнню навчального матеріалу і підвищенню професійної підготовки здобувачів.

ЧАСТИНА І

1 РОЛЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АГРОПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

План

Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня

Надійність електропостачання

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків прикладом електроприймачів II категорії можуть бути:

- електроприймачі в житлових будинках понад 5 і до 10 поверхів з плитами на газоподібному або твердому паливі;
- електроприймачі лікувально-профілактичних закладів, крім тих, що були перераховані вище для I категорії;
- електроприймачі закладів освіти, виховання та підготовки кадрів.

У табл. 1.1 подано основні сільськогосподарські споживачі першої й другий категорій по надійності електропостачання.

Таблиця 1.1 – Сільськогосподарські споживачі першої й другий категорій по надійності електропостачання

Перша категорія (I)	Друга категорія (II)
Тваринницькі комплекси та ферми: – по виробництву молока на 400 корів; – по вирощуванню й відгодівлі молодняку ВРХ на 5 тис. голів у рік і більше; – з відгодівлі ВРХ на 5 тис. голів у рік і більше; – з вирощування ялівок на 3 тис. худобо-місць і більше; – з вирощування й відгодівлі на 12 тис. свиней у рік і більше. Птахофабрики: – з виробництва яєць з утриманням 100 тис. курей-несушок і більше. – м'ясного напрямку з вирощування 1 млн. бройлерів на рік і більше. – з вирощування племінного стада курей на 25 тис голів і більше, а також гусаків, качок і індичок 10 тис. голів і більше.	Тваринницькі і птахівницькі ферми меншої продуктивності ніж зазначена для споживачів першої категорії. Тепличні комбінати й розсадні комплекси. Кормоприготувальні заводи й окремі цехи з механізованим приготуванням і роздачею кормів. Картоплесховища місткістю більш 500 т з холодопостачанням і активною вентиляцією. Холодильники для зберігання фруктів місткістю більш 600 т. Інкубаційні цехи рибних господарств і ферм.

У табл. 1.2 наведено перелік сільськогосподарських електроприймачів першої (I) і другої (II) категорій за надійністю.

Таблиця 1.2 – Перелік електроприймачів першої (I) і другої (II) категорій за надійністю

Найменування електроприймачів (груп електроприймачів) сільськогосподарських підприємств	Категорія надійності
Комплекси і ферми молочного напрямку:	
– системи доїння корів у стійлах	II*
– таке саме у доїльних залах	II*
– робоче висвітлення в доїльних залах	II*
– система промивання молокопроводів і підігріву води	II*
– локальний обігрів телят	II*
– опромінення телят	II*
– чергове висвітлення в родильнім відділенні	II*
– очищення, зберігання й охолодження молока	II
– переробка (пастеризація молока)	II
– системи поїння корів і телят у родильнім відділенні	II
– установки забезпечення мікроклімату в телятнику	II
– готування кормів	II
– роздача кормів	II
Комплекси і ферми ВРХ:	
– чергове висвітлення будинку моноблоків	II
– системи поїння	II
– роздача кормів	II
– системи механізованого готування й випоювання молока в телятнику першого періоду	II
Кормоприготування (кормоцехи):	
– система опалення	II
– система припливно-витяжної вентиляції	II
Свинарські комплекси й ферми:	
– опалювально-вентиляційні системи свинарників-відгодівельників	II*
– таке саме у свинарниках для поросят	II*
– приготування кормів (кормоцеху)	II
– роздача кормів стаціонарними засобами	II
– системи поїння тварин	II
– робоче освітлення в моноблоках	II
– таке саме у свинарниках-маточниках	II
– чергове освітлення	II
– споруди з оброблення та очищення гнійових стоків	II
– водозабірні споруди	II
– система вентиляції у свинарниках для опоросів	II
– система вентиляції приміщень і зон моноблоків, де неможливо здійснити природне провітрювання	II
– локальний обігрів поросят у свинарниках для опоросів і санітарних верстатах	II
Для всіх підприємств:	
– установка пожежогасіння	II*
– установка водопостачання водонапірних башт	II
– установка теплопостачання й гарячої води	II
– котельні	II
– котельні з казанами високого й середнього тиску	II*

Відповідно до ПУЕ електропостачання електроприймачів II категорії рекомендується забезпечувати **від двох незалежних джерел живлення**, що мають взаємне резервування, і перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного джерела живлення може бути допустимою на час, що необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної бригади.

При виході з ладу кожного із джерел, що залишився в роботі потрібно забезпечити навантаження електроприймачів першої й другої категорій при відхиленнях **не нижче 10 %**.

Споживачі й електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електричною енергією від двох незалежних джерел живлення. З електроприймачів другої категорії виділяється група, що не допускає перерв в електропостачанні тривалістю **більше 0,5 год**, інші електроприймачі допускають перерви на час ручного включення резерву.

До **III категорії** належать всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватись від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, які необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропостачальної системи, не перевищують однієї доби.

Рівень надійності системи електропостачання на певному етапі розвитку техніки в остаточному підсумку визначається витратами на спорудження й експлуатацію системи. Підвищення рівня надійності, як правило, пов'язане зі збільшенням витрат на спорудження й експлуатацію системи. Однак при цьому зменшується збиток від перерв електропостачання споживачів.

Оскільки відсутні достовірні дані про значення збитків, допускається оцінювати рівень надійності по середньому параметру потоку відмов системи ω (число відмов на рік).

Для різних категорій надійності споживачів залежно від середнього часу τ (на годину) **перерви електропостачання встановлені наступні нормативи:**

– перша категорія – допускається перерва на час автоматичного відновлення постачання;

– друга категорія:

при $P_{\text{розр}} \geq 120 \text{ кВт}$

$$2,1\omega_{\text{II}}^*(\tau \geq 0,5) = 2,5 \text{ відмови в рік}$$

$$2,2\omega_{\text{II}}(\tau \geq 4) = 2,3 \text{ відмови в рік}$$

$$2,3\omega_{II} (4 < \tau \leq 10) = 0,1 \text{ відмови в рік};$$

при $P_{розр} < 120\text{кВт}$

$$2,4\omega_{II} (4 < \tau \leq 10) = 0,2 \text{ відмови в рік};$$

– третя категорія:

$$\omega_{III}(\tau \leq 24) = 3 \text{ відмови в рік.}$$

Методика схвалення рішення при даному підході заснована на складанні нормативних показників надійності електропостачання споживачів відповідно до категорії з розрахунковими показниками.

Розрахункові показники визначаються за довідковим даними про надійність елементів СЕП залежно від схеми їх з'єднань від ДЖ до точки підключення споживача й з урахуванням умов експлуатації.

2 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

План

Складові частини електропостачальної системи та режими її роботи

Складові частини електропостачальної системи та режими її роботи

2.3.1 Складові частини електропостачальної системи

Основними складовими частинами електропостачальної системи є: електростанції, підвищувальні та понижувальні підстанції, розподільчі мережі.

У місцях споживання розміщують понижувальні підстанції, що знижують напругу до такого значення, щоб електроенергією могли користуватися споживачі. Необхідність підвищення й зниження напруги електричної енергії привела до того, що для її передачі й розподілу застосовують змінний, переважно трифазний, струм.

На рис. 2.3 а показана принципова схема невеликої електричної системи, що складається із трьох районних електричних станцій. Напруга генератора електростанцій становить 10 кВ (може бути до 24 кВ).

Його підвищують на найбільш віддаленій станції до 220 кВ, а на ближче розташованих – до 110 кВ і потім передають енергію в загальне кільце напругою 110 кВ.

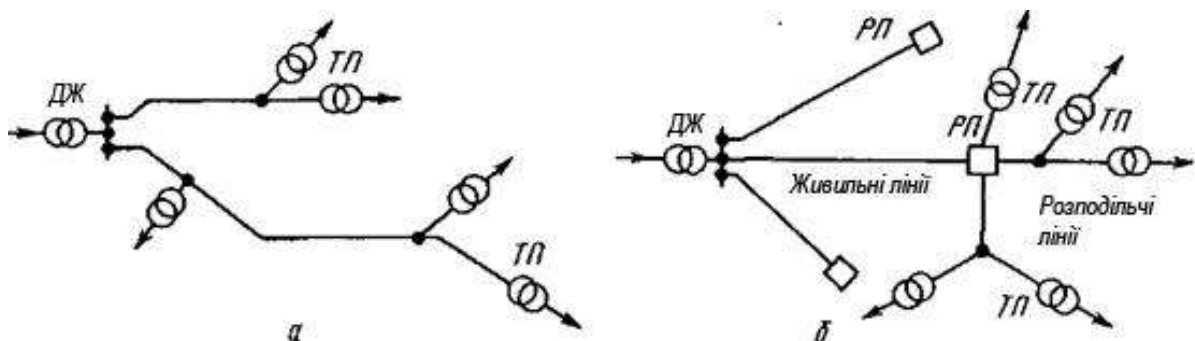


Рисунок 2.2 – Схеми електричних мереж:

а – розподільчої; б – живильної

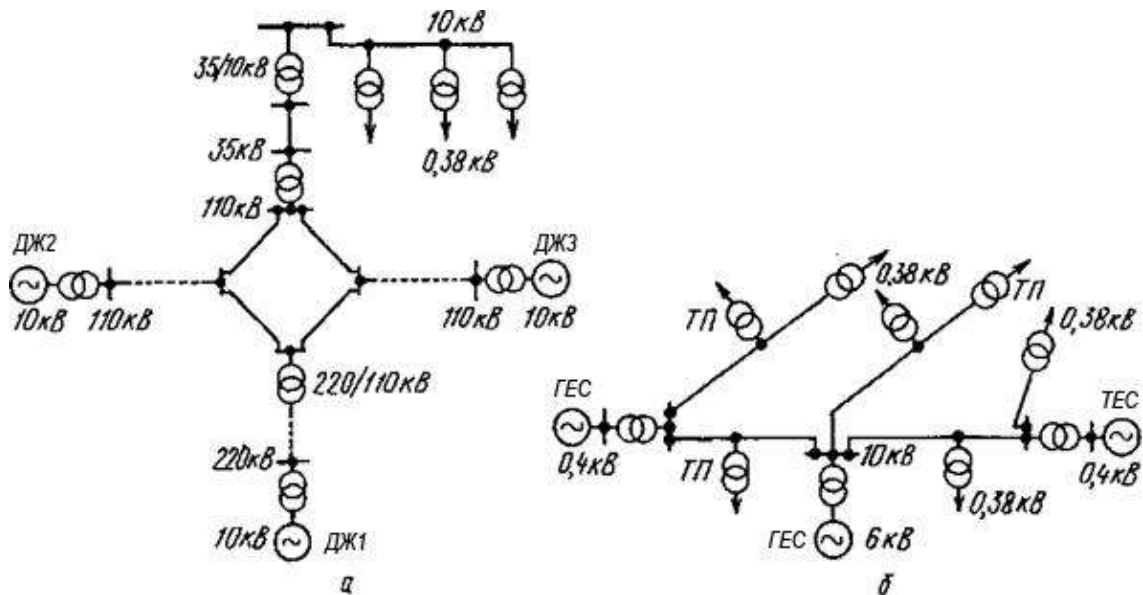


Рисунок 2.3 – Схеми невеликих електричних систем:

а – невеликої; б – сільської

При цьому у кінці лінії від віддаленої станції споруджена підстанція на 220/110 кВ. Крім того, система як правило має лінії зв'язку з іншими системами (на рисунку не показані). Від загального кільця 110 кВ через понижувальні підстанції 110/35 кВ живиться лінії напругою 35 кВ. Одна з таких ліній показана на малюнку зверху. Ці лінії подають енергію більш дрібним підстанціям на напругу 35/10 кВ. Від підстанцій розходяться розподільні мережі напругою 10 кВ із понижувальними трансформаторними пунктами. На трансформаторних пунктах напругу знижують із 10 кВ до робочих – 380 В.

Отже, електрична енергія, перш ніж вона досягне споживача, кілька раз трансформується, що викликає необхідність спорудження великої кількості трансформаторних підстанцій.

На рис. 2.3 б зображена схема сільської електричної системи. Вона складається із двох ГЕС і теплової електростанції (ТЕС), що працюють на загальну мережу напругою 10 кВ. На малих станціях як правило встановлюють генератори низької напруги (400 В), а на більших – генератори високої напруги (6,3 кВ). І в тому й в іншому випадку електричні станції з'єднують мережею через підвищувальні трансформаторні підстанції. Споживачі одержують електричну енергію або безпосередньо від шин електростанцій, або від лінії, що

пов'язує окремі станції. Сільські системи з'єднують із потужними електричними системами. У деяких віддалених сільських районах ще є окремі сільські електростанції (рис. 2.4), не пов'язані з іншими. На таких станціях звичайно встановлюють генератори на напругу 400 В, як підвищують її до 10 кВ. При цьому електроенергію розподіляють по всьому району.

Значення напруги – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної установки, у тому числі й електричну мережу.

2.3.2 Номінальна напруга

Переважає більшість вітчизняних електростанцій працює у складі Об'єднаної енергосистеми України. Для забезпечення можливості одночасної злагодженої роботи великої кількості генераторів, трансформаторів та споживачів і досягнення найкращих технічних й економічних показників у роботі такої складної системи висуваються жорсткі вимоги до основних електротехнічних параметрів.

На електростанціях України в основному виробляється електроенергія трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Постійний струм отримують, як правило, зі змінного струму з допомогою перетворювачів.

Виробництво електричної енергії на електростанціях і пересилання її до споживачів здійснюються на різних номінальних напругах, значення яких залежать у першу чергу від потужності і відстані, на яку треба передати електроенергію. З метою зменшення втрат при пересиланні електроенергії зі збільшенням потужності і відстані доцільне підвищення номінальної напруги.

Номінальною напругою генераторів, трансформаторів, ЛЕП та електроприймачів називається напруга, на яку вони розраховані підприємством-виробником для роботи в нормальних тривалих умовах роботи і при якій забезпечують найкращі техніко-економічні характеристики. Для забезпечення злагодженої роботи всіх складових частин об'єднаної енергосистеми номінальні значення напруг стандартизовані.

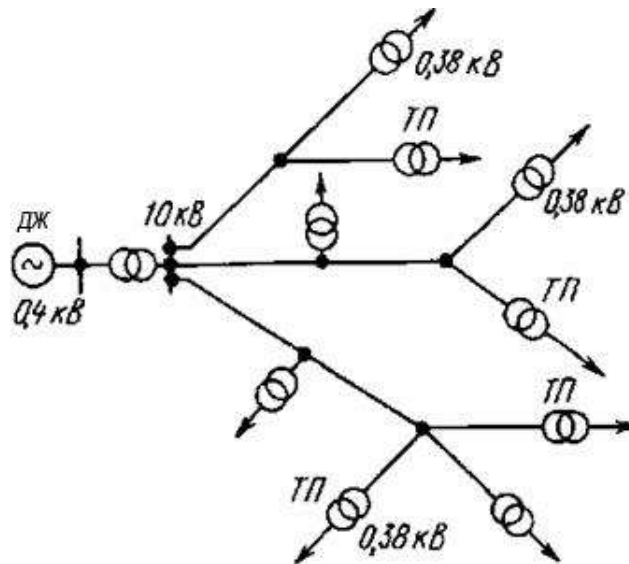


Рисунок 2.4 – Схема мережі одиначної сільської електростанції

В установках трифазного струму номінальною напругою прийнято вважати значення **міжфазної напруги**. Наприклад, якщо лінія має номінальну напругу 35 кВ, то її фазна напруга буде у $\sqrt{3}$ раз меншим і складе 20,2 кВ.

Номінальна напруга мережі приймають такою, що дорівнює номінальній напрузі приймачів електроенергії. У дійсності напруга мережі в її різних точках неоднакова в кожний даний момент часу. На початку лінії напруга звичайна вище номінальної, а наприкінці лінії – нижче неї.

На рис. 2.5 показана лінія з розподіленням навантаженням. У даному прикладі напруга на початку мережі на 5 % вище номінального, наприкінці – на 5 % нижче номінального.

У загальному випадку треба прагнути до того, щоб середнє арифметичне значення напруги на початку й наприкінці мережі наближалось до номінальної напруги мережі (див. рис. 2.4) тобто, наприклад,

$$\begin{aligned} (U_1 + U_2)/2 &= (400 + 360)/2 \text{ В} = \\ &= 380 \text{ В} = U_n. \end{aligned}$$

Номінальну напругу генераторів приймають на 5 % вище номінальної напруги мережі. Це впливає з попередніх міркувань, тому що тільки при такій умові можна підвищити напругу електричної мережі в її початку. Номінальна напруга первинних обмоток трансформаторів повинна дорівнювати напрузі мережі, тому що вони є приймачами електроенергії.

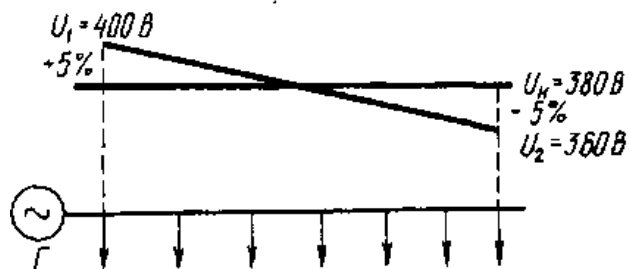


Рисунок 2.5 – Номінальні й дійсні напруги в різних точках

Нарешті, номінальна напруга вторинних обмоток трансформаторів на 5–10 % повинна перевищувати номінальну напругу мережі, тому що вони відіграють роль генераторів для наступних ділянок мережі. Крім того, при збільшенні напруги компенсується втрата напруги в самих трансформаторах.

Усі електричні установки розділяють на установки напругою до 1 кВ і понад 1 кВ. Назвемо умовно мережі напругою до 1 кВ мережами низької напруги, а понад 1 кВ – мережами високої напруги.

Промисловість виготовляє велику кількість різних типорозмірів машин і обладнання. З іншого боку, при значному різноманітності значень стандартних напруг можна виконати мережі більш економічними й скоротити в них витрату металу. Встановлене обладнання заземлюють у трансформаторах наприкінці кожної ділянки мережі.

Усі металеві частини, які не перебувають, але в випадку псування ізоляції можуть виявитися під напругою, з'єднують із нульовим проводом. на останньому не встановлюють пристрої, ні автомати (автоматичні вимикачі) ні плавкі запобіжники. виключення становлять внутрішні однофазні мережі освітлення в сухих приміщеннях.

У нормальному режимі між кожним з фазних проводів і землею напруга не перевищує фазну, тобто 220 В. Якщо один з фазних проводів замкне на землю, то відбудеться коротке замикання, тому що нульовий провід також з'єднаний із землею. На пошкодженому проводі спрацює автомат або перегорить запобіжник і коротке замикання буде ліквідовано. При заземленні нульового проводу й з'єднанні

з ним металевих частин устаткування виключається підвищення напруги фазних проводів щодо землі й можливо широке застосування напруги 380 В.

Використання системи напругою 380 В за умови дотримання зазначених раніше вимог не більш небезпечна для людей, ніж застосування системи напругою 220 В, і у той самий час дає економію металу проводів у середньому у 2 рази. Саме тому напруга 380 В – єдина, використовувана в сільських мережах напруга до 1 кВ.

В однофазних мережах застосовують напругу 220 В поширені також трьохпроводні однофазні мережі із середнім заземлюючим проводом. У цих мережах напруга між крайніми проводами становить $2 \times 220 \text{ В} = 440 \text{ В}$, а між крайніми проводами й середнім – 220 В.

Розподільчі мережі виконують на напругу 6 і 10 кВ. Перевага мереж напругою 10 кВ стала настільки очевидною, що мережі напругою 6 кВ застосовують лише при розширенні існуючих установок.

Напруга 20 кВ із безпосередньою трансформацією на 380 В має поки невелике застосування, але часто воно виявляється найбільш вигідним. Напругу 35 кВ використовують для живильних ліній з подальшою трансформацією на напругу 10 або 6 кВ. Застосовують також безпосередню трансформацію з 35 кВ до 380 В, тобто глибоке введення напруги 35 кВ до споживача. Напруга 110 кВ поширена у сільських районах, що живляться від потужних енергосистем. Для живлення великих об'єктів усе ширше використовують трансформатори 110/10 кВ, а також трьохобмоткові трансформатори 110/35/10 кВ.

2.3.3 Режими роботи електропостачальної системи

Режими роботи електропостачальної системи визначаються великою кількістю показників, головними з яких є:

- значення напруги на виходах джерел та на вході електроприймачів;
- рівень напруги мережі живлення відносно землі;
- величина навантаження по струму джерел, приймачів, пристроїв перетворення та провідників;
- режим роботи нейтралі;

- симетричність фазних та лінійних напруг;
- синусоїдальність напруги;
- величина відхилення частоти;
- опір ізоляції між провідниками та відносно землі та ін.

Залежно від величини відхилення зазначених вище перерахованих показників від розрахункових (проектних) значень розрізняють такі основні види режимів роботи:

1) Нормальні режими роботи – режими роботи, за яких відхилення основних показників знаходиться в допустимих межах, що передбачені чинними нормами та правилами або вимогами заводу-виробника відповідного обладнання. У цьому режимі роботи всі складові частини електропостачальної системи можуть працювати тривалий час і забезпечувати надійне електропостачання.

2) Короткочасно допустимі режими роботи – режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників від номінальних значень, але ці відхилення або передбачені у проектних розрахунках (наприклад, перевантаження по струму протягом добового максимуму), або допускаються на певний обмежений час і не завдають значного збитку для джерел, мереж і електроприймачів (наприклад, спад напруги на час запуску потужних електроприймачів, пускові струми яких значно більші від номінальних струмів). Частота повторення та тривалість таких режимів обмежені.

3) Аварійні режими роботи – режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників і можуть спричинити вихід із ладу як окремих складових частин, так і всієї електропостачальної системи. Факторами, що можуть зумовити появу аварійних режимів роботи, є міжфазні короткі замикання, обрив провідників і замикання їх на землю, погіршення ізоляційних властивостей та ін. Як правило, аварійні режими роботи супроводжуються значним зростанням навантаження по струму, що призводить, навіть при короткочасному протіканні таких струмів, до значного нагрівання провідників, яке може викликати їх перегорання; появою значних механічних навантажень на струмопровідні частини, що зумовлені збільшенням електродинамічних сил; стрибками напруги, порушенням її

синусоїдальності, симетричності тощо. Такі режими роботи є небажаними, а тому в електропостачальній системі мають бути передбачені засоби та заходи, спрямовані на унеможливлення виникнення таких режимів, а під час виникнення – вжити заходів зі скорочення тривалості таких режимів роботи.

2.3.4 Режими роботи нейтралі

Надійність та безпека роботи електричної мережі значною мірою залежать від режиму роботи нейтралі. Це обумовлюється тим, що найбільша кількість аварійних режимів роботи електропостачальних систем зумовлена однофазними короткими замиканнями на землю або випадковим електричним з'єднанням частин електроустановки, що знаходяться під напругою, з її заземленими конструктивними частинами. На величину струму та небезпеку для обслуговуючого персоналу суттєвий вплив має режим роботи нейтралі. Крім того, залежно від режиму роботи нейтралі система по-різному реагує на однофазне коротке замикання. Як буде показано нижче, при виникненні однофазного короткого замикання, залежно від режиму роботи нейтралі, система може й далі працювати в тимчасово допустимому режимі або ж виникає аварійний режим роботи, який потребує негайного вимкнення системи і супроводжується небажаними наслідками.

Відповідно до ПУЕ електроустановки залежно від заходів електробезпеки поділяються на:

- електроустановки понад 1 кВ у мережах з ізолюованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- електроустановки до 1 кВ з ізолюованою нейтраллю;
- електроустановки понад 1 кВ у мережах з ефективно заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- електроустановки до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю.

2.3.5 Трьох- та чотирьохпровідні електричні мережі

Отже, залежно від напруги трифазних мереж по-різному вирішують питання про режим нейтралі, тобто з'єднанні із землею їх нульової точки.

У трифазних чотирьохпровідних мережах напругою 380/220 В (рис. 2.10), а також трьохпровідних мережах 2×220 В нульовий або середній провід безпосередньо з'єднаний із землею. завдяки цьому підвищується безпека мереж, тому що в нормальному режимі напруга між фазним проводом і землею не перевищує 220 В, а при замиканні фазного проводу на землю відбувається коротке замикання й перегорить плавкий запобіжник або спрацює автомат, відключаючи лінію.

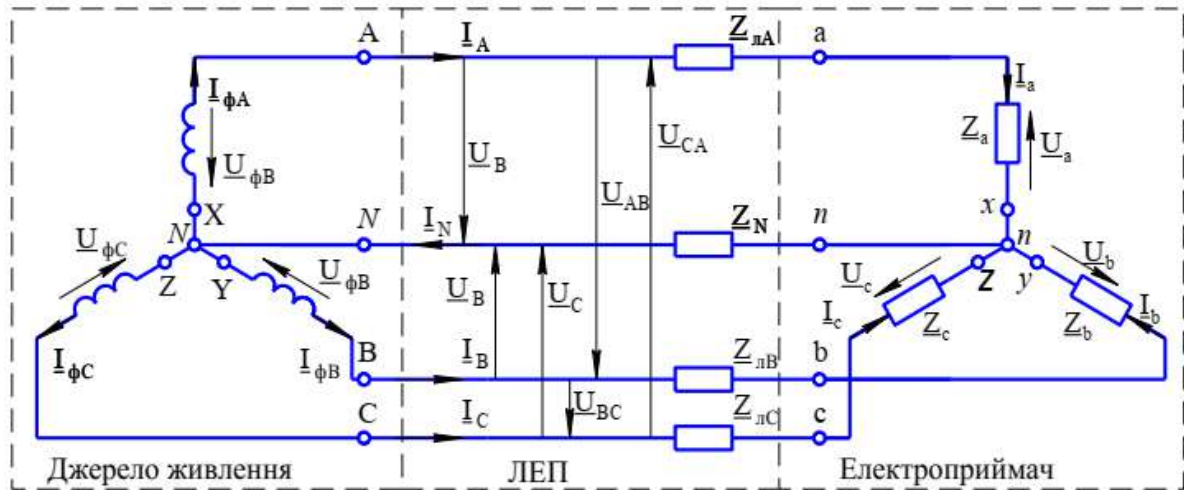


Рисунок 2.10 – Схема трифазної чотирьохпровідної мережі

У мережах напругою понад 1 до 35 кВ включно в Україні і деяких інших країнах застосовують режим ізольованої від землі нейтралі. Такі мережі виконують трьохпровідними (рис. 2.10). При замиканні фазного проводу на землю через заземлення буде протікати тільки невеликий струм, обумовлений ємністю проводів мережі стосовно землі й номінальною напругою мережі.

У багатьох закордонних країнах, зокрема в США, мережі напругою 1–35 кВ виконують із глухозаземленою нейтраллю.

Мережі напругою 110 кВ і вище завжди працюють із глухозаземленою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через невеликий опір. При цьому умови роботи мережного устаткування полегшують, тому що напруги в лінії щодо землі не перевищують фазних. Для зменшення струму однофазного короткого замикання на землю заземлюють нейтралі не всіх, а тільки частини трансформаторів.

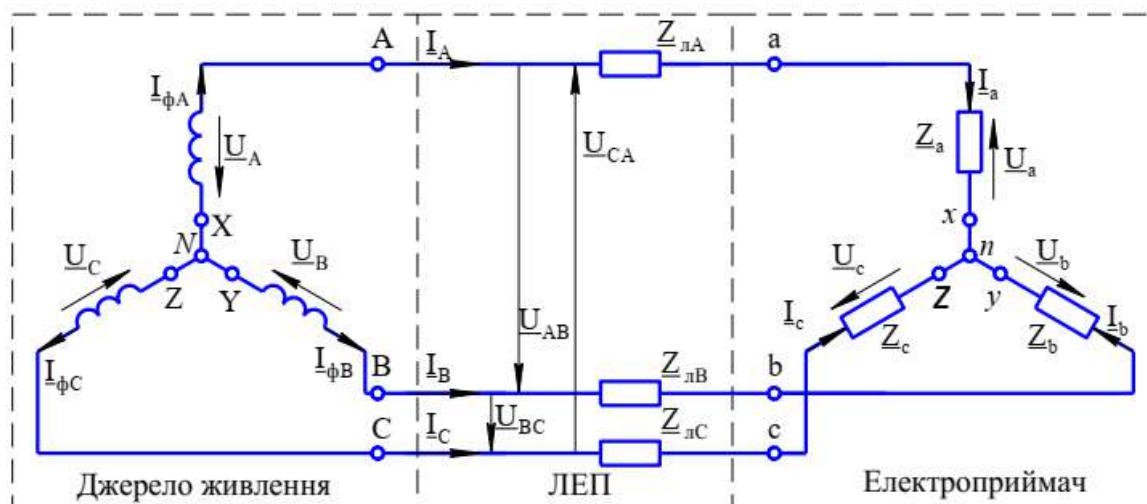


Рисунок 2.11 – Схема трифазної трьохпровідної мережі

З ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ

План

Пристрої автоматичного включення резерву

Пристрої автоматичного включення резерву

Питання надійного електропостачання споживачів сільських і міських районів є одним із головних. Особливо актуальним воно є для електроприймачів I та II категорій, електропостачання яких, як було зазначено в п. 4.3, має відбуватися від двох і більше незалежних джерел живлення, що мають взаємне резервування.

Зважаючи на викладене вище можна дійти висновку, що можливі три варіанти надійного безперебійного електропостачання:

1) електропостачання відбувається від двох (або трьох) джерел живлення, які постійно знаходяться на паралельній роботі. Кожне з джерел живлення має достатній запас потужності, щоб у разі виходу з ладу одного з джерел або лінії живлення безперебійне електропостачання забезпечувало працездатне джерело;

2) джерела живлення не працюють паралельно, але мають між собою достатній запас потужності і резервні зв'язки, які дозволяють у разі порушення в роботі одного з джерел живлення його навантаження переключити на інші;

3) є два (або три) джерела живлення, але працює лише одне, інші – знаходяться в резерві. У разі відключення основного джерела його навантаження переключається на резервне джерело живлення.

Досить часто використання першого варіанта є неможливим або економічно недоцільним. Тоді для споживачів I та II категорій з метою забезпечення безперебійного електропостачання використовують один із двох останніх варіантів. У цих випадках переключення доцільно виконувати з допомогою пристроїв автоматичного включення резерву (АВР).

Пристрої АВР випускаються промисловістю у вигляді стандартних виробів, а тому потреби в розробленні спеціальних схем АВР, як правило, не виникає. Вибір тієї чи іншої схеми АВР залежить від:

- вимог і ступеня безперебійного електропостачання того чи іншого електроприймача;
- допустимої тривалості перерви в електропостачанні;
- типу вимикача та привода, керування роботою яких забезпечує АВР;
- очікуваного економічного ефекту від підвищення надійності електропостачання та ін.

Пристрої АВР реалізуються на електромагнітних або на електронних реле, а також на механічних пристроях ручних пружинних приводів високовольтих вимикачів або низьковольтих автоматичних вимикачів. Усі пристрої АВР спрацьовують під час зникнення напруги на лінії основного живлення. АВР спрацьовують, як правило, завдяки надходженню сигналу від реле мінімальної напруги. Обмотка реле мінімальної напруги може як безпосередньо підключатися до лінії (напруга до 1 кВ), так і через трансформатори напруги (напруга понад 1 кВ). Швидкодія сучасних зразків АВР складає десяті частки секунди.

Незалежно від схемного і конструктивного рішення пристроїв АВР усі вони мають задовольняти основним вимогам:

- постійно знаходитись в стані готовності до спрацювання;
- мати мінімально можливе значення часу спрацювання, з метою скорочення тривалості перерви в електропостачанні;
- забезпечувати надійне спрацювання кожного разу у разі зникнення напруги (незалежно від причини) на основній лінії живлення і за наявності нормальної напруги на резервній лінії;
- забезпечувати відключення лінії основного живлення з боку споживача у разі зникнення на ній напруги раніше підключення споживача до лінії резервного живлення;
- забезпечувати одноразовість дії на один сигнал зникнення напруги, що необхідно для попередження можливості багаторазових вмикань резервної лінії на стійке коротке замикання.

Роботу пристрою АВР 6–10 кВ з секційним вимикачем розглянемо на прикладі схеми на рис. 3.1.

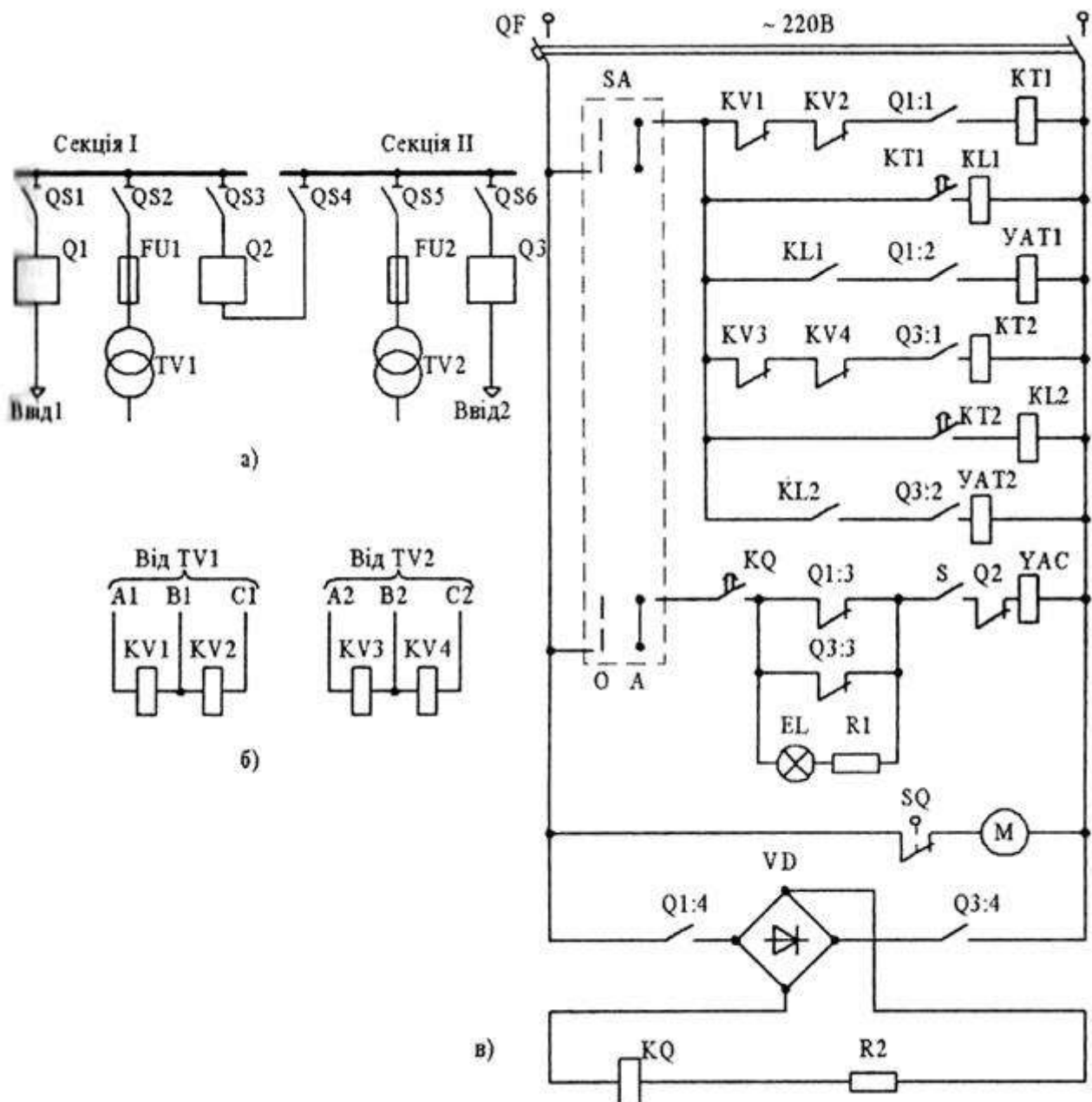


Рисунок 3.1 – Схема АБР 6–10 кВ з секційним вимикачем

У цій схемі є дві секції шин 6–10 кВ, кожна з яких має свій ввід і в нормальному режимі роботи живиться від окремого джерела. У нормальному режимі роботи вимикачі Q1 і Q3 ввімкнені, а секційний вимикач Q2 вимкнений.

Схема керування працює на вмикання секційного вимикача Q2 у разі зникнення або недопустимого зниження напруги на одній із секцій шин. У цьому випадку відбувається взаємне резервування з допомогою АБР двосторонньої дії.

Секційний вимикач Q2 має пружинний привод, що починає діяти з допомогою двигуна М. Керування роботою двигуна відбувається за допомогою кінцевого вимикача SQ.

Схема керування живиться від джерела змінного синусоїдного струму напругою 220 В, а для живлення реле блокування KQ передбачений напівпровідниковий випрямляч VD.

Вмикання схеми керування у роботу відбувається автоматичним вимикачем QF. При цьому отримує живлення двигун М, який заводиться пружинний привод секційного вимикача Q2. При повністю заведеному пружинному приводі контакт кінцевого вимикача в0 в колі живлення двигуна М розімкнений. Якщо вимикачі Q1 і Q3 знаходяться у ввімкненому стані, то від випрямляча VD отримує живлення котушка реле блокування KQ, і з затримкою в часі замикається його контакт в електричному колі живлення котушки електромагніта включення УАС секційного вимикача Q2.

В положенні «0» перемикача SA пристрій АВР знаходиться у вимкненому стані. Для підготовки до роботи пристрою АВР необхідно перемикач SA переключити в положення «А». Про готовність пристрою АВР до роботи свідчить горіння сигнальної лампи EL, що можливе за умови знаходження вимикачів Q1 і Q3 у ввімкненому положенні, секційного вимикача Q2 у вимкненому положенні, замкненому контакті пружинного привода S і замкненому контакті реле блокування KQ. У такому випадку через котушку УАС електромагніта включення секційного вимикача Q2 проходить струм, що недостатній для спрацювання електромагніта.

Сигнал про наявність або відсутність напруги на секціях шин від трансформаторів напруги TV1, TV2 подається на реле напруги KV1–KV4. При зникненні напруги, наприклад, на першій секції шин, спрацьовують реле напруги KV1, KV2, і вмикається реле часу KT1. Реле часу KT1 із затримкою в часі своїм контактом замикає електричне коло живлення котушки реле проміжного KL1, яке вмикається і забезпечує спрацювання електромагніта вимкнення УАТ1 вимикача 01.

Допоміжний контакт вимикача Q1:3 шунтує сигнальну лампу EL і забезпечує замкнене електричне коло для живлення котушки електромагніта вмикання УАС, який звільняє пружину привода і забезпечує швидке вмикання міжсекційного вимикача Q2. Вмикання міжсекційного вимикача Q2 забезпечує поновлення живлення першої секції шин, але тепер уже від другого вводу.

Допоміжний контакт вимикача Q1:4 забезпечує розмикання електричного кола живлення випрямляча УБ, завдяки чому втрачає живлення котушка реле блокування K0 і тим самим забезпечується одноразовість спрацювання АВР на один сигнал зникнення напруги.

У разі включення секційного вимикача Q2 на коротке замикання, спрацює його максимально струмовий захист і відбувається вимкнення.

Аналогічно відбуваються всі процеси і в разі зникнення напруги на шинах другої секції та наявності номінальної напруги на шинах першої секції. Але при цьому в роботі схеми беруть участь реле часу KT2, реле проміжне KL2, електромагніт вимкнення УАТ2 вимикача Q3.

На рис. 3.2 наведена схема пристрою АВР до 1000 В на контакторах типу АВР-100-10–250. Ця схема призначена для роботи в системах з глухоізольованою нейтраллю для живлення приймачів I категорії. Вона забезпечує поновлення електропостачання споживачів шляхом автоматичного включення резервного при відключенні робочого джерела живлення. Пристрої забезпечують електропостачання від двох незалежних, таких, що мають взаємне резервування, джерел живлення. Перерва в електропостачанні споживачів при порушенні електропостачання від одного із джерел вимірюється лише часом, необхідним на автоматичне переключення на резервне живлення з подальшим повним автоматичним поновленням схеми станом до появи аварійного режиму живлення.

Відповідно до схеми живлення можливе по одному з двох введів, один із яких є основним (наприклад, ввід 1), а інший – резервний.

Розглянемо принцип дії цієї схеми. Вмикаються ввідні автоматичні вимикачі QF1 і QF4. Вмикається автоматичний вимикач QF2, що забезпечує живлення котушки контактора KM1. Контактор KM1 вмикається і своїми

контактами KM1:1 забезпечує живлення котушки контактора KM3, який вмикається і своїми силовими контактами KM3:1 забезпечує подачу напруги на шини пристрою АВР. Вмикання автоматичних вимикачів QF4 забезпечує подавання напруги на лінії, що відходять.

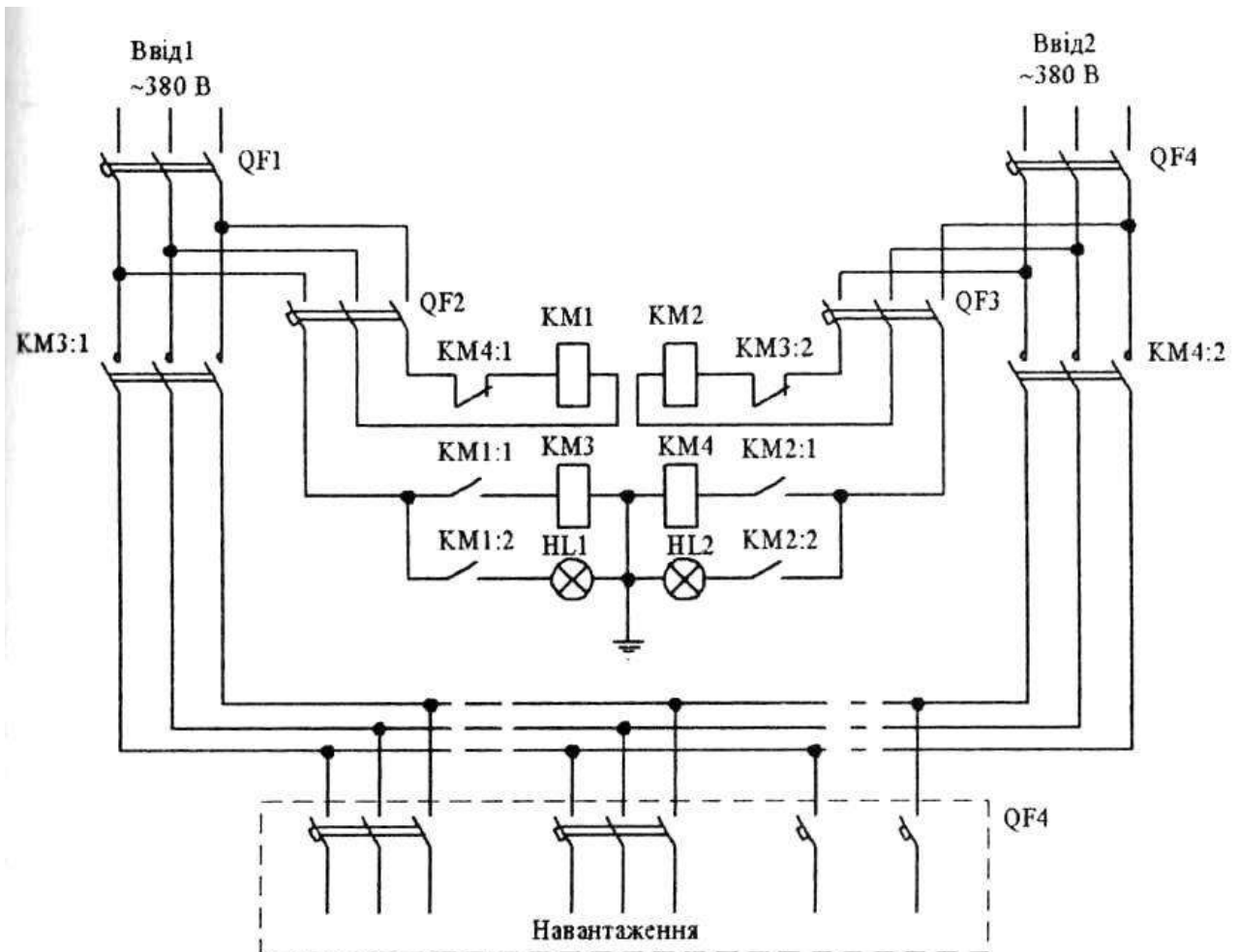


Рисунок 3.2 – Схема АВР-100-10-250 до 1000 В

Ця схема реагує на зникнення напруги принаймні на одній із фаз. При цьому вмикається контактор KM1 або/і контактор KM3. Замикання контакту KM3:2 забезпечує спрацювання контактора KM2, який своїм контактом KM2:1 створює замкнене електричне коло живлення котушки контактора KM4, а контактом KM2:2 – сигнальної лампи HL2. Контактор KM4 вмикається і своїми силовими контактами KM4:2 забезпечує підключення шин пристрою АВР до вводу 2 і подальше безперебійне електропостачання споживачів.

Допоміжними контактами КМ4:1 розмикається електричне коло живлення контактора КМ1, чим унеможлиблюється одночасне підключення шин пристрою АВР до вводу 1.

Захист від струмів короткого замикання забезпечується з допомогою автоматичних вимикачів QF1–QF4.

Пристрої АВР інших типів даної серії мають дещо інші схеми і функціональні особливості роботи, які детально розглянуті нижче.

Пристрої АВР-200. Оперативне автоматичне переключення здійснюється з регульованою затримкою в часі при зміні чергування фаз, асиметрії фазних напруг, відсутності однієї і більше фаз, симетричному падінні напруги, аварійних режимах короткого замикання основного і резервного вводів системи живлення.

Пристрої АВР-300. Оперативне автоматичне переключення здійснюється з регульованою затримкою в часі по робочому і резервному вводах при зміні чергування фаз, асиметрії фазних напруг, відсутності однієї і більше фаз, симетричному падінню напруги, аварійних режимах короткого замикання.

Пристрої АВР-400. Виконувані функції і параметри, що контролюються в цих пристроях, аналогічні пристроям АВР-200, але вони мають більші значення номінального робочого струму.

Пристрої АВР-500. Відрізняються тим, що мають у своєму складі секційний апарат між рівнозначними енергонезалежними вводами, з допомогою якого здійснюється комутація навантажень у паралельну роботу через аварії на одному із вводів.

Пристрої АВР-600. Від пристроїв АВР-500 відрізняються наявністю в їх складі не одного, а двох секційних апаратів.

Технічні характеристики деяких пристроїв АВР наведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики пристроїв АВР

Тип	$I_{ном}, A$	Тип ввідного автоматичного вимикача	Тип комутаційного апарата	Час переключення, с (не більше)
ABP-100-10	10	ВА 47-29	ПМЛ1501	0,2
ABP-100-25	25	ВА 47-29	ПМЛ2501	0,25
ABP-100-40	40	ВА 47-29	ПМЛ3500	0,3
ABP-100-63	63	ВА 47-29	ПМЛ4500	0,3
ABP-100-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,45
ABP-100-160	160	ВА 2004	КМ-185	0,45
ABP-100М-250	250	ВА 2004	КМ-265	0,6
ABP-100К-250	250	ВА 2004	КМ-6033	0,6
ABP-200-10	10	ВА2001	ПМЛ1501	0,6...30
ABP-200-25	25	ВА2001	ПМЛ2501	0,6...30
ABP-200-40	40	ВА2001	ПМЛ3500	0,6...30
ABP-200-63	63	ВА2001	ПМЛ4500	0,6...30
ABP-200-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,6...30
ABP-200-160	160	ВА 5735	КМ-185	0,6...30
ABP-200М-250	250	ВА 5735	КМ-265	0,6...30
ABP-300-10	10	ВА2001	ПМЛ1501	0,6...30
ABP-300-25	25	ВА2001	ПМЛ2501	0,6...30
ABP-300-40	40	ВА2001	ПМЛ3500	0,6...30
ABP-300-63	63	ВА2001	ПМЛ4500	0,6...30
ABP-300-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,6...30
ABP-300-160	160	ВА 5735	КМ-185	0,6...30
ABP-400К-250	250	ВА 5735	КМ-265	0,6...30
ABP-400М-400	400	ВА 5735	КМ-400	0,6...30
ABP-400К-400	400	ВА 5735	КМ-6043	0,6...30
ABP-500-25	25	ВА2001	ПМЛ2500	0,6...30
ABP-500-40	40	ВА2001	ПМ3-40	0,6...30
ABP-500-63	63	ВА2001	ПМ4-65	0,6...30
ABP-500-100	100	АЕ2056М	КМ-115	0,6...30
ABP-500-160	160	ВА 2004	КМ-185	0,6...30
ABP-500М-250	250	ВА 2004	КМ-265	0,6...30
ABP-500К-400	400		КМ-400	0,6...30

4 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ

План

Заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських спожив

Заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських спожив

Секціонування ПЛ, зменшуючи протяжність мережі, що відключається при аваріях, знижує число відключень понижувальних підстанцій. Застосовується неавтоматичне й автоматичне секціонування. Неавтоматичне секціонування є заходом, що знижує, у першу чергу, кількість і тривалість навмисних відключень. Воно виконується за допомогою лінійних роз'єднувачів на додачу до автоматичного секціонування. Наявність секціонуючих роз'єднувачів полегшує процес визначення місць короткого замикання на землю, зменшує число споживачів, що відключаються під час ремонтних робіт.

При автоматичному секціонуванні ПЛ розбивають на ділянки, на початку яких встановлюють спеціальні секціонуючі апарати, що відключають ушкоджені ділянки, не порушуючи нормальної роботи іншої частини лінії. Оптимальні місця встановлення секціонуючих апаратів визначається з умови максимального скорочення збитку сільськогосподарським споживачам від перерв в електропостачанні.

Використання **мережного резервування** визначає досить високу надійність самих мереж. Найбільш доцільна розімкнута схема роботи ліній у нормальному режимі з автоматичним підключенням неушкоджених ділянок до іншого джерела енергії під час аварій. Поряд з мережним резервуванням знаходить застосування місцеве резервування тому що при несприятливих атмосферних умовах (ожеледиця, ураган, гроза тощо) можливо одночасне ушкодження двох ліній.

Резервні електростанції призначають для резервування споживачів першої й другої категорій.

Для підвищення надійності електропостачання велике значення мають також **організаційно-технічні заходи**, що особливо стосуються скорочення навмисних відключень.

Проведення ремонтних і інших видів робіт у мережах слід виконувати згідно вимог мінімального збитку для споживачів, погодивши їх з режимами роботи сільськогосподарських споживачів. **Для скорочення кількості відключень споживачів необхідно поєднувати за часом виконання ремонтних робіт, що проводяться на різних видах напруги.**

Ефективним засобом підвищення надійності електропостачання є **раціональна організація експлуатації** електричних мереж і установок. Оскільки точність техніко-економічних розрахунків надійності електропостачання залежить від вірогідності вихідних даних, найважливіше завдання експлуатації полягає в організації системи збирання й оброблення інформації для оцінки показників надійності електропостачання для конкретних споживачів (на основі ретельного економічного аналізу фактичних даних).

Важливим фактором підвищення надійності електропостачання є суворе дотримання обслуговуючим персоналом правил технічної експлуатації.

5 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ. ЕКОНОМІЧНІСТЬ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

План

Зниження втрат електроенергії та її раціональне використання

Зниження втрат електроенергії та її раціональне використання

Розрізняють організаційні заходи щодо зниження втрат, заходи щодо вдосконалення систем обліку електроенергії, а також технічні заходи.

До основних **організаційних заходів** відносяться:

- 1) вибір оптимальних місць розмикання ПЛ напругою 10–35 кВ із двостороннім живленням;
- 2) підтримка оптимальних рівнів напруги на шинах 10 кВ районних трансформаторних підстанцій РТП 110–35/10 кВ і на шинах 0,38 кВ ТП 10/0,38 кВ;
- 3) відключення одного із трансформаторів у режимах малих навантажень на двотрансформаторних підстанціях, а також відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням;
- 4) вирівнювання навантажень фаз у мережах напругою 0,38 кВ;
- 5) скорочення термінів ремонтів і технічного обслуговування ліній, трансформаторів і розподільних обладнань;
- 6) зниження витрати енергії на власні потреби підстанцій.

Організаційні заходи, а також заходи з вдосконалення систем обліку електроенергії, як правило, не вимагають значних первинних витрат, і тому їх проводити завжди доцільно.

Інакше з технічними заходами, пов'язаними з додатковими капітальними витратами.

До **основних технічних заходів** у сільських електричних мережах відносяться:

- 1) встановлення у мережах статичних конденсаторів, у тому числі батарей з автоматичним регулюванням потужності;

2) встановлення на РТП 110–35/10 кВ трансформаторів із регулюванням під навантаження (РПН);

3) заміна недовантажених і перевантажених трансформаторів на споживчих ТП;

4) підвищення пропускної здатності мереж шляхом будівництва нових ліній і підстанцій;

5) заміна проводів на перевантажених лініях, у тому числі заміна відгалуджень від ПЛ напругою 0,38 кВ до будинків;

6) переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.

Найбільш ефективний із цих заходів – компенсація реактивної потужності, у першу чергу, за допомогою статичних конденсаторів.

Принцип компенсації реактивної потужності конденсаторами, що паралельно включаються, наведено нижче.

Частина потужності, переданої по лінії, а саме реактивна, не витрачається на теплоту або механічну роботу, а є лише запасом енергії, якою обмінюються магнітні поля джерела й приймача. Однак струм, створюваний за рахунок реактивної потужності, протікаючи по лінії електропередачі, викликає в ній втрати потужності й напруги.

Реактивний струм, а отже, струм у лінії електропередачі можна зменшити, підключивши паралельно приймачу ємність, у якій буде протікати струм, спрямований протилежно струму навантаження. Як результат, струм, що виникне у конденсаторі буде компенсувати частину струму, що виник за рахунок наявності реактивної потужності, і по ЛЕП буде протікати вже менший сумарний струм. При цьому кут між напругою й струмом зменшується від φ до φ_k , коефіцієнт потужності збільшиться від $\cos\varphi$ до $\cos\varphi_k$, коефіцієнт реактивної потужності зменшиться від $\operatorname{tg}\varphi$ до $\operatorname{tg}\varphi_k$, а втрати потужності й напруги також зменшаться.

Для забезпечення найвищої економічної ефективності потужність конденсаторних батарей у мережах напругою 0,38 кВ потрібно вибирати такою, щоб у години максимуму реактивного навантаження коефіцієнт потужності у споживачів був не менш ніж 0,95, тобто $\cos\varphi \geq 0,95$. При цьому коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi$ не повинен перевищувати 0,33, тобто $\operatorname{tg}\varphi \leq 0,33$.

Встановлення на підстанціях 110–35/10 кВ трансформаторів із РПН необхідне не лише для зниження втрат енергії, але, у першу чергу, для дотримання у споживачів нормованих відхилень напруги.

Через розбіжність фактичних і розрахункових навантажень деякі трансформатори експлуатованої мережі можуть бути недовантажені, причому в наступні роки зростання навантаження частини цих трансформаторів малоймовірне. У цьому випадку доцільно замінити трансформатор на пристрій меншої потужності. При заміні знижуються втрати холостого ходу, але збільшуються втрати в обмотках трансформатора. З урахуванням цієї обставини можна визначити граничне завантаження встановленого трансформатора, при якій доцільна заміна на трансформатор меншої потужності.

Підвищення пропускної здатності мереж за рахунок будівництва нових ліній і підстанцій, а також заміни проводів на перевантажених лініях здійснюють, як правило, у процесі розвитку мережі відповідно до спеціальних проєктів.

Стосовно переобладнання електричних мереж на більш високу номінальну напругу, то відносно сільських мереж мова практично може йти лише про переобладнання збережених в окремих районах мереж напругою 6 кВ на напругу 10 кВ.

Раціональне використання електроенергії припускає насамперед поліпшення роботи її приймачів. При цьому техніко-економічні розрахунки потрібно виконувати для всієї системи електропостачання, тобто її виробництва, розподілу й використання. Економічний ефект повинен бути визначений у масштабі всієї енергосистеми, але не окремого господарства.

Для раціонального використання електроенергії важливе значення має нормування її витрат, тобто встановлення норм питомої витрати. За наявності науково обґрунтованих, прогресивних норм і відповідної системи матеріальної винагороди за їх виконання та перевиконання забезпечується істотна економія електроенергії.

Періодично повинні систематично переглядатися зміни технологічного процесу, здійснюватися підвищення кваліфікації персоналу, встановлення більш досконалого і енергоефективного устаткування. Такі питання належать до

обов'язків працівників електротехнічної служби (служби головного енергетика тощо) відповідних суб'єктів господарювання.

Розрахунково отримані питомі норми витрати електроенергії обов'язково повинні бути перевірені на відповідність нормативним значенням для кожного конкретного об'єкта (суб'єкта господарювання) вимірюванням витрати електроенергії у ньому протягом визначеного терміну (рік, сезон роботи, місяць тощо) та за умови нормальної експлуатації об'єкта.

Очевидно, що нормування можливе тільки при налагодженому обліку витрати електричної енергії у даному суб'єкті господарювання.

У раціональному використанні електроенергії істотну роль відіграє регулювання графіків навантаження. Пропускна здатність електричних мереж (проводів, трансформаторів тощо) визначається максимальним розрахунковим навантаженням: чим більше буде передаватися електроенергії по цих мережах протягом доби або року, тим більше вони будуть використані й тем більшою буде економічність електропостачання.

У дійсності реальний графік навантаження завжди відрізняється від ідеального тим, що більшу частину часу навантаження менше розрахункового. Для поліпшення ситуації потрібно, з одного боку, якнайменше електроприймачів включати у години максимуму навантаження, а з іншого – за можливості завантажувати установку у нічні години. Дуже гарними електроприймачами, що можуть вирівняти графік у нічні години, є різне електронагрівальне обладнання з акумулюванням тепла (електричні котли, печі, що обігрівають підлогу тощо). У нічні години вони запасують теплову енергію, а потім дозволяють витрачати вдень. Також до таких електроприймачів можна віднести приводи насосних станцій гідроаккумуляційних електростанцій (ГАЕС), що уночі поповнюють запаси води на верхньому рівні, збільшуючи енергетичний потенціал станції та вирівнюючи графік навантаження.

Необхідно приймати всі можливі заходи з підвищення коефіцієнта потужності у всіх ланках сільської електричної установки. Правильний вибір електродвигунів за потужністю – одним із внутрішньогосподарських заходів. Коефіцієнт потужності недовантаженого асинхронного електродвигуна значно

нижче номінального. Тому при проєктуванні установки не можна брати підвищені запаси потужності, а також застосовувати двигуни закритого типу там, де можна використовувати відкриті.

У багатьох споживачів тривалість роботи на холостому ході становить 50–60 % усього часу експлуатації. Електродвигуни таких споживачів доцільно постачати обмежувачами холостого ходу.

За наявності однофазних навантажень істотне значення має рівномірний розподіл їх по фазах, особливо при максимумі навантаження. Порушення симетрії приводить, як вказувалося раніше, до додаткових втрат енергії і втрат напруги. Найбільша економія електричної енергії може бути отримана при впровадженні енергозберігаючих технологій. Розрахунки показують, що додаткові фінансові витрати на запровадження енергозберігаючих заходів, як правило у 2–3 рази менші фінансових витрат, пов'язаних із неефективним використанням електроенергії. Крім того, зберігаються невідновлювальні енергоресурси – вугілля, газ, рідке паливо, уран тощо.

Проводяться дослідження з розробки енергозберігаючих технологій у всіх галузях промисловості, у тому числі у сільському господарстві.

Дуже важливо використовувати також поновлювані, альтернативні і вторинні енергетичні ресурси для зниження втрат електроенергії.

Вторинні паливно-енергетичні ресурси являють собою відходи низькопотенційної теплоти на різних промислових підприємствах, на теплових електростанціях (у тому числі атомних), металургійних, хімічних і інших заводах, у вентиляційних викидах виробничих і побутових об'єктів. Вони становлять значну частку від первинних енергетичних джерел і приблизно дорівнюють загальному об'єму теплової енергії, що корисно використовується. Особливо перспективним є використання теплових відходів газокompресорних станцій магістральних газопроводів.

6 ЕЛЕМЕНТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

План

Лінії електропередачі

Лінії електропередачі

В системах електропостачання використовуються повітряні та кабельні лінії електропередачі.

Основними конструктивними елементами повітряних ліній є:

- а) проводи, призначені для передавання і розподілу електричної енергії;
- б) опори, які потрібні для підтримування проводів і тросів на певній відстані від поверхні землі, води або інженерних споруд;
- в) ізолятори, що забезпечують ізоляцію проводів від опор;
- г) арматура, яка потрібна для закріплення проводів на ізоляторах, а ізоляторів – на опорі;
- д) грозозахисні троси, призначені для захисту проводів від розрядів блискавки. Захисні троси монтують на верхній частині опори, над фазними проводами ліній 110 кВ і вище. В електричних мережах напругою 35 кВ і менше захисні троси не використовуються.

Смуга, яка безпосередньо прилягає до повітряної лінії електропередачі, називається *трасою лінії*.

Горизонтальна відстань між сусідніми опорами називається *довжиною проміжного прольоту*, або просто *прольотом*.

Крім проміжного прольоту, у повітряних лініях розрізняють ще *анкерні прольоти* – відстань між двома анкерними опорами.

Відстань між горизонталлю, що проходить через точки кріплення проводів на опорах, і найнижчою точкою проводу в прольоті називається *стрілою провисання*, а відстань від найнижчої точки проводу до поверхні землі, води або споруди – *габаритом*, лінії.

Особливості конструктивних елементів повітряних ліній – довжина проміжного і анкерного прольотів, тип опор, габарити і марка проводу та

грозозахисних тросів – визначаються напругою і потужністю лінії електропередачі, кліматичними умовами, рельєфом і заселеністю місцевості, якою проходить повітряна лінія, наявністю споруд на трасі лінії електропередачі.

Усі конструктивні елементи повітряних ліній мають протидіяти впливу зовнішніх факторів, головні з яких такі:

1) механічні сили, що створюються вагою елементів самої повітряної лінії, вагою льоду, яким покриваються проводи, троси і опори в ожеледь, тиском вітру на них, а також тяжінням на проводі чи тросі;

2) коливання температури навколишнього середовища протягом доби і сезону;

3) вплив хімічних елементів і сполук, які є в навколишньому середовищі (сюди відносять також хімічний і електрохімічний вплив вологи).

Найпростішу конструкцію мають повітряні лінії напругою до 1000 В, призначені для приєднання споживачів до трансформаторних пунктів (ТП). З підвищенням напруги конструкція повітряних ліній ускладнюється.

Повітряні лінії напругою 35 кВ використовують як живильні з трансформацією на 10(6) кВ. Останнім часом застосовують глибокий ввід напруги 35 кВ до споживача, тобто безпосередньо трансформацію напруги з 35 кВ на 380 В.

Повітряні лінії напругою 35 і 110 кВ призначені для живлення підстанцій від енергосистем і для зв'язку між підстанціями. Лінії напругою 220 і 330 кВ використовуються для електропостачання великих промислових районів, а також для зв'язку між окремими енергосистемами. Надпотужні енергосистеми об'єднують повітряними лініями напругою 500 і 750 кВ. Такі лінії використовують також для передачі великих потужностей на дуже великі відстані.

Опори в повітряних лініях призначені для підтримування проводів на належній відстані між собою і від поверхні землі, води та різних споруд. Їх виготовляють з дерева, залізобетону і металу.

За призначенням опори повітряних ліній поділяють на *проміжні, анкерні, перехідні, кутові, транспозиційні і спеціальні*.

Проміжні опори використовують для підтримування проводів на прямих ділянках в анкерних прольотах. За відсутності обірваних проводів ці опори не зазнають дії зусиль уздовж лінії; тому їх виготовляють простішими порівняно з іншими конструкціями опор, а отже, вони дешевші.

Анкерні опори призначені для жорсткого кріплення проводів і мають витримувати однобічний натяг частини проводів (здебільшого двох). У випадку обриву проводу однобічний натяг сприймається анкерною опорою і тим самим усувається можливість поломки проміжних опор, не розрахованих на цей натяг.

Різновидністю анкерних опор є *кінцеві* опори, які встановлюють між власне повітряною лінією і розподільчими пристроями. Ці опори постійно зазнають дії однобічного натягу, бо натяг проводів від розподільчого пристрою завжди незначний.

Ізолятори використовуються для ізолювання проводів повітряних ліній від опори та її конструктивних елементів. На відміну від апаратних і підстанційних ізолятори повітряних ліній називаються *лінійними*.

Лінійні ізолятори виготовляють здебільшого з високоякісного фарфору і загартованого лужного або малолужного скла.

За конструктивним виконанням лінійні ізолятори повітряних ліній поділяють на *штирьові* і *підвісні* (рис. 6.1). Перші використовують на лініях напругою до 35 кВ включно, інші – на лініях напругою 35 кВ і більше. Тип ізоляторів вибирають залежно від номінальної напруги, матеріалу опори і середовища.

На лініях низької напруги здебільшого використовують фарфорові ізолятори типу РФ, РФО, ТФ або скляні аналогічної будови типу НС (низьковольтний скляний НС-18, НС-16 для гаків або штирів діаметром 18 і 16 мм відповідно). На лініях 6–10 кВ найбільше поширені ізолятори типу ШФ (наприклад, ШФ20-Г) та скляні ізолятори ШС10-А і ШС10-Г (старі позначення ШСС-10 і ШЖБ10-С). На повітряних лініях напругою 20 кВ з дерев'яними опорами використовують ізолятори ШФ-20, а з металевими і залізобетонними – ШФ-35. Між собою вони різняться лише розмірами. Конструкція штирьових ізоляторів для ліній 20–35 кВ подібна до конструкції ізоляторів ШФШ і

відрізняється лише тим, що тіло ізолятора складається з двох частин, скріплених цементом.

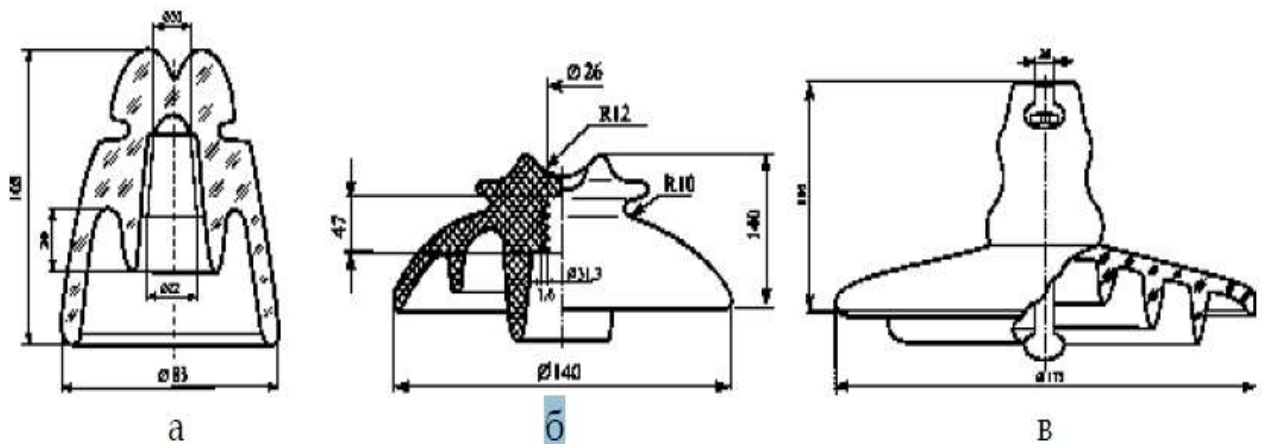


Рисунок 6.1 – Ізолятори повітряних ліній:

а – скляний штирьовий НС-18; б – фарфоровий штирьовий високовольтний ШФ-10Г; в – підвісний ПС-40; 1 – фарфорове тіло ізолятора; 2 – «шапка» з ковкового чавуну; 3 – вушко; 4 – сталевий стрижень

Залежно від напруги (35, 110, 150, 220, 330 кВ) підвісні ізолятори на лініях з металевими і залізобетонними опорами складають у гірлянді по 3, 7, 9, 13, 17 і більше, а з дерев'яними – по 2, 6, 8, 12, 16. У натяжних гірляндах для ліній напругою 150 кВ і вище беруть таку саму кількість ізоляторів, а для ліній 35–110 кВ – на один більше.

Лінійна арматура використовується для кріплення ізоляторів до опор, а проводів – до ізоляторів, її виготовляють здебільшого із сталі. Номенклатура її досить різноманітна.

7 СКЛАДОВІ ЧАСТИНИ І СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНОЇ СИСТЕМИ СПОРУД

План

7.1 Основні правила встановлення електрообладнання і вимоги до нього

7.2 Ввідні, ввідно-розподільчі, розподільчі та силові пристрої, шафи керування та обліку

7.1 Основні правила встановлення електрообладнання і вимоги до нього

Повна інформація з цього питання подана у ПУЕ та ДНАОП 0.00-1.32-01, а нижче розглянуті лише основні положення.

ВП або ВРП мають бути встановлені на вводі в будинок у кількості від однієї одиниці і більше. Вони, як правило, мають розміщуватись у спеціальних щитових приміщеннях, що доступні тільки для обслуговуючого персоналу, або ж у запертих шафах або нішах. Також допускається розміщувати ВП або ВРП у приміщеннях, які знаходяться в сухих підвалах або в технічних підпіллях за умови, що ці приміщення легкодоступні для обслуговуючого персоналу і відокремлені від інших приміщень перегородками зі ступенем вогнестійкості не менше ніж 0,75 години. Ці приміщення повинні мати природну вентиляцію та електричне освітлення, а також опалення, яке забезпечує температуру в приміщенні не нижче ніж $+5^{\circ}\text{C}$, а їх двері мають відкриватися назовні.

Електрощитові приміщення, а також ВП, ВРП, ГРЩ не допускається розміщувати під санвузлами, ванними кімнатами, душовими, кухнями (крім кухонь квартир), мийками, мийними і пральними приміщеннями бань, пральними приміщеннями пралень, хімчисток тощо.

Трубопроводи (водопровід, опалення, каналізація, внутрішні водостоки), вентиляційні та інші коробки, які прокладаються через електрощитові приміщення (за винятком відгалуження до опалювального приладу самого щитового приміщення), не повинні мати відгалуджень у межах приміщення, а

також люків, засувов, фланців, вентилів тощо. Прокладення через ці приміщення газопроводів і трубопроводів із запальними рідинами не дозволяється.

Для одно- та двоповерхових житлових будинків ВП та ВРП можуть встановлюватись зовні будівлі, наприклад, на стіні будинку, але при цьому вони повинні мати відповідний ступінь захисту.

ВП, ВРП, ГРЩ, ВРЩ, розподільні пункти і групові щитки можуть бути розміщеними і не в щитових приміщеннях, тоді до них висуваються такі вимоги:

- пристрої повинні бути розміщені в зручних і доступних для обслуговування місцях;
- пункти та щитки, як правило, необхідно встановлювати у нішах, ящиках або закриватися кожухами і не повинні мати відкритих неізолюваних струмопровідних частин;
- пристрої необхідно встановлювати на відстані не менше ніж 0,5 м від трубопроводів (водопровід, опалення, каналізація, внутрішні водостоки), газопроводів і газових лічильників.

На ВП та ВРП мають бути встановлені апарати захисту і апарати керування. Але при струмах не більше ніж 25 А апарати керування дозволяється не встановлювати. Допускається також не встановлювати апарати захисту на вводі лінії живлення в будинок, якщо захист є на початку відгалуження або живлення ВП та ВРП проводиться окремою лінією. На кожній лінії, яка відходить від розподільного щита або пункту, необхідно встановлювати апарати захисту.

Апарат захисту може бути загальним для кількох ліній. При цьому у випадку сполучення ВП або ВРП з розподільчим щитом і наявності на вводі апарата керування з фіксованим відключенням положення встановлення додаткового загального апарата керування необов'язкова.

Апарати керування, незалежно від наявності таких самих апаратів на початку лінії живлення або на її відгалуженні, мають бути встановлені на вводах лінії живлення в торгові приміщення, комунальні підприємства, адміністративні приміщення тощо, а також у приміщення споживачів, відокремлених в адміністративно-господарському плані.

Автоматичні вимикачі і запобіжники на розподільних пунктах і групових щитках необхідно встановлювати тільки в ланцюгах фазних провідників.

7.2 Ввідні, ввідно-розподільчі, розподільчі та силові пристрої, шафи керування та обліку

Ящики керування асинхронними двигунами

Ці низьковольтні комплектні пристрої використовуються в схемах керування роботою асинхронних двигунів у складі насосних і компресорних станцій, ліфтів та ін., які широко використовуються як у житлових будинках, так і в спорудах та будинках суспільного призначення. Прикладом таких електроустановок можуть бути ящики керування асинхронними двигунами серії Я5000 (рис. 7.1).

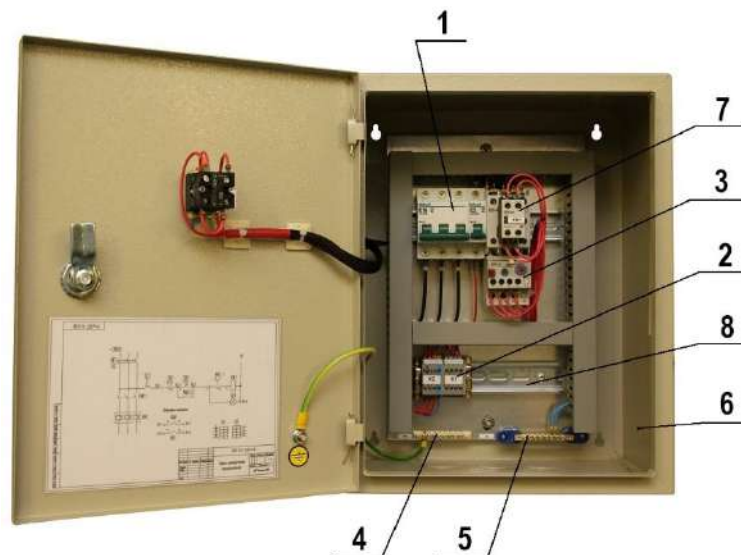


Рисунок 7.1 – Ящик керування асинхронним двигуном серії Я5000:

- 1 – ввідний автомат; 2 – контактори; 3 – теплове реле; 4 – шина заземлення;
5 – нульова шина; 6 – корпус; 7 – магнітний пускач; 8 – DIN рейка

Вони призначені для місцевого та дистанційного (автоматичного) керування одним і більше трифазними нереверсивними та реверсивними електродвигунами і/або іншими приймачами електроенергії (наприклад, електроплити, морозильні камери тощо).

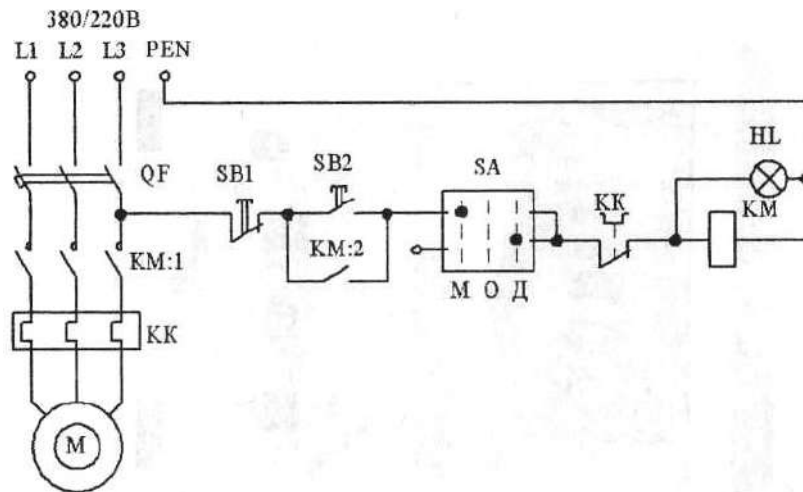


Рисунок 7.2 – Принципова електрична схема ящика керування асинхронним двигуном серії Я5000

Ящики керування асинхронним двигуном серії Я5000 виготовляються у вигляді металевих шаф одностороннього обслуговування в навісному виконанні і мають такі технічні характеристики:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 660/380 В;
- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 160 А (за умови індивідуального замовлення – до 630 А).

Принципова електрична схема ящика керування асинхронним двигуном наведена на рис. 7.2. Схема забезпечує як місцеве (перемикач SA у положенні «М»), так і дистанційне (перемикач SA у положенні «Д») керування роботою одного нереверсивного асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором. Захист від перевантажень забезпечує теплове реле KK.

Ящики керування освітленням

Ящики керування освітленням призначені для ручного або автоматичного, місцевого або дистанційного (із диспетчерського пункту) керування освітлювальними мережами або електроустановками житлових чи суспільних приміщень, відкритих або критих територій. Прикладом такого електротехнічного пристрою можуть бути ящики керування освітленням серії

ЯУ096 (рис. 7.3), які можуть керувати роботою освітлювальних приладів з будь-якими штучними джерелами світла (лампами розжарювання, ДРЛ, ДРИ, люмінесцентними, галогенними тощо).

Ці пристрої забезпечують:

- вмикання/вимикання освітлювальних установок від сигналу фотодатчика при досягненні заданого рівня освітленості;
- вмикання/вимикання освітлювальних установок в задані періоди часу (наприклад, під час перерви в школі) згідно з передбаченою програмою;
- ручне вмикання/вимикання освітлювальних установок з допомогою кнопок, що розміщені зовні на дверях ящика;
- вмикання/вимикання освітлювальних установок і мереж з допомогою пристроїв телемеханіки від диспетчерських пунктів енергетичних служб.



Рисунок 7.3 – Ящик керування освітленням серії ЯУ096:

1 – ввідний автомат; 2 – фотореле; 3 – клемні колодки;

4 – реле теплове; 5 – контактор

Ящики керування освітленням серії ЯУ096 мають такі технічні характеристики:

- номінальна напруга змінного синусоїдного струму – 660/380 В;

- частота – 50 Гц;
- номінальний струм – до 160 А;
- верхня межа уставки освітленості – 2200 лк;
- нижня межа уставки освітленості – 220 лк.

Конструктивно ящик керування освітленням складається з двох частин - металевої шафи навісного виконання та виносної фоточутливої голівки. Усередині металевої шафи 1 (рис. 9.10) розміщуються:

- силова частина – автоматичний вимикач 1 та магнітний пускач (контактор 5 і реле теплове 4);
- апаратура керування – фотореле 2, клемні колодки 3, а в ящику серії ЯОУ9601 – таймер режимів.

Ящики виготовляються трьох типів:

- ЯУ09601: забезпечує як ручний, так і автоматичний режим керування освітленням тільки в часі, в часі і за рівнем освітленості, тільки за рівнем освітленості;
- ЯУ09602: забезпечує як ручний, так і автоматичний режим керування тільки за рівнем освітленості;
- ЯУ09603: забезпечує ручний та автоматичний режим керування освітленістю за програмою, яку зумовлює таймер.

Ящики обліку електроенергії з рубильником

У системах електропостачання споруд і будинків суспільного призначення з електроприймачами III категорії знайшли використання ящики обліку електроенергії з рубильником типу ЯУР, а для II категорії – типу ЯУРП. Вони призначені для приймання й обліку активної електроенергії в трифазних мережах із глухозаземленою нейтраллю напругою 380 В і частотою 50 Гц, а також для захисту ліній, що відходять, при перевантаженнях і струмах короткого замикання.

Ящики (рис. 7.4) виготовляються у вигляді металевих шаф одностороннього обслуговування в навісному виконанні. Усередині шафи встановлюються:

– рубильник 1 на два положення «ввімкнено - вимкнено» (у ящиках типу ЯУР) або перекидний рубильник для забезпечення живлення від двох незалежних джерел (у ящиках типу ЯУРП);

– трифазний лічильник активної електроенергії 2;

– вимірювальні трансформатори струму 4;

– запобіжники 3;

– колодка типу КИ, що забезпечує закорочення вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму, відключення струмових кіл лічильника і кіл напруги в кожній фазі лічильника при їх заміні.



Рисунок 7.4 – Ящик обліку електроенергії з рубильником серії ЯУР:

1 – рубильник; 2 – лічильник; 3 – запобіжники; 4 – трансформатори струму

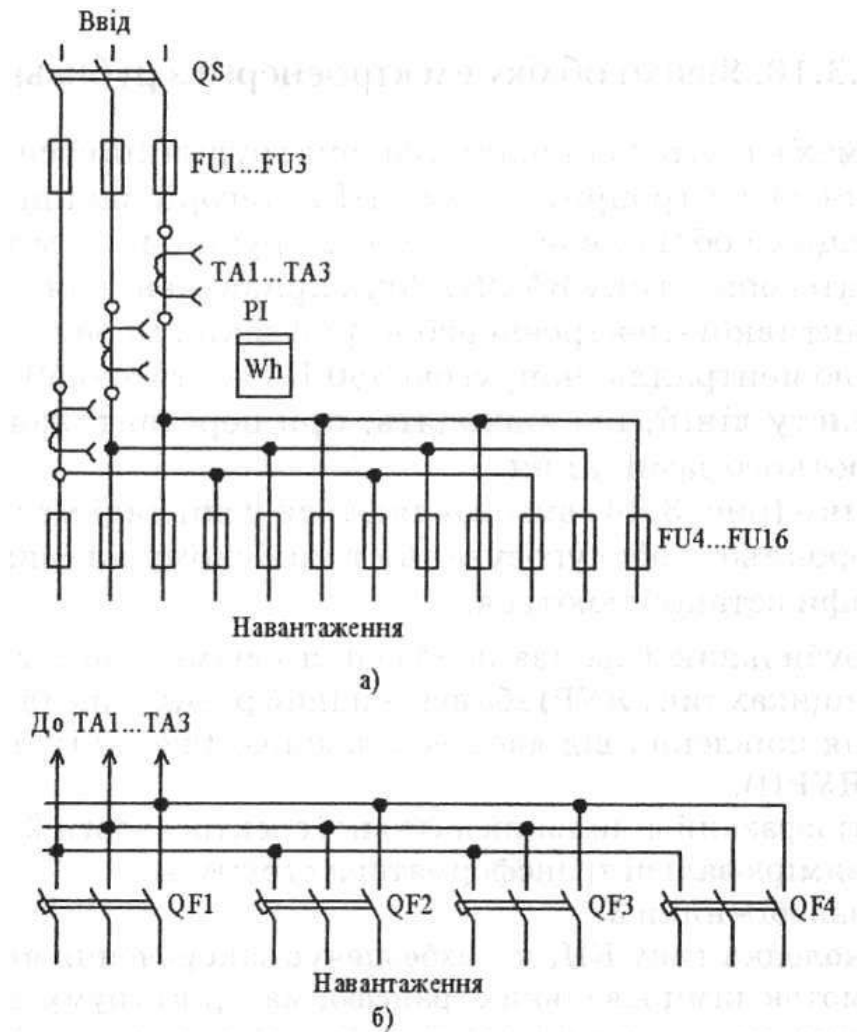


Рисунок 7.5 – Електрична схема ящика обліку з рубильником серії ЯУР:

а – із запобіжниками; б – з автоматичними вимикачами

Таблиця 7.1 – Технічні характеристики ящиків обліку

Тип	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	Тип апаратів захисту	Максимальний коефіцієнт трансформації
ЯУР-100М-21УЗ	100	ППН-33, МТ-00	—
ЯУР-100-21УЗ	100	ППН-33, NT-00	100/5
ЯУР-250-21УЗ	250	ППН-35, ІЧТ-1	300/5
ЯУР-400-21УЗ	400	ППН-37, N1-2	400/5
ЯУРП-100М-21УЗ	100	ППН-33, N1-00	—
ЯУРП-100-21 УЗ	100	ППН-33, N1-00	100/5
ЯУРП-250-21УЗ	250	ППН-35, Ж"-1	300/5

Продовження таблиці 7.1

Тип	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	Тип апаратів захисту	Максимальний коефіцієнт трансформації
ЯУР-100М-21УЗ	100	ППН-33, МТ-00	-
ЯУР-100-21УЗ	100	ППН-33, NT-00	100/5
ЯУР-250-21УЗ	250	ППН-35, ІЧТ-1	300/5
ЯУР-400-21УЗ	400	ППН-37, N1-2	400/5
ЯУРП-100М-21УЗ	100	ППН-33, N1-00	-
ЯУРП-100-21 УЗ	100	ППН-33, N1-00	100/5
ЯУРП-250-21УЗ	250	ППН-35, Ж"-1	300/5

Принципова електрична схема ящика обліку з рубильником серії ЯУР наведена на рис. 7.5. Підключення ящика до мережі живлення здійснюється з допомогою рубильника QS.

Загальний захист від струмів короткого замикання здійснюють запобіжники FU1–FU3. В електричній схемі на рис. 7.5 а захист від струмів короткого замикання в лініях, що відходять, здійснюється за допомогою запобіжників FU4–FU16, а в електричній схемі на рис. 7.5 б – за допомогою автоматичних вимикачів QF1–QF4. Живлення струмових обмоток трифазного лічильника активної енергії здійснюється з допомогою трансформаторів струму ТА1–ТА3.

Технічні характеристики ящиків обліку серії ЯУР, ЯУРП подані у табл. 7.1.

Щитки квартирні

Квартирні щитки встановлюються у квартирі або в приватному будинку і призначені для приєднання до них групової мережі, від якої живляться світильники, штепсельні розетки та стаціонарні електроприймачі квартири або приватного будинку.

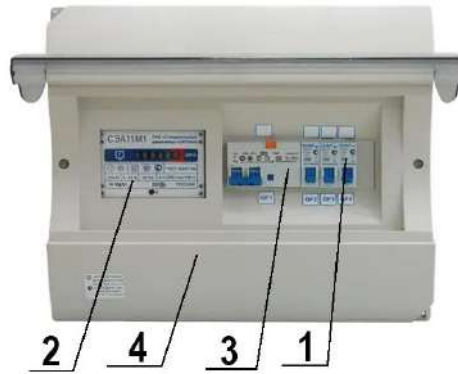


Рисунок 7.6 – Щиток квартирний типу ЩК:

1 – автоматичні вимикачі групової мережі; 2 – лічильник; 3 – ввідний диференційний автоматичний вимикач; 4 – корпус

Прикладом такого електрообладнання може бути щиток квартирний типу ЩК (рис. 7.6). Ці щитки виготовляються для одностороннього обслуговування утепленого виконання.

Поверхові розподільчі щити

Поверхові розподільні щити встановлюється на клітці сходів, у холі або в коридорі на поверсі багатоповерхових житлових будинків. Вони виконують функції вводу, розподілу та обліку електричної енергії, захисту від перевантажень та коротких замикань у групових лініях електропостачання квартир.

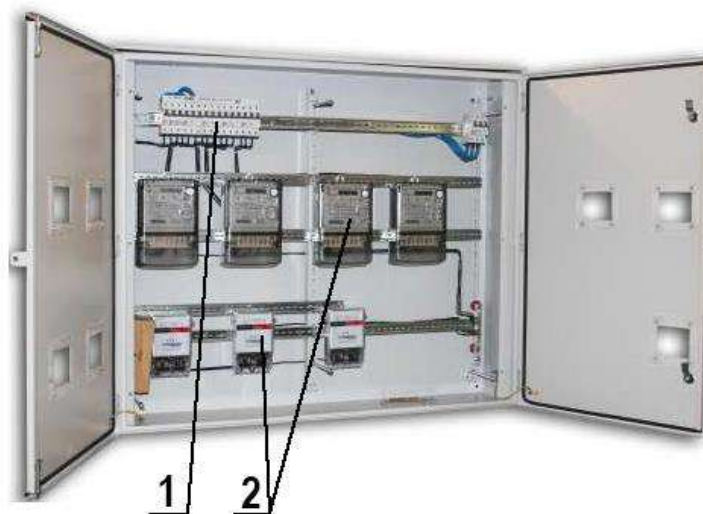


Рисунок 7.7 – Поверховий розподільчий щит серії ЩП:

1 – автоматичні вимикачі; 2 – лічильники

Прикладом такого електрообладнання можуть бути поверхові розподільчі щити серії ЩП (рис. 7.7).

Принципова електрична схема поверхового розподільчого щита показана на рис. 7.8. У щиті відбувається розподіл електричної енергії між сімома квартирами одного поверху. Облік електричної енергії здійснюється однофазними лічильниками активної електричної енергії PI1–PI7. На вводі групової мережі кожної квартири встановлені два ввідних автомати (наприклад, для першої квартири – QF2, QF3), які забезпечують підключення групової електромережі квартири до розподільчої мережі будинку, захист від перевантажень, струмів короткого замикання й відключення лічильника у разі його заміни.

Кожна з мереж квартир має також власний автоматичний вимикач (наприклад, для першої квартири: QF1 – автоматичний вимикач освітлювальної мережі, QF4 – автоматичний вимикач мережі штепсельних розеток, QF5 – автоматичний вимикач електроплити). В електрощиті наявні нульова робоча N і нульова захисна PE шини

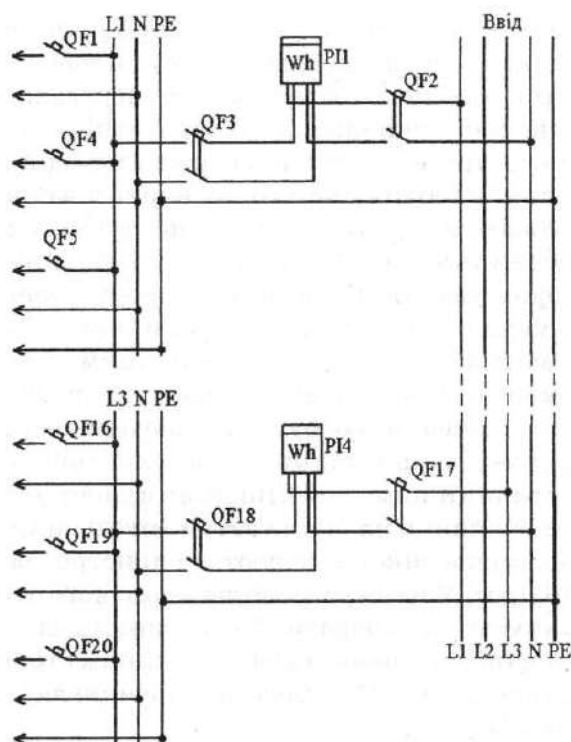


Рисунок 7.8 – Електрична схема поверхового розподільного щитка

8 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖ

План

Лінії напругою 6–110 кВ і трансформаторні підстанції напругою 110–35/6–10 кВ

Лінії напругою 6–110 кВ і трансформаторні підстанції напругою 110–35/6–10 кВ

Розрахункові навантаження ділянок розподільчих мереж напругою 6–35 кВ визначають за такими самими формулами, що і для мереж напругою 0,4 кВ. При цьому використовують значення коефіцієнтів одночасності, поданих у табл. 10.1.

Таблиця 8.1 – Коефіцієнти одночасності k_o для розподільчих мереж напругою 6–35 кВ залежно від кількості ТП

Кількість ТП	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

Розрахункові навантаження живильних ліній напругою 35 і 110 кВ, а також трансформаторних підстанцій напругою 110/35 кВ визначають через знаходження суми розрахункових навантажень підстанцій напругою 35/10 кВ (або ліній напругою 35 кВ) з такими коефіцієнтами одночасності: при двох підстанціях або лініях – 0,97, трьох – 0,95, при чотирьох і більше – 0,9.

Якщо навантаження окремих підстанцій або ліній у мережах напругою 6–35 кВ відрізняються за значенням у понад 4 рази, тоді знаходять їх суму (табл. 8.2).

У сільському господарстві широко розповсюджені сезонні споживачі, які споживають електроенергію не цілорічно, а сезонно: влітку та восени – зернотоки і пункти з переробки овочів, фруктів і технологічних культур; взимку та навесні – теплиці і парники; навесні, влітку і восени – зрошування тощо. Якщо у зоні електропостачання наявні такі споживачі, тоді розрахункові навантаження визначають з урахуванням коефіцієнтів сезонності $k_{сез}$, що наведені у табл. 8.3.

Таблиця 8.2 – Додатки потужностей для знаходження суми навантажень у мережах 6–35 кВ

$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$	$P, \text{кВт}$	$P_{\text{доб}}, \text{кВт}$
1	+0,6	80	+59,5	280	+220	580	+465
2	+1,2	90	+67,0	300	+235	600	+483
4	+2,5	100	+74,5	320	+251	650	+525
6	+3,7	110	+82	340	+267	700	+570
8	+5,0	120	+90	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98	380	+299	800	+650
15	+9,7	140	+106	400	+315	850	+695
20	+13,0	150	+115	420	+332	900	+740
25	+16,5	160	+123	440	+348	950	+785
30	+20,4	170	+131	460	+365	1000	+830
35	+24,4	180	+139	480	+382	1100	+918
40	+28,4	190	+147	500	+400	1200	+1005
45	+32,4	200	+155	520	+416	1300	+1093
50	+36,5	220	+170	540	+432	1400	+1182
60	+44,0	240	+186	560	+448	1500	+1270
70	+52,0	260	+204	—	—	—	—

Таблиця 8.3 – Коефіцієнти сезонності сільськогосподарських споживачів залежно від періоду року

Споживач	Зима	Весна	Літо	Осінь
Звичайний	1,0	0,8	0,7	0,9
Зрошування	0,0–0,1	0,3–0,5	1,0	0,2–0,5
Парники і теплиці з електропідігрівом	0,3	1,0	0	0
Парники, теплиці і підприємства з переробки сільськогосподарської продукції	0,2	0	1,0	1,0

Якщо навесні сумарне розрахункове навантаження сезонних споживачів складає понад 20 % потужності інших споживачів, влітку – понад 30 % і восени – понад 10 %, тоді навантаження розраховують не лише для зимового, але й для інших сезонів.

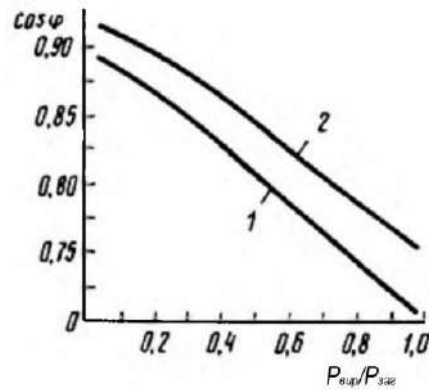


Рисунок 8.1 – Залежності коефіцієнта потужності від частки денного (1) і вечірнього (2) максимального виробничого навантаження

Для розрахунку мереж напругою 10–110 кВ необхідно знати значення повних потужностей на ділянках і відповідні коефіцієнти потужності. Їх визначають за кривими рис. 8.1 залежно від співвідношення розрахункового навантаження виробничих споживачів P_{vir} до загального розрахункового навантаження P_{zag} :

$$P_{zag} = P_{vir} + P_{к-п}, \quad (10.1)$$

де $P_{к-п}$ – розрахункове навантаження комунально-побутових споживачів.

У свою чергу, значення P_{vir} і $P_{к-п}$ отримують за результатами розрахунків навантажень трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ і 110–35/10 кВ.

9 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 0,38–110 кВ

План

Визначення розрахункових навантажень електричних мереж за допомогою коефіцієнтів одночасності

Визначення розрахункових навантажень електричних мереж за допомогою коефіцієнтів одночасності

Коефіцієнти сезонності активного і реактивного навантажень для кожного місяця щодо річного максимального активного навантаження зводять до таблиці відповідно до вихідних даних добових графіків активних і реактивних навантажень. Ординати графіків становлять значення математичних очікувань активних і реактивних потужностей у різні години доби для чотирьох періодів року, поданих у відсотках від математичного очікування максимального активного навантаження кожного періоду. Крім того, для всіх годин доби кожного періоду задані значення коефіцієнтів варіації, що дорівнюють відношенню середньоквадратичного відхилення до відповідного математичного очікування:

$$\begin{cases} C_P = \sigma(P) / \bar{P} \\ C_Q = \sigma(Q) / \bar{Q} \end{cases} \quad (9.1)$$

Знаючи математичне очікування і коефіцієнти варіації, можна визначити середньоквадратичні відхилення та дисперсії навантажень для кожної години доби відповідного періоду року. Використовуючи теореми додавання математичних очікувань і дисперсій, за викладеною вище методикою можна знайти для кожної години розрахункові навантаження підстанцій або ділянок ліній, до яких приєднана певна кількість споживачів, що мають відомі типові графіки.

Типові графіки доцільно використовувати при порівняно точних розрахунках, наприклад при визначенні втрат потужності та енергії в експлуатованих електричних мережах.

10 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ

План

Розрахунки розімкнутих трифазних мереж із рівномірним навантаженням фаз за втратою напруги

Розрахунки розімкнутих трифазних мереж із рівномірним навантаженням фаз за втратою напруги. Інколи проводи розраховують за умови сталої щільності активного струму у них, тобто при

$$j_a = I_a / F = \text{const}.$$

Тоді формула для визначення втрати напруги у активних опорах зміниться:

$$\Delta U_a = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I_a l = \frac{\sqrt{3} j_a}{\gamma} \sum l = \frac{\sqrt{3} j_a}{\gamma} L, \quad (10.1)$$

звідки

$$j_a = \Delta U_a \gamma / (\sqrt{3} L), \quad (10.2)$$

а перерізу проводів по ділянках

$$F_1 = I_{a1} / j_a; F_2 = I_{a2} / j_a; F_3 = I_{a3} / j_a.$$

Розрахунок мереж трифазного струму за умовою найменшої витрати кольорового металу. Електричні мережі лише зрідка виконують проводами однакоого перерізу по всій довжині. Як правило, переріз не однаковий і зменшується до кінця лінії. Очевидно, що за умови однієї і тієї самої допустимої втрати напруги можна мати декілька варіантів перерізів проводів. У одному з них буде витрачатися найменша кількість металу. Щоб знайти такий варіант, а потім їх порівняти. Однак це складний та трудомісткий шлях. Тому розроблено спосіб розрахунку, який дозволяє отримати одразу найбільш вигідний переріз проводів ділянок лінії. Його зміст полягає у тому, що вдається знайти такий розподіл допустимої втрати напруги по ділянках мережі, який забезпечує найменшу витрату металу.

Нехай наявна лінія з трьома навантаженнями (рис. 10.1 а). Необхідно вибрати такий переріз проводів, щоб втрата напруги у них була допустимою

$\Delta U_{A-3} = \Delta U_{\text{дон}}$ або була набагато менше неї, а об'єм V металу проводів був мінімальним.

Скористаємося методом, який використовувався при розрахунку магістралей сталого перерізу. Задаємося індуктивним опором x_0 і знайдемо складову втрати напруги у реактивних опорах ΔU_p . Потім визначимо допустиму величину складової втрати напруги в активних опорах ΔU_a . Тоді схема лінії отримає вигляд, зображений на рис. 10.1 б.

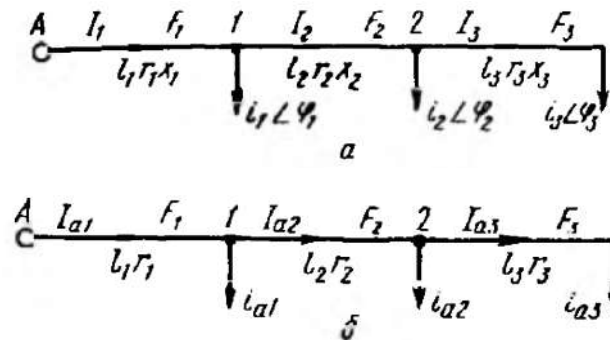


Рисунок 10.1 – Схеми до розрахунку мережі на найменшу витрату металу

Виразимо об'єм одного проводу магістралі з третьому навантаженнями при різних перерізах на відповідних ділянках:

$$V = F_1 l_1 + F_2 l_2 + F_3 l_3.$$

Переріз кожної ділянки відповідно до формули (10.2) можна записати:

$$F_1 = \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1}{\gamma \Delta U_{a1}}; F_2 = \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2}{\gamma \Delta U_{a2}}; F_3 = \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3}{\gamma \Delta U_{a3}}.$$

Тоді загальний об'єм проводу складе

$$V = \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1^2}{\gamma \Delta U_{a1}} + \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2^2}{\gamma \Delta U_{a2}} + F \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3^2}{\gamma \Delta U_{a3}}.$$

У цій формулі невідомі втрати напруги на окремих ділянках, але сума їх повинна дорівнювати допустимій максимальній втраті напруги:

$$\Delta U_{a.\text{дон}} = \Delta U_{a1} + \Delta U_{a2} + \Delta U_{a3}.$$

Для визначення окремих складових цієї суми запишемо умову отримання мінімуму об'єму проводу. Об'єм визначається невідомими втратами напруги на

перших двох ділянках $\Delta U_{a1} = x$ і $\Delta U_{a2} = y$. Втрату напруги на останній ділянці виразимо через ці невідомі

$$\Delta U_{a3} = \Delta U_{a.\partial on} - x - y.$$

Тоді вираз для визначення об'єму проводу має вигляд

$$V = \frac{\sqrt{3}I_{a1}l_1^2}{\gamma x} + \frac{\sqrt{3}I_{a2}l_2^2}{\gamma y} + \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.\partial on} - x - y)}.$$

Так як до цього виразу входять дві змінні, то треба взяти частинні похідні по ним та прирівняти їх нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial x} = -\frac{\sqrt{3}I_{a1}l_1^2}{\gamma x^2} + \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.\partial on} - x - y)} = 0;$$

$$\frac{\partial V}{\partial y} = -\frac{\sqrt{3}I_{a2}l_2^2}{\gamma y^2} + \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.\partial on} - x - y)} = 0.$$

З'єднавши обидва вирази у загальну пропорцію, отримаємо

$$\frac{\sqrt{3}I_{a1}l_1^2}{\gamma x^2} = \frac{\sqrt{3}I_{a2}l_2^2}{\gamma y^2} = \frac{\sqrt{3}I_{a3}l_3^2}{\gamma(\Delta U_{a.\partial on} - x - y)}.$$

Виконавши необхідні математичні перетворення, отримаємо пропорційних взаємозв'язок для будь-якої ділянки і для усієї мережі

$$\frac{l_1 \sqrt{I_{a1}}}{\Delta U_{a1}} = \frac{l_2 \sqrt{I_{a2}}}{\Delta U_{a2}} = \dots = \frac{l_i \sqrt{I_{ai}}}{\Delta U_{ai}} = \frac{\sum l \sqrt{I_a}}{\Delta U_{a.\partial on}}.$$

Звідси остаточно отримуємо

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{a1} = \Delta U_{a.\partial on} \frac{l_1 \sqrt{I_{a1}}}{\sum l \sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a2} = \Delta U_{a.\partial on} \frac{l_2 \sqrt{I_{a2}}}{\sum l \sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a3} = \Delta U_{a.\partial on} \frac{l_3 \sqrt{I_{a3}}}{\sum l \sqrt{I_a}}. \end{array} \right. \quad (10.3)$$

Вирази (10.3) справедливі лише для магістралі, тобто для лінії без розгалужень. Навіть за умови одного відгалуження розрахункові формули ускладнюються, а для великої кількості розгалужень вони практично не можуть бути використані. У той самий час сільські електричні мережі дуже розгалужені

і, відповідно, розрахунок їх на найменшу витрату металу згідно поданої методики нездійснений.

Внаслідок значної кількості розривів між стандартними перерізами проводів можна використовувати простіший метод розрахунку. Він заснований на розподілі допустимої втрати напруги по ділянках пропорційно **моментом загальних струмів** цих ділянок, тобто добутків лінійних струмів або потужностей на ділянках на довжину цих ділянок

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta U_1 = \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_1}{\sum M}; \\ \Delta U_2 = \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_2}{\sum M}; \\ \Delta U_3 = \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_3}{\sum M}, \end{array} \right. \quad (10.4)$$

де моменти всіх навантажень

$$M_1 = I_1 l_1; M_2 = I_2 l_2; \dots; M_n = I_n l_n,$$

або

$$M_1 = S_1 l_1; M_2 = S_2 l_2; \dots; M_n = S_n l_n.$$

Використовуючи формули (10.4), можна розрахувати будь-яку розгалужену мережу, у тому числі виконану сталевими проводами, при чому витрата металу як правило не значно перевищує найменш можливу.

Порядок розрахунку:

1. Визначають моменти всіх навантажень M і їх суму $\sum M$.
2. Знаходять розподіл допустимої втрати напруги за ділянками за допомогою рівнянь (12.4).
3. Розраховують кожну ділянку за викладеними вище виразами.

Під час розрахунку необхідно врахувати, що у мережі не повинно бути занадто багато різних марок проводів. Чим їх менше, тим зручніше монтувати та експлуатувати мережу. На кожній живильній лінії бажано мати не більше 2-3 марок проводів.

ЧАСТИНА II

11 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

План

Вибір плавких запобіжників, автоматів і перерізу проводів і кабелів за припустимим нагріванням

Вибір плавких запобіжників, автоматів і перерізу проводів і кабелів за припустимим нагріванням

При короткому замиканні або значному перевантаженні електрична проводка повинна бути автоматично відключена, у інакшому випадку може відбутися загоряння ізоляції проводів, що спричинить пожежу. Для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень сили струму призначені **апарати захисту**. У сільському господарстві з цією метою часто застосовують **плавкі запобіжники**, улаштування яких надзвичайно просте. У порцеляновому корпусі поміщені провідники невеликого перерізу – плавкі вставки, що включаються послідовно у кожний фазний провід лінії. Якщо струм лінії зростає понад допустимий, то плавка вставка перегорить, відключивши ланцюг раніше, ніж температура проводів, що захищаються нею, стане недопустимо високою.

У сільських мережах низької напруги для внутрішнього встановлення застосовують запобіжники двох типів: **пробчасті** і **трубчасті**. Їх номінальні струми, А, нормуються за такою шкалою:

4, 6, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300.

Запобіжники встановлюють у всіх місцях, де переріз провідника у напрямку до місць споживання енергії зменшується, а також на вводах у будинки і головних ділянках мережі. Для того, щоб під час аварії перегорів лише найближчий до місця ушкодження запобіжник, номінальний струм плавкої вставки кожного наступного від джерела живлення запобіжника повинен бути принаймні на один щабель менший від попереднього.

Плавкий запобіжник звичайного типу являє собою досить недосконалий апарат. Тривалість перегорання його плавкої вставки залежить від струму перевантаження. При струмах, що у 2,5 рази перевищують номінальний, нова плавка вставка перегоряє порівняно швидко (через 8–10 с). У випадку струмів, що перевищують номінальний (для вставки) у 1,5 рази, вона витримує не менше 1 год, а при перевищенні 1,2–1,3 рази – маємо тривалий час роботи запобіжника (не менше декілька годин). Зменшити ці величини і виконати нову плавку вставку так, щоб вона перегоріла при менших перевантаженнях, не можна. Справа в тому, що з часом плавка вставка окиснюється, старіє й перегоряє при струмах, менших, ніж нова, і може перегоріти навіть при номінальному струмі або при значеннях струму, менших номінального для вставки.

Пусковий струм короткозамкнених асинхронних двигунів, що застосовуються для привода сільськогосподарських споживачів, у 5–7 раз перевищує номінальний. Тривалість пуску таких двигунів досягає 5–10 с і більше. Якщо вибрати плавку вставку за номінальним струмом двигуна, то під час пуску вона миттєво перегорить. Тому доводиться перевищувати номінальний струм плавкої вставки, що призводить до збільшення перерізу відповідних їй проводів.

При захисті проводів і кабелів плавкими запобіжниками (крім кабелів, прокладених у землі) розрахунки електричної мережі починають із вибору плавкої вставки. Її вибирають за такими правилами.

Правило 1. Струм плавкої вставки повинен бути більше робочого струму навантаження або дорівнювати йому.

Правило 2. Струм плавкої вставки перевіряють на максимальний струм навантаження:

Максимальний струм у ланцюзі з одним двигуном дорівнює його пусковому струму. У каталогах як правило наводять кратність пускового струму двигуна k . Тоді максимальний струм у ланцюзі

$$I_{\max} = kI_n, \quad (11.1)$$

де I_n – номінальний струм двигуна.

Для запобіжників звичайного типу, що захищають відгалуження до короткозамкнених асинхронних двигунів з нормальними умовами роботи (нечасті пуски, тривалість розгону 5–10 с), $k = 2,5$. При захисті двигунів з важкими умовами роботи (часті пуски, тривалість розгону до 40 с) $k = 1,6–2,0$.

Очевидно, що для споживачів з невеликими пусковими струмами (асинхронні двигуни з фазним ротором) майже завжди більше значення струму плавкої вставки можна одержати за правилом 1.

Для споживачів, пусковий струм яких практично дорівнює робочому (освітлювальні установки, теплові споживачі), струм плавкої вставки, розрахований за правилом 1, буде завжди більшим від струму, знайденого за правилом 2.

Визначивши номінальний струм плавкої вставки, вибирають відповідний йому переріз проводу залежно від того, буде він захищений плавкою вставкою тільки від коротких замикань або також і від перевантажень. Відповідно до ПУЕ від перевантажень потрібно захищати освітлювальні мережі у житлових будинках, торгівельних і службово-побутових приміщеннях, промислових підприємствах, а також у пожежо- і вибухонебезпечних зонах. Мережі будь-якого призначення, виконані проводами з горючою оболонкою, при відкритій прокладці необхідно також захищати від перевантажень. Це стосується мереж будь-якого типу у вибухонебезпечних приміщеннях.

12 РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НА МЕХАНІЧНУ МІЦНІСТЬ

План

Механічні розрахунки опор

Механічні розрахунки опор

Після того як знайдені сили, прикладені до опори, визначають напруження у деревині опори. В основній стійці найбільші напруження створюються у перерізі А-А по осі верхнього бандажа, що з'єднує основну стійку із приставкою, а у приставці – у місці закладення опори у землю, тобто у перерізі В-В.

Переріз А-А. Згинальний момент від тиску вітру на проводи і опору у перерізі А-А

$$M_1 = P_1 h_1 + P_2 \frac{h_3}{H} \frac{h_3}{2}.$$

Тут сила від тиску вітру на стійку висотою h_3 дорівнює $P_2 \frac{h_3}{H}$ і прикладена на відстані $\frac{h_3}{2}$ у від перерізу А-А.

Повний згинальний момент у перерізі А-А

$$M_A = 1,05 M_1, \quad (12.1)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує моменти від дії вертикальних сил ваги проводів, шару ожеледі і власної ваги опори.

Напруження у перерізі А-А

$$\sigma_A = M_A / W_A. \quad (12.2)$$

де W_A – момент опору у перерізі А-А (тут $W_A = 0,95 \cdot 0,1 d_A^3$, де 0,95 – коефіцієнт, що враховує ослаблення перерізу стійки притисканням її до приставки;

d_A – діаметр опори у перерізі А-А).

Діаметр стійки опори в перерізі А-А

$$d_A = d_0 + 0,008 h_1,$$

де d_0 – діаметр стійки у відрубі.

Переріз В-В. Згинальний момент від тиску вітру на проводи і опору

$$M_1 = P_1(H - b - 0,5D) + 0,5P_2H.$$

Як і у попередньому випадку, вплив вертикальних сил можна врахувати, збільшивши момент M_1 , на 10 %. Тоді

$$M_B = 1,1M_1.$$

Напруження у перерізі В-В

$$\sigma_B = M_B / W_B. \quad (12.3)$$

Тоді

$$W_B = 0,1d_B^3. \quad (12.4)$$

Напруження σ_A і σ_B , отримані по формулах (15.10) і (15.11), не повинні перевищувати допустимі напруження на вигин у матеріалі опори.

Розрахункові допустимі напруження, МПа, при просоченій деревині сосни беруть залежно від варіанту:

- без ожеледі – 16;
- з ожеледдю – 19;
- при аварійному режимі – 25.

Допустимі напруження деревини модрина одержують при множенні наведених раніше значень на коефіцієнт 1,2, а ялини – на 0,9.

Модуль пружності уздовж волокон незалежно від породи дерева беруть таким, що дорівнює 10^4 МПа для просоченої деревини.

Якщо у матеріалі опори напруження менше допустимого, то діаметр стійки або приставки можна зменшити. Однак для ліній напругою понад 35 кВ діаметр у верхньому зрізі повинен бути не менше 18 см, для ліній напругою 1–35 кВ – не менше 16, для ліній напругою до 1 кВ – не менше 14 см.

Якщо напруження більше допустимого, то необхідно брати колоду більшого діаметра, а за відсутності такого зменшити довжину прольоту.

Після того як розраховано опору, необхідно перевірити її закріплення у ґрунті. Для орієнтовних розрахунків глибина закріплення опор у ґрунті, м

$$h_4 = \sqrt[3]{\frac{127M_B k_y}{Ab}}, \quad (12.5)$$

де M_B – згинальний момент, що діє на опору у місці входу її в ґрунт (переріз В-В);

k_y – коефіцієнт запасу стійкості опори (для проміжних опор у нормальному режимі $k_y = 2,5$, в аварійному – $k_y = 2,0$; для анкерних – відповідно 3,0 і 2,5; для кутових, кінцевих і перехідних в обох режимах $k_y = 4,5$);

A – довідковий коефіцієнт, що характеризує властивості ґрунту;

b – коефіцієнт, що враховує ширину опори (для одиночної опори $b = 2d_{сер}$).

13 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

План

Застосування мережних регуляторів напруги і конденсаторів

Застосування мережних регуляторів напруги і конденсаторів

Технічно цілком можливе зустрічне регулювання у широких межах. Однак глибоке зустрічне регулювання ефективне тільки при збігу графіків навантаження всіх споживачів даної підстанції. Виготовляють регулятори напруги підвищеної надійності.

Приклад. Визначають допустиму втрату напруги у мережі по рис. 13.1 без регулятора напруги на трансформаторі напругою 35/10 кВ та при його використанні. Відхилення напруги на шинах напругою 35 кВ становлять: +2% і $5/25 = 0\%$; втрата напруги у лінії напругою 35 кВ – 5 %.

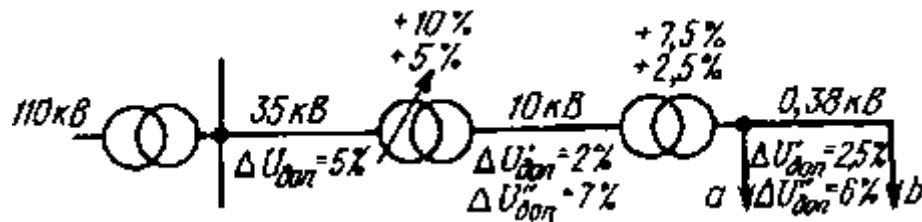


Рисунок 13.1 – Схема мережі з регулятором напруги

$$\delta U_b^{100} = +5 - 5 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) = 4,5\%;$$

$$\delta U_a^{25} = -1,25 + 5 - 1 - 0,5 + 2,5 - 1 = 3,75\% < +5\%.$$

Застосовуючи регулятор напруги, можна встановити надбавки у трансформаторах напругою 10/0,38 кВ +7,5 %.

Допустимі втрати напруги у мережі напругою 10 і 0,38 кВ

$$\delta U_b^{100} = +4 + 7,5 - 4 - (-5) = 12,5\%.$$

Задаються втратами напруги у мережі 10 кВ – 6,5 % і мережі напругою 0,38 кВ – 6 %

$$\delta U_a^{25} = -1,25 - 1,63 + 7,5 - 1 = 3,62\% < 5\%.$$

Отже, при використанні регулятора напруги значно збільшується допустима втрата напруги і, отже, приблизно настільки ж скорочується витрата металу у мережах.

Автотрансформатори для регулювання напруги у мережі напругою 10 і 35 кВ або вольтодобавочні автотрансформатори ЛРН випускають із прохідною потужністю 400, 630 і 1600 кВА із діапазоном регулювання від +5 до –10 %, шістьма ступенями по 2,5 %. Витримка часу на перемикання 40–240 с.

Вводи трансформатора перемикаються спеціальним перемикачем без розриву ланцюга. Схема автоматики регулюючого обладнання не має контактів. У ній використовують магнітний підсилювач у релейному режимі. Незважаючи на складність і високу вартість регуляторів напруги на трансформаторах 35/10 кВ, їх застосування більш економічне, ніж малих регуляторів. Останні доцільно використовувати разом з потужними для поліпшення режиму напруги споживачів. У цьому випадку виходить найбільш економічно вигідна схема регулювання.

Послідовне або поздовжнє включення конденсаторів. Його застосовують для компенсації втрати напруги у повітряних лініях.

Зменшення втрати напруги насамперед залежить від коефіцієнта потужності навантаження. Якщо він близький до одиниці, то, компенсуюча дія послідовно включених конденсаторів наближається до нуля. Коефіцієнт потужності сільських мереж у період максимуму навантажень становить 0,7–0,9, і, отже, поздовжня компенсація втрати напруги за допомогою послідовно включених конденсаторів може бути ефективною.

Важлива позитивна якість послідовно включених конденсаторів – ступінь їх конденсації – залежить від струму. Тому зі зростанням навантаження зростає і компенсація втрати напруги. Особливо добре компенсуються втрати напруги від пусків великих двигунів, коли спостерігається великий пусковий струм з малим коефіцієнтом потужності.

Оскільки конденсатори у нормальному режимі перебувають під напругою, що становлять 5–20 % напруги мережі, їх вибирають на найближчу стандартну напругу, значно меншу напругу мережі. Однак при коротких замиканнях майже

всі напруги мережі виявляються прикладеними до конденсаторів. При великих кратностях перенапруг конденсатори необхідно захищати.

Послідовно включені конденсатори можна захищати повітряним іскровим проміжком, що замикають конденсатор накоротко при підвищенні напруги. Послідовно з іскровим проміжком включають котушку контактора, який також замикає конденсатор (рис. 13.2).

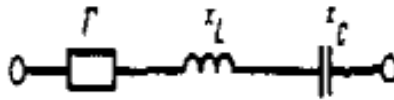


Рисунок 13.2 – Схема послідовного включення конденсаторів

У мережах напругою до 35 кВ напруга на послідовних конденсаторах у більшості випадків не перевищує 1–3 кВ. При цьому важко створити стабільно працюючий повітряний іскровий проміжок. Якщо струми короткого замикання невеликі, то він може бути замінений газонаповненим розрядником.

Вибір потужності послідовних конденсаторів визначають з таких міркувань. При радіальній лінії з одним навантаженням на кінці місце встановлення конденсаторів з погляду втрати напруги не має значення. Однак доцільніше розміщати їх наприкінці лінії, біля споживача. При цьому рівень напруги у лінії нижчий, а конденсатори менше зазнають впливу перенапруг, тому що більшість коротких замикань відбудеться до них.

Якщо навантаження розподілене уздовж лінії, то місце встановлення конденсаторів необхідно вибирати так, щоб відхилення напруги у лінії знаходилися у допустимих межах.

14 ПЕРЕНАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ТА ЗАСОБИ ЗАХИСТУ ВІД НИХ

План

Захист сільських електричних установок від атмосферних перенапруг

Захист сільських електричних установок від атмосферних перенапруг

Сільські електричні мережі наближаються за своїми показниками до мереж потужних споживачів електроенергії. Однак перші відрізняються від других меншою потужністю споживачів, значною кількістю споживачів другої і третьої категорій, вимогами до надійності електропостачання, широким застосуванням проводів невеликих перерізів і, отже, відносно невеликими струмами КЗ. При великій довжині сільських ліній підвищується ймовірність атмосферних перенапруг у них, що під час грозового сезону є основною причиною аварійних відключень. Саме тому необхідно уважно підходити до захисту сільських ліній від грозових перенапруг, виконуючи їх з максимальною економією, але не допускаючи надлишкових спрощень.

Досить широко застосовують у сільських мережах дерево як матеріал для опор повітряних ліній. Його імпульсна електрична міцність складає 300–500 кВ/м.

Мінімальну відстань по дереву між гаками або штирями ізоляторів сусідніх фаз залежно від робочої напруги лінії обирають, виходячи з таких співвідношень:

робоча напруга лінії, кВ	3	6–10	20	35
відстань, м	0,5	1,0	2,0	3,0

Велике значення для безперебійності електропостачання при відключеннях внаслідок атмосферних перенапруг має автоматичне повторне ввімкнення (АПВ), яке необхідно застосовувати на всіх лініях напругою 10–35 кВ.

Лінії напругою до 35 кВ і на дерев'яних опорах напругою 110 кВ не рекомендується захищати тросовими блискавковідводами. Однак якщо в лінії на

дерев'яних опорах є залізобетонні або металеві опори, наприклад, на переходах через перешкоди, або кабельні підземні вставки, то рекомендується захищати їх трубчастими розрядниками, а при струмах КЗ, недостатніх для їх спрацьовування, – повітряними іскровими проміжками.

Перетин електричних ліній різних напруг і різного призначення, у тому числі ліній зв'язку, необхідно робити якнайближче до більш високої опори лінії, щоб мати більші відстані між проводами. Якщо на лініях напругою 35 кВ і нижче ця відстань менше нормованої, то на опорах обох ліній, що перетинаються, потрібно встановлювати захисні іскрові проміжки з опором заземлення не більше 15 Ом, а на лініях напругою 110–220 кВ на дерев'яних опорах – трубчасті розрядники з таким самим опором заземлення.

Трансформаторні пункти напругою 10/0,38 кВ блискавковідводами не захищають. Для захисту трансформаторів від хвиль перенапруги застосовують вентильні і трубчасті розрядники напругою 10 кВ.

На рис. 14.1 наведені вольт-секундні характеристики ізоляції обладнання і розрядників. Крива 1 належить до ізоляції повітряної лінії електропередачі, 2 – до трубчастого розрядника, 3 – до ізоляції понижувального трансформатора, 4 – вентильного розрядника.

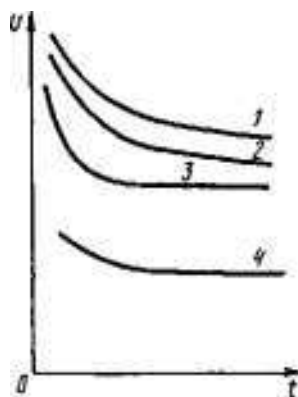


Рисунок 14.1 – Вольт-секундні характеристики ізоляції і розрядників

Із кривих (рис. 14.1) випливає, що трубчастий розрядник може захищати від пробоя ізоляції тільки повітряну лінію, але не трансформатор. Із цією метою

повинен бути застосований вентиляльний розрядник, вольт-секундна характеристика якого полого і йде нижче характеристики трансформатора.

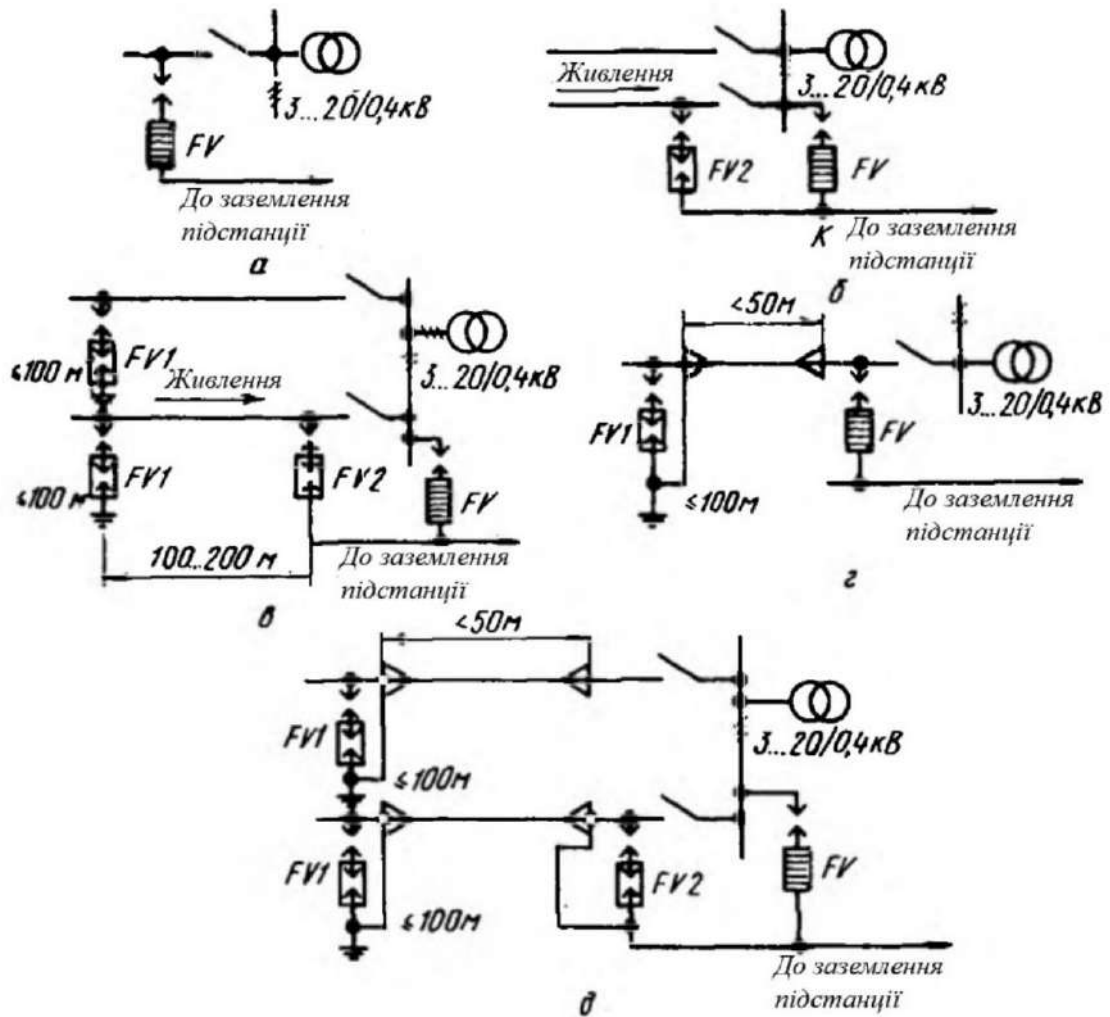


Рисунок 14.2 – Схеми захисту від атмосферних перенапруг трансформаторних пунктів з вищою напругою 6–20 кВ:

а–д – можливі варіанти

На рис. 14.2 показані рекомендовані схеми захисту від атмосферних перенапруг трансформаторних пунктів. Для тупикових ТП (рис. 14.2 а) на ввіді розміщують вентиляльні розрядники FV. На прохідних ТП (рис. 14.2 б) вентиляльні розрядники встановлюють на шини напругою 10 кВ, крім того, на ввіді з боку живлення для захисту розімкнутих роз'єднувачів встановлюють трубчастий розрядник FV2.

Для більш відповідальних прохідних ТП потужністю від 630 кВА (рис. 14.2 в) додатково встановлюють на відстані 200–300 м трубчасті розрядники FV1.

Якщо ТП включений через кабельну вставку диною до 50 м (рис. 14.2 г), то розрядники FV1 розміщують так, щоб паралельно їх іскровим проміжкам були включені штирові ізолятори. Їх ємність шунтує іскровий проміжок розрядника та зменшує його імпульсну пробивну напругу. Заземлення розрядника і оболонки кабелю з муфтою виконують спільним. До спільного заземлення ТП також приєднують кабельну оболонку і броню. Якщо повітряна лінія виконана на дерев'яних опорах, то на відстані 200–300 м від кінця кабелю необхідно встановити другий комплект трубчастих розрядників. Опори заземлень трубчастих розрядників не повинні перевищувати 10 Ом.

За наявності декількох ліній з кабельними вставками трубчасті розрядники FV1 закріплюють на кінці кабельної вставки, як на попередній схемі, і на початку розрядника FV2 кабельної вставки живильної лінії (рис. 14.2 д).

Трансформаторні підстанції з вищою напругою 35–110 кВ і нижчою 10 кВ повинні бути захищені від прямих ударів блискавки. Виконання захисту від прямих ударів блискавки не потрібне для підстанцій напругою 20 і 35 кВ із трансформаторам одиничною потужністю 1600 кВА та менше незалежно від кількості грозових годин у році і для всіх підстанцій – у районах із кількістю грозових годин у році не більше 20.

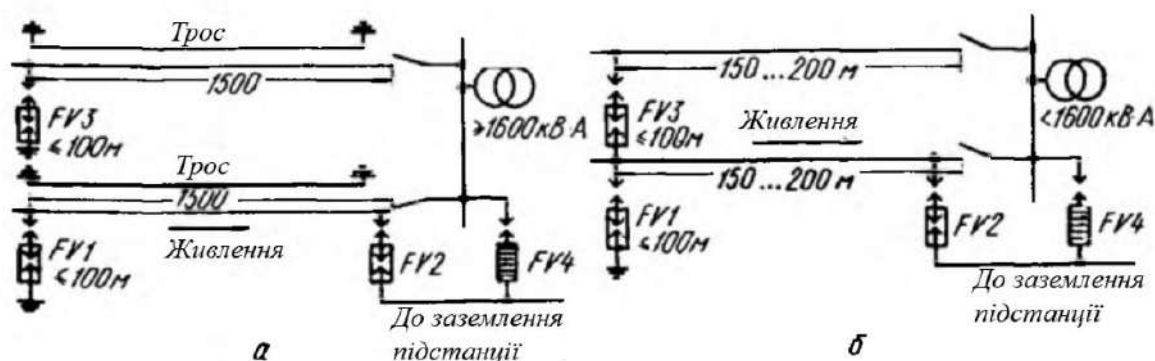


Рисунок 14.3 – Схеми захисту від атмосферних перенапруг підстанцій, що заново споруджуються, напругою 35 кВ: а і б – варіанти

Розглянемо захист трансформаторних підстанцій з вищою напругою 35–110 кВ. При потужності трансформатора від 1600 кВА повітряні лінії вищої напруги повинні бути захищені тросами на підходах довжиною 1–6 км, якщо вони виконані на дерев'яних опорах (рис. 14.3 а). На початку захищеного тросом підходу на лінії встановлюють трубчасті розрядники FV1 і FV3. На живильній лінії встановлюють також трубчасті розрядники FV2 на вводі лінії. Ізоляцію устаткування підстанції захищають вентильними розрядниками FV4, які приєднують до контуру заземлення підстанції і встановлюють не далі 10 м від трансформатора. До того самого контуру заземлення приєднують розрядники FV2.

Не потрібно захищати тросом підходи повітряних ліній напругою 35 кВ до двотрансформаторної підстанції при потужності трансформатора до 1000 кВА, а також до однострансформаторної підстанції за наявності резервного живлення з боку 10 кВ, якщо кількість грозових годин у році не перевищує 60. У цьому випадку (рис. 14.3 б) залізобетонні опори підходу повітряної лінії до підстанції на довжині не менше 0,5 км повинні мати заземлення з опором не більше 10 Ом при $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, 150 м при $\rho = 100 - 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і 20 Ом при $\rho \geq 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а на лініях з дерев'яними опорами необхідно встановити трубчасті розрядники на першій опорі підходу з боку лінії. Опір заземлення повинний бути не більше 10 Ом.

Захист підстанцій напругою 35–110 кВ потужністю до 40 МВА, що приєднуються до відгалуджень довжиною менше 1–3 км діючих ліній, не захищених тросом по всій довжині, виконують за спрощеними схемами (рис. 14.4 а). Опір заземлення трубчастих розрядників не повинен перевищувати 10 Ом. При довжині заходу понад 500 м встановлювати трубчасті розрядники FV1 не потрібно. Вентильні розрядники розміщують на підстанції не далі 10 м від трансформатора. Лінійні роз'єднувачі у місцях відгалуження закріплюють на опорах, де розміщені трубчасті розрядники.

Такий самий спрощений захист від атмосферних перенапруг мають підстанції, що живиться через короткі, до 500 м, заходи від діючих повітряних ліній (рис. 14.4 б).

Повітряні лінії напругою 0,38 кВ із заземлюючою нейтраллю у містах і населених пунктах з високими будинками, підприємствами та димарями, що проходять по лісах і парках з високими деревами, екрановані цими об'єктами від атмосферних перенапруг, як наведених, так і викликаних прямими ударами блискавки, тому вони не мають потреби у грозозахисті. У сільській місцевості при одно- і двоповерховій забудові, при проходженні ліній по відкритій місцевості ці об'єкти можуть вражатися прямими ударами блискавки, а також індукованими перенапругами.

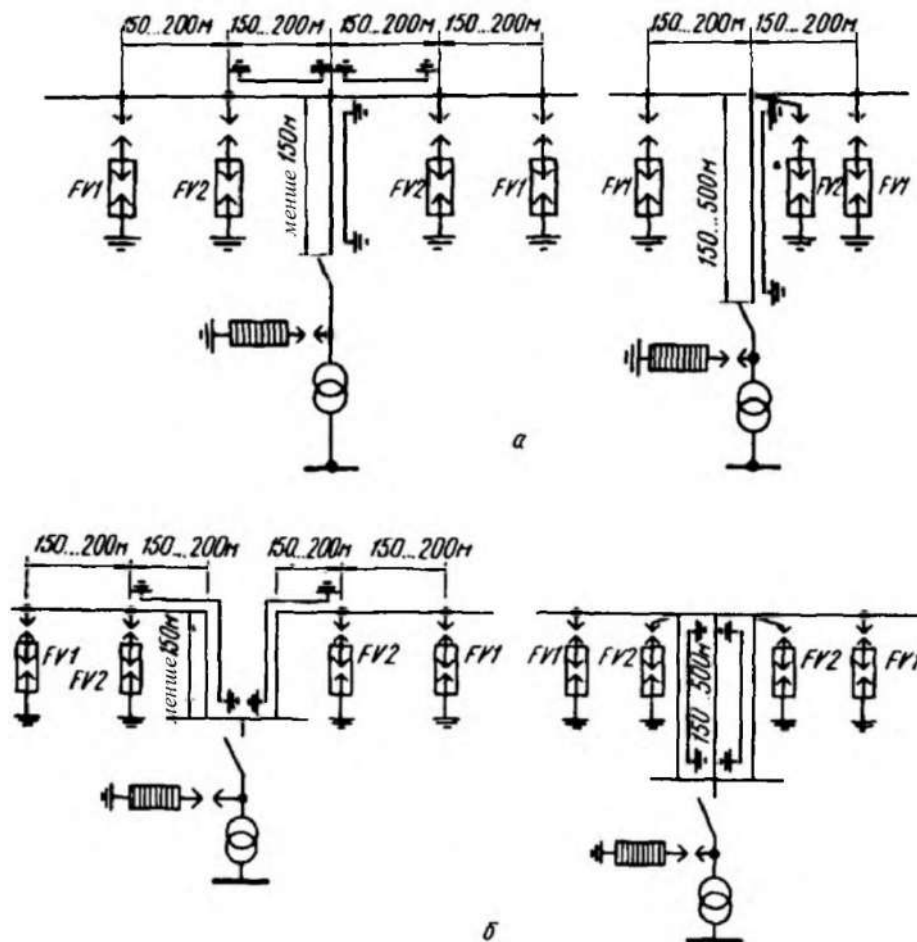


Рисунок 14.4 – Схеми захисту від атмосферних перенапруг:

а – тупикової підстанції від діючих повітряних ліній напругою 35–110 кВ; б – підстанцій напругою 35–110 кВ, що живляться від діючих повітряних ліній за допомогою заходів довжиною до 150 м і більше

При виконанні повітряних ліній на дерев'яних опорах, імпульсна міцність яких висока, по них можуть поширюватися і проникати у внутрішні проводки будинків хвилі з амплітудою 1,5–2 млн. В і більше. Зареєстровані випадки ураження людей під час розряду блискавки, що перебували на відстані 2,5–3 м від внутрішньої електропроводки у житлових і виробничих приміщеннях.

На лініях із залізобетонними опорами гаки, штирі фазних проводів і арматури з'єднують із заземленням, опір якого не повинен перевищувати 50 Ом. Заземленням як правило є частина опори, що входить у землю. Напруга перекриття імпульсом низьковольтних ізоляторів вимірюється десятками кіловольтів. Амплітудна перенапруга, яка залишається у лінії, може знижуватися до відносно безпечного значення, якщо під час грози перебувати від електропроводки на відстані 0,25–0,3 м.

У повітряних лініях на дерев'яних опорах необхідно також робити заземлення у частині опор і приєднувати до них гаки та штирі ізоляторів. Заземлювачі обладнання повинні мати опір не більше 30 Ом, а відстань між ними – не більше 200 м для районів до 40 грозових годин на рік і до 100 м для районів більше 40 грозових годин на рік. Крім того, заземлення повинне бути виконане на опорах з відгалуженням у приміщення, у яких може бути зосереджена велика кількість людей (школи, ясла, лікарні тощо), або які мають велику господарську цінність (тваринницькі приміщення, склади, майстерні тощо).

Заземлення повинні бути виконані на кінцевих опорах ліній, що мають відгалуження до введів, при цьому найбільша відстань від сусіднього захисного заземлення цих ліній повинна бути не більше 100 м для районів від 10 до 40 грозових годин на рік і 50 м для районів більше 40 грозових годин на рік.

До заземлення повинні бути приєднані гаки і штирі дерев'яних опор, а на залізобетонних опорах, крім того, арматури опор. Як заземлення можна за можливості використовувати заземлювальне обладнання повторних заземлень нульового проводу.

На вводах до перерахованих раніше відповідальних споживачів і кінцевих опор ліній рекомендується додатково встановлювати вентильні розрядники низької напруги.

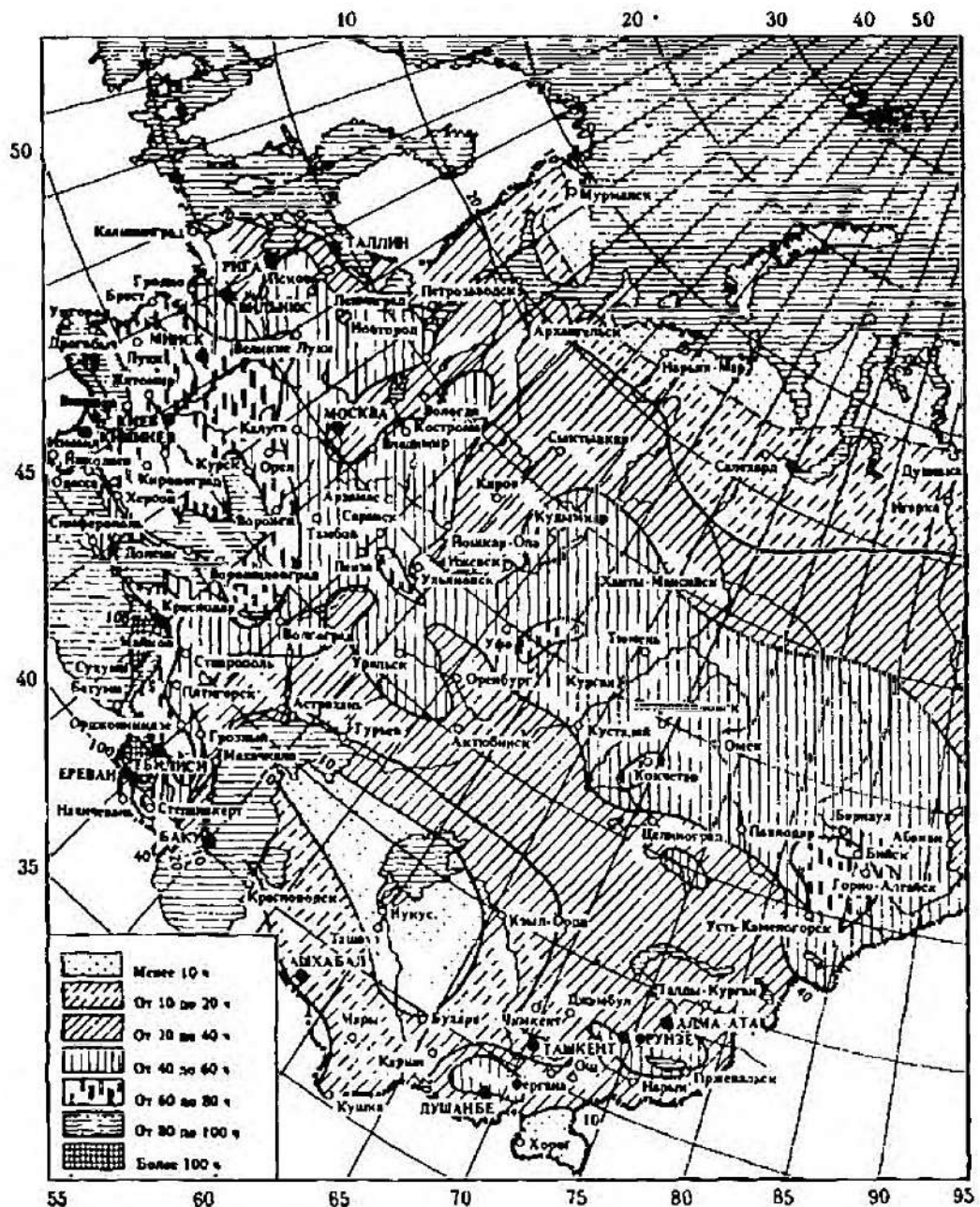


Рисунок 14.5 – Карта середньорічної тривалості гроз

Необхідно зазначити, що захисне заземлення необхідно споруджувати одночасно з монтажем повітряних ліній напругою 0,38 кВ. Змонтована, але ще не підключена до робочої напруги лінія вже становить небезпеку за рахунок впливу можливих атмосферних перенапруг.

Для практичних розрахунків заземлень необхідно знати кількість грозових годин на рік у заданій місцевості, що можна визначити за рис. 14.5.

15 СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ І ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

План

Визначення струмів короткого замикання у сільських мережах напругою 380 В

Визначення струмів короткого замикання у сільських мережах напругою 380 В

Сільські електричні мережі напругою 380 В виконують із глухозаземленою нейтраллю. Тому у них можливі трьох-, двох- і однофазні КЗ.

Струми КЗ при трьох- і двофазних КЗ визначають методами, наведеними раніше. Крім того, необхідні значення струмів КЗ для перевірки надійності спрацьовування релейного захисту, якщо він наявний, що відключає котушки автоматів і плавких запобіжників. У цьому випадку необхідно визначати найменші значення струму КЗ. Для мереж напругою 380/220 В – це струми однофазних КЗ. Далі викладено порядок їх визначення. Очевидно, що найменше значення струму буде при КЗ у найбільш віддаленій точці повітряної лінії, яку обирають як розрахункову.

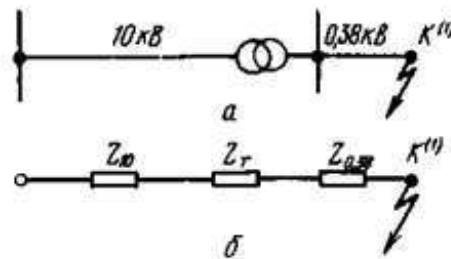


Рисунок 15.1 – Схема однофазного КЗ у мережі напругою 380 В (а)
і схема її заміщення (б)

Електрична схема мережі у цьому випадку зображена на рис. 15.1 а, а схема її заміщення – на рис. 15.1 б. Опором лінії напругою 10 кВ можна знехтувати і вважати, що $Z_{10} \approx 0$. Тоді струм однофазного КЗ

$$I_K^{(1)} = \frac{3U_\phi}{Z_{np.m} + Z_{об.m} + Z_{0.m} + Z_{np,0,38} + Z_{об,0,38} + Z_{0,0,38}}, \quad (15.1)$$

де Z_n – опір петлі «фазний провід – нульовий провід»

$$Z_n = \frac{Z_{np0,38} + Z_{об0,38} + Z_{0.0,38}}{3}.$$

Тому струм однофазного КЗ може бути розрахований за наближеною формулою:

$$I_K^{(I)} = \frac{3U_\phi}{Z_m + 3Z_n} \quad (15.2)$$

де Z_m – повний опір трансформатора струму КЗ на корпус (табл. 15.1).

Значення Z_m залежать від потужності трансформаторів і схеми обмоток: «зірка – зірка з нулем» або «зірка – зигзаг з нулем».

Таблиця 15.1 – Повні опори трансформаторів струму КЗ на корпус

Тип трансформатора	Потужність, кВА	Z_m , зведений до напруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
	25	3,60
	40	2,58
	63	1,63
	100	1,07
	160	0,70
	250	0,43
	400	0,318
	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	400	0,352
	630	0,273

Індуктивним опором петлі «фазний – нульовий провід» лінії для проводів з кольорових металів задаються таким, що дорівнює 0,6 Ом/км, при сталевих

проводах активний і внутрішній індуктивний опори визначають залежно від струмів КЗ, а зовнішній індуктивний опір беруть таким, що дорівнює 0,6 Ом/км.

Для надійного автоматичного відключення аварійної ділянки струм однофазного КЗ повинен не менше ніж у 3 рази перевищувати номінальний струм плавкої вставки запобіжника або розчеплювача автомата. Для автоматів, що мають лише електромагнітні розчеплювачі, цей струм повинен становити не менше 1,4 налаштування струму електромагнітного розчеплювача автомата. Опори сталевих проводів необхідно брати для таких значень струмів. Якщо фазний і нульовий проводи мають різні перерізи, то повний опір петлі

$$Z_n = l \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0n})^2 + (x_{0\phi}'' + x_{0n}'' + 2x_0')^2}, \quad (15.3)$$

де $r_{0\phi}$ і $x_{0\phi}''$ – опори фазного проводу;

r_{0n} і x_{0n}'' – опори нульового проводу.

Якщо перерізи проводів уздовж лінії різні, потрібно знайти повний опір кожної ділянки і розрахувати суму усіх значень.

У випадку, якщо струм КЗ недостатній для спрацьовування захисту, то треба збільшити переріз проводів або підібрати трансформатор більшої потужності.

16 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

План

16.1 Захист генераторів

16.2 Захист трансформаторів

16.1 Захист генераторів

У систему сільського електропостачання входять електростанції з генераторами невеликої потужності до 1 МВт і напругою до 1 кВ і вище. Такі станції використовують як автономні джерела живлення для споживачів, значно віддалених від централізованих джерел, або як резервні джерела. До них належать дизельні станції, причому більша частина з них з генераторами потужністю до 150 кВт.

Відповідно до ПУЕ для генераторів потужністю до 1 МВт і напругою вище 1 кВ, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, повинні бути передбачені захисти від міжфазних зовнішніх КЗ і від КЗ в обмотці статора генератора і на його виводах, однофазних замикань на землю в обмотці статора і подвійних замикань, одне з яких виникає в обмотці статора, а інше – у зовнішньому ланцюзі та від перевантаження при симетричному режимі роботи.

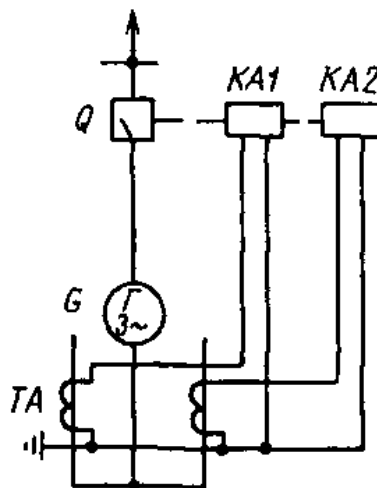


Рисунок 16.1 – Схема МСЗ генератора від зовнішніх

Як захист зазначених генераторів від струмів в обмотці статора, обумовлених зовнішніми міжфазним КЗ, застосовують МСЗ, що приєднується

до трансформаторів струму ТА на виводах фаз із боку нейтралі генератора G (рис. 16.1). Цей самий захист використовують і від міжфазних КЗ в обмотці статора одиничного працюючого генератора. Схему захисту виконують за двофазною двохранейною схемою за допомогою реле КА1 і КА2 прямої дії типу РТВ або реле РТ-85, що здійснюють дешунтування електромагнітів відключення вимикача Q. Струм спрацьовування захисту

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} I_{г.ном}, \quad (16.1)$$

де $K_H = 1,6 - 2,0$.

Чутливість захисту перевіряють за встановленими значеннями струму трифазного КЗ на виводах генератора. Коефіцієнт чутливості $K_u \geq 1,2$.

При відсутності виводів фаз з боку нейтралі допускається застосування спрощеного (без реле струму) мінімального захисту напруги. Захист виконують із трьома реле мінімальної напруги РН-54, що підключаються до вторинної обмотки вимірювального трансформатора напруги на міжфазні напруги. При пошкодженнях у вторинних ланцюгах трансформатора захист повинен автоматично виводитися з дії. Напругу спрацьовування захисту задають $U_{с.з} = (0,6 - 0,7) U_{г.ном}$, час спрацьовування – на ступінь більше часу спрацьовування захистів елементів мережі.

Для захисту від міжфазних КЗ в обмотці статора генератора, що працює паралельно з іншими генераторами або системою, застосовують струмове відсічення без затримки часу, встановленого з боку виводів генератора до збірних шин. При КЗ у генераторі реле відсічення реагують на струм, що протікає до місця пошкодження від інших генераторів або системи.

Чутливість відсічення перевіряють за мінімальним струмом двофазного КЗ на шинах генератора, що протікає від паралельно працюючих генераторів або системи. Коефіцієнт чутливості повинен бути $K_u \geq 2$.

При недостатній чутливості відсічення замість неї застосовують поздовжній диференціальний струмовий захист. Схему захисту рекомендується виконувати трифазною трьохлінійною з використанням реле РТ-40, типу РТМ або РНТ-560,

що підключаються до встановлених на шинних виводах генератора і вводах з боку нейтралі трансформаторам струму.

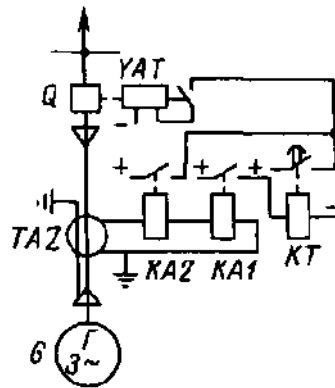


Рисунок 16.2 – Схема захисту генератора від замикань на землю в обмотці статора

Для захисту генераторів G (рис. 16.1) від однофазних замикань на землю в обмотці статора при природному струмі замикання, що дорівнює або більше 5 А, передбачають струмовий захист, що реагує на повний струм замикання або його складових вищих гармонік. Реле захисту КА1, наприклад РТЗ-51, підключають до трансформатора струму нульової послідовності TAZ, встановленому з боку шинних виводів генератора. При спрацьовуванні реле захисту електромагніт відключення YAT вимикача Q підключається до джерела оперативного струму.

Для генераторів потужністю до 1 МВт застосовують кабельні трансформатори струму типів ТЗЛІ, ТЗР та ін. Час дії захисту 1–2 с, що створюється реле КТ, забезпечує відбудування від перехідних значень ємнісного струму при зовнішніх замиканнях на землю. За допомогою реле КА2 здійснюють захист генератора від подвійних замикань на землю, одне з яких перебуває в мережі.

Захист генератора від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, виконують у вигляді МСЗ в однофазному виконанні, що діє на сигнал із затримкою часу.

Для захисту генераторів напругою до 1 кВ і потужністю до 1 МВт від усіх видів ушкоджень і ненормальних режимів роботи використовують автоматичні вимикачі

з максимальними розчеплювачами або МСЗ, що діє на комутаційний апарат, наприклад контактор. Для генераторів із глухозаземленою нейтраллю захист виконують у трифазному виконанні, а з незаземленою нейтраллю – у двофазному.

Автоматичний вимикач встановлюють із боку виводів генератора до збірних шин. Він поєднує одночасно функції комутаційного і захисного апаратів. Для генераторів потужністю до 150 кВт застосовують автомати з комбінованими розчеплювачами, а для генераторів більшої потужності – селективні автомати.

Захист поодиноким працюючого генератора від внутрішніх ушкоджень забезпечують встановленням автомата на виводи генератора з боку нейтралі або виконують додатковий максимальний струмовий захист, що приєднується до трансформаторів струму на цих виводах і діє на незалежний розчеплювач автомата.

У тих випадках, коли як комутаційний апарат використовують контактор, захист генератора виконують так само, як і для генераторів напругою вище 1 кВ. Для генераторів із глухозаземленою нейтраллю чутливість захистів перевіряють при двофазних і однофазних КЗ на його шинах. Якщо чутливість виявляється недостатньою при однофазних КЗ, то додатково застосовують захист нульової послідовності – максимальний струмовий або поздовжньо диференціальний. Максимальний струмовий захист виконують за допомогою струмового реле, підключеного через трансформатор струму до нульового проводу генератора. Захист повинен бути із затримкою часу для забезпечення селективності із захистами елементів мережі.

16.2 Захист трансформаторів

Відповідно до ПУЕ для силових трансформаторів схем електропостачання повинні бути передбачені захисти від видів КЗ в обмотках і на виводах; струмів у обмотках, зумовлених зовнішніми КЗ і перевантаженнями; загоряння мастила і зниження його рівня; однофазних КЗ на землю зі сторони обмотки, що приєднана до мережі з ізольованою нейтраллю, у якій необхідне відключення однофазних КЗ на землю відповідно до вимог техніки безпеки.

Для захисту трансформаторів від КЗ в обмотках і на виводах застосовують поздовжній диференціальний захист або струмове відсікання без затримки часу.

Диференційний захист встановлюють на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і більше, а також на трансформаторах потужністю 4 МВА під час їх паралельної роботи. Захист передбачають на трансформаторах потужністю 1–4 МВА, якщо струмова відсічка не задовольняє за вимогами чутливості, а максимальний струмовий захист має затримку часу понад 0,5 с або якщо трансформатор встановлено у сейсмічно активному районі. Вибір параметрів захисту і схеми його виконання розглянуті вище.

Схеми диференційного захисту трансформаторів сільських мереж як правило виконують двохранелейними. Схеми з трьома реле застосовують у випадках, якщо необхідно забезпечити нормовану чутливість, а також для захисту трьохобмоткових трансформаторів потужністю 40 МВА і більше. При пошкодженні у трансформаторі диференційний захист і відсічка діють на відключення трансформатора з усіх сторін.

Для захисту понижувальних трансформаторів від зовнішніх КЗ на сторонах нижчої і середньої напруг застосовують МСЗ, встановлений зі сторони живлення (високої напруги) і впливаючу на відключення трансформатора. На двообмоткових трансформаторах 35–110/10 кВ спрощених підстанцій передбачають комплекти захисту на стороні високої напруги (на відключення короткозамикача) і на стороні низької напруги (на відключення вимикача вводу). Допускається використовувати один комплект захисту, що встановлюється зі сторони високої напруги і забезпечує двоступеневу дію захисту: з меншою затримкою часу відключення вимикача на стороні низької напруги та з більшою – увімкнення короткозамикача на стороні високої напруги. На трьохобмоткових трансформаторах 110/35/10 кВ комплекти захисту встановлюють або з усіх сторін трансформатора, або лише з двох сторін. При цьому захист зі сторони живлення виконують двоступеневим.

Вибір параметрів МСЗ і схеми виконання подані вище. Для здійснення захисту трансформатора на стороні нижчої і середньої напруг застосовують схему неповної зірки з використанням вбудованих у привід вимикачів двох реле прямої дії типу РТВ або двох реле непрямої дії РТ-85, що здійснюють дешунтування електромагнітів відключення вимикача. Захист зі сторони високої

напруги виконують із незалежною часовою характеристикою застосуванням реле струму РТ-40, реле часу РВМ-12 і проміжного реле РП-321. Джерелом оперативного струму вказаного захисту є попередньо заряджені конденсатори (рис. 19.8). Час спрацювання МСЗ визначають, виходячи з умови селективності із захистами попередніх та наступних елементів, і він не повинен перевищувати 4 с при КЗ на сторонах з номінальною напругою 35 кВ і менше, та 3 с при КЗ на сторонах з напругою 110кВ і більше.

Захист від перевантаження застосовують на трансформаторах потужністю 400 кВА і більше, у яких можливе перевантаження. Захист здійснюють у однофазному виконанні за допомогою реле РТ-40. Його встановлюють на будь-якій стороні трансформатора. Захист діє із затримкою часу на сигнал або автоматичне розвантаження.

Для масляних трансформаторів, що мають розширювач, від усіх видів пошкоджень, що супроводжуються виділенням газів, прискореним перетіканням мастила з баку до розширювача та зменшенням рівня мастила, застосовують газовий захист. Його вимірювальним органом є газове реле, встановлене у розсічення мастилопроводу, що з'єднує бак з розширювачем. Під час повільного газоутворення, що виникає протягом процесу розкладання трансформаторного мастила та ізоляційних матеріалів завдяки їх нагріванню струмами при перевантаженнях і зовнішніх КЗ, реле забезпечує подачу попереджувального сигналу, а під час бурхливого газоутворення, пов'язаного із горінням електричної дуги під час виткових КЗ в обмотках і внутрішніх КЗ, подається команда на відключення трансформатора.

Газове реле складається з корпусу, у якому на різному рівні шарнірно закріплено два поплавки, що керують електричними контактами. При нормальній роботі трансформатора реле заповнене мастилом і поплавки, спливаючи, займають верхнє положення, а пов'язані з ними контакти реле розімкнені. Під час повільного газоутворення гази накопичуються у верхній частині реле, виштовхуючи з нього мастило, і верхній поплавок (сигнальний елемент), опускаючись замикає контакти, що впливають на сигнал. Під час бурхливого газоутворення внаслідок підвищення тиску у баці трансформатора

створюється потік маслогазової суміші через реле у розширювач. За певної швидкості потоку нижній поплавок, що відключає елемент, перекидається та спричиняє замикання контактів, що діють на відключення трансформатора. Час спрацювання вимикаючого елемента 0,1–0,3 с.

Для захисту трансформаторів широко застосовують газові реле типу BF-80/Q, а для пристрою РПН, розміщеного у окремому баці, – струменеве реле URF-25/10. Сигнальний і відключаючий елементи реле BF-80/Q виконані у вигляді пластмасових поплавків сферичної форми із закріпленими на них постійними магнітами. При переміщенні поплавків магніти наближаються до магнітоуправляючих контактів (герконів), що викликає їх спрацювання. Крім того, відключаючий елемент реле має підпірну заслінку, що встановлена поперек потоку мастила. При деякій швидкості потоку заслінка перекидає нижній поплавок. Залежно від потужності трансформатора, систем охолодження і циркуляції мастила реле BF-80/Q встановлюють з налаштуванням, що дорівнює 0,65 с або 1 м/с.

Газовий захист обов'язково встановлюють для трансформаторів потужністю 6300 кВА і більше, однак допускається його встановлення і на трансформаторах меншої потужності. Оперативні ланцюги газового захисту на підстанціях 35–110/10 кВ підключаються до шин трансформатора власних потреб або живляться від попередньо заряджених конденсаторів.

Захист від КЗ на землю зі сторони обмотки трансформатора, приєднаної до мережі із ізольованою нейтраллю, виконують у вигляді селективного захисту, що встановлює пошкоджене приєднання. Для цього використовують реле типу ЗЗП-1М, УСЗ-2/2 або ИЗС, що підключаються до трансформаторів струму нульової послідовності (типу ТЗРЛ, ТЗЛ). Захист діє із затримкою часу близько 9 с на сигнал або відключення приєднання, якщо це вимагається технікою безпеки. Для здійснення захисту з дією на сигнал допускається застосовувати пристрій контролю ізоляції.

17 ЗАСОБИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

План

17.1 Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ

17.2 Власні потреби підстанцій, АВР власних потреб

17.1 Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ

Для підвищення надійності електропостачання у радіальних розімкнутих мережах можуть використовуватись роз'єднувальні пункти з використанням роз'єднувачів РЛНДА-1-10 для ліній напругою 10 кВ і роз'єднувачів РНДЗ-35/1000 для ліній напругою 35 кВ. Автоматизація здійснюється у випадку використання пунктів секціонування з вимикачами.

У замкнутих електричних мережах доцільно використовувати пункти АВР і секціонування. вони забезпечують поділ мережі на окремі ділянки, автоматичне введення резерву (АВР).

Одним із вітчизняних виробників подібної апаратури є компанія Таврида Електрик Україна.

Наприклад, реклоузер вакуумний серії РВА / TEL РВА / TEL- 10-12,5 / 630 У1 (далі РВА / TEL) призначений для застосування в повітряних розподільних мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц, номінальною напругою 6-10 кВ.

Реклоузер РВА / TEL застосовується як:

- фідер на підстанції живлення (ОРУ, РП);
- автоматичного пункту секціонування мережі з одностороннім живленням;
- автоматичного пункту секціонування мережі з двостороннім живленням (у т. ч. пункту мережевого резервування – АВР);
- захисного апарату на відгалуженні мережі.

Реклоузер серії РВА / TEL – нове покоління комутаційного обладнання,

котре об'єднало в собі передові технології мікропроцесорного релейного захисту та автоматики і комутаційної техніки.

Реклоузер РВА / TEL виконує такі основні функції:

- оперативні перемикання в розподільній мережі (місцева і дистанційна реконфігурація мережі);
- автоматичне відключення пошкодженої ділянки;
- автоматичне повторне включення лінії (АПВ);
- автоматичне виділення пошкодженої ділянки;
- автоматичне відновлення живлення на непошкоджених ділянках мережі;
- автоматичний збір інформації про параметри режимів роботи електричної мережі.

Реклоузер РВА / TEL може застосовуватися як окремий апарат для захисту відхідних ліній електропередачі або з такими ж апаратами як засіб комплексної автоматизації розподільчої мережі.

Реклоузер РВА / TEL має такі відмінні риси:

- високий механічний і комутаційний ресурс;
- малий час включення і відключення;
- триразове швидке АПВ (О-0,1с-ВО-1с-ВО-1с-ВО-80сВ);
- можливість інтеграції до системи телемеханіки (SCADA);
- вбудована система вимірювання;
- гнучка відбудова від запобіжників;
- самодіагностика;
- ведення журналів оперативних і аварійних подій;
- стійкість до електромагнітних впливів за критерієм якості функціонування «А»;
- простота монтажу і експлуатації;
- відсутність необхідності проведення поточних, середніх і капітальних ремонтів протягом усього терміну служби.



Рисунок 17.1 – Вакуумний реклоузер РВА / TEL (загальний вигляд) напругою 10 кВ

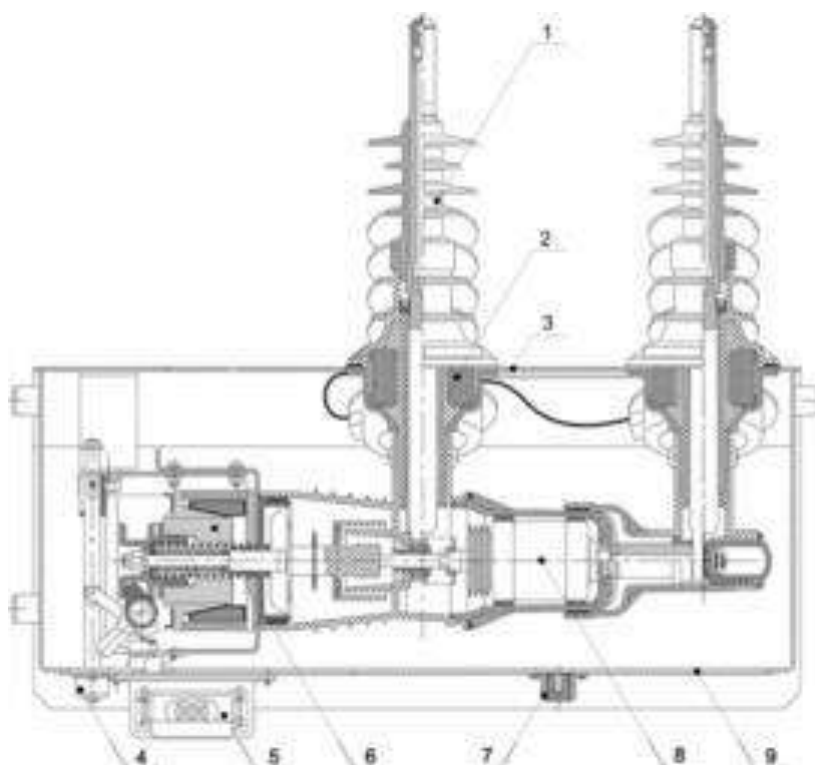


Рисунок 17.2 – Будова вакуумного реклоузера РВА / TEL:

- 1 – прохідні ізолятори; 2 – комбіновані датчики струму і напруги;
- 3 – верхній кожух; 4 – механізм ручного вимикання; 5 – колодка штепсельного роз'єму; 6 – привід ВВ/TEL; 7 – отвір для зливання конденсату; 8 – вакуумна камера ВВ/TEL; 9 – нижня кришка

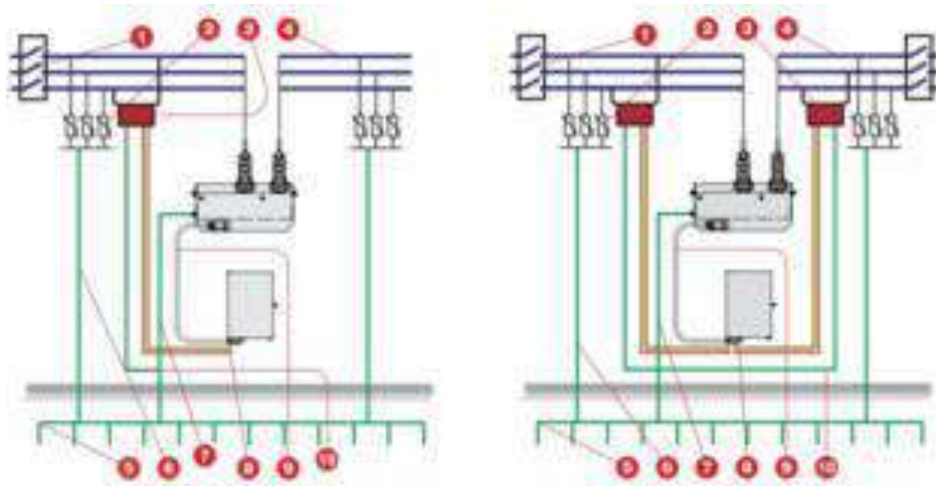


Рисунок 17.3 – Секціонування ліній електропередачі 6–10 кВ з одностороннім (а) і двостороннім (б) живленням:

1 – лінійний роз'єднувач; 2 - обмежувач перенапруги (ОПН);
 3 – трансформатор власних потреб; 4 – ЛЕП 10 кВ; 5 – контур заземлення опори; 6 – спуск заземлення ОПН; 7 – спуск заземлення шафи керування і комутаційного модуля; 8 – кабель зовнішнього живлення шафи керування; 9 – з'єднувальний кабель; 10 – заземлення трансформатора власних потреб



Рисунок 17.4 – Вакуумний реклоузер РВА / TEL на ПЛ напругою 10 кВ



Рисунок 17.5 – Вакуумний реклоузер 3AD SIEMENS
(загальний вигляд), напруга 10 кВ

Застосування реклоузера РВА / TEL дає можливість:

- підвищити надійність електропостачання споживачів;
- знизити недовідпуск електроенергії;
- зменшити кількість аварійних відключень ліній електропередачі;
- скоротити витрати на обслуговування електричної мережі;
- підвищити технічний рівень експлуатації мереж;
- реалізувати сучасні принципи автоматизації та управління розподільчими мережами.

17.2 Власні потреби підстанцій, АВР власних потреб

На сучасних трансформаторних підстанціях всі процесії, у тому числі і на допоміжних операціях, повністю механізовані за допомогою різних пристроїв. До установок і механізмів власних потреб підстанцій відносять приводи механізмів, їх джерела живлення, внутрішні електричні мережі, розподільні пристрої.

Споживачами власних потреб на підстанціях можуть бути: освітлювальні установки, вентиляційні пристрої, зарядні агрегати, компресорні й насосні станції, механізми механічної майстерні тощо.

На підстанціях невеликої потужності для живлення власних потреб

встановлюють один трансформатор (рис. 17.5 а), а на потужних підстанціях – два трансформатори (рис. 17.5 б) $T_{в.п}$ напругою споживання переважно 380/220 В. Якщо на підстанції використовується для релейного захисту і автоматики оперативний змінний струм, то трансформатори власних потреб потужністю до 100 кВА приєднуються не до шин зниженої напруги, а безпосередньо до виводів обмоток зниженої напруги (рис. 17.5 в). Це дає можливість після вмикання одного з силових трансформаторів підстанції виконувати операції з вимикачами на боці 6–10 кВ.

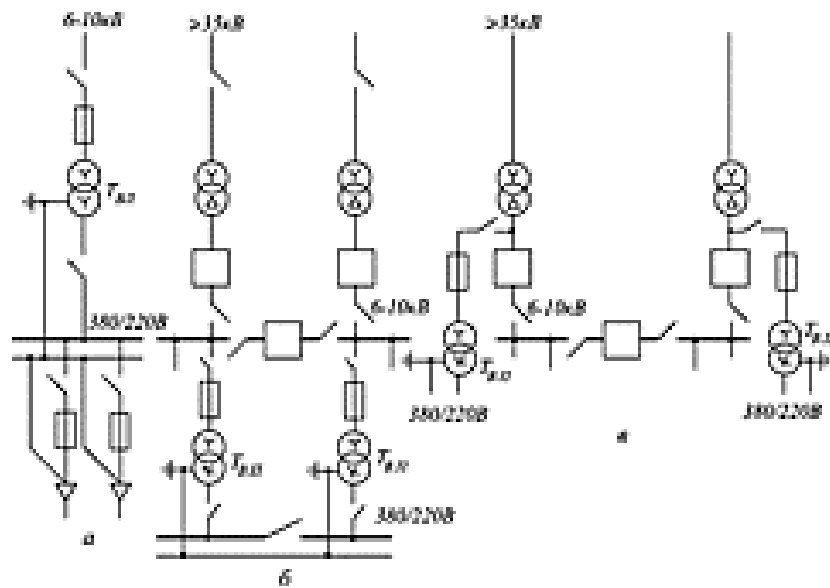


Рисунок 17.5 – Принципові електричні схеми живлення власних потреб

18 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

План

Витрати на виробництво і передачу електроенергії

Витрати на виробництво і передачу електроенергії

Питомі витрати на 1 кВт год на виробництво і передачу електроенергії – перетворена форма вартості відпущеної споживачеві електроенергії. За цим показником встановлюють ціну виробленого і переданого мережею 1 кВт год.

Наведені витрати на виробництво і передачу електричної енергії сільськогосподарським споживачам залежать від витрат на спорудження енергетичної системи: витрат на мережу, що передає електроенергію від енергосистеми по сільських живильних і розподільчих мережах напругою 110, 35, 10 кВ, включаючи підстанції напругою 35(110)/10 кВ, і витрат на передачу електроенергії по лініях напругою 0,38 кВ і підстанції напругою 10/0,38 кВ.

Середні питомі (на одиницю енергії) зведені витрати на спорудження енергосистеми, $грн / (кВт \cdot год)$

$$Z_{обл} = \sum_{i=1}^n K_{обл.i}, \quad (18.1)$$

де $K_{обл.i}$ – ринкова вартість i -го елемента електрообладнання, що входить до складу споруджуваної енергосистеми на рік спорудження.

Середні питомі витрати на передачу електроенергії по сільських мережах напругою 110, 35 і 10 кВ, $грн / (кВт \cdot год)$

$$Z_{перВН} = \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij} E_n + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m B_{ij} \right) / (P_{35(110)/10} T), \quad (18.2)$$

де n – кількість елементів мережі, що включає живильну ПЛ напругою 35(110) кВ, районну трансформаторну підстанцію напругою 35(110)/10 кВ і ПЛ напругою 10 кВ;

$P_{35(110)/10}$ – максимальна потужність районної трансформаторної підстанції, кВт;

T – тривалість використання максимальної потужності цієї РТП, год/рік.

Середні питомі витрати на передачу електроенергії по сільських мережах напругою 0,38 кВ, грн / (кВт · год)

$$Z_{перНН} = \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m K_{ij} E_n + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m B_{ij} \right) / (P_{10/0,38} T_{0,38}), \quad (18.3)$$

де n – кількість елементів мережі, що включає ПЛ напругою 0,38 кВ і трансформаторну підстанцію напругою 10/0,38 кВ;

$P_{10/0,38}$ – максимальна потужність підстанції напругою 10/0,38 кВ, кВт;

$T_{0,38}$ – тривалість використання максимальної потужності ТП напругою 10/0,38 кВ, год/рік.

Для споживача, приєднаного безпосередньо до мережі напругою 10 кВ, питомі витрати, грн / (кВт · год)

$$C_{10} = Z_{обл} + Z_{перВН}. \quad (18.4)$$

При цьому T для визначення $Z_{перВН}$ задаються для конкретної групи споживачів, що живляться від ПЛ напругою 10 кВ, ними можуть бути, наприклад, високовольтні двигуни систем зрошення.

Витрати на електроенергію для споживачів, що живляться від мереж напругою 0,38 кВ, визначають за виразом:

$$C_{0,38} = Z_{обл} + Z_{перВН} + Z_{перНН}. \quad (18.5)$$

Значення T при визначенні $Z_{перНН}$ так само, як і для мереж вищої напруги (ВН), задаються таким, що дорівнює кількості годин використання максимальної потужності розглянутих споживачів.

Аналіз рівнянь (18.2) і (18.3) показав, що для підвищення економічності сільських електричних мереж треба прагнути до збільшення кількості годин максимуму навантаження, що призведе до зростання споживання електричної енергії при таких самих потужностях і більш повного використання електроустаткування.

На рис. 18.1 наведені залежності питомих витрат $C_{0,38}$ і C_{10} на передачу електроенергії мережами вищої (10 кВ) і нижчої (0,38 кВ) напруги від кількості годин використання максимальної потужності T для мережі, що включає у себе живильну лінію напругою 35 кВ, підстанцію напругою 35/10 кВ, лінії напругою 10 і 0,38 кВ.

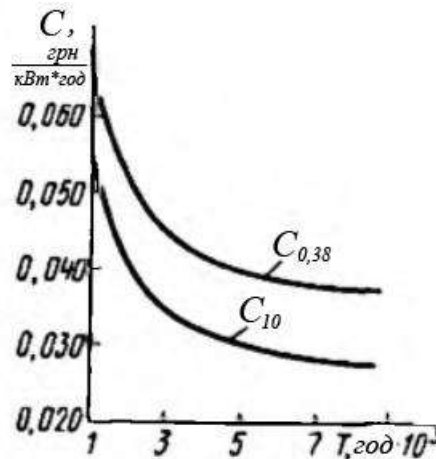


Рисунок 18.1 – Залежності питомих зведених витрат на електроенергію від кількості годин використання максимальної потужності

При розрахунках зведених витрат на електроенергію, одержувану від місцевої дизельної електростанції, використовують такі самі формули, але у них повинна бути врахована вартість самої ДЕС і витрати на паливо для неї. Для оцінки роботи електростанцій крім розглянутих показників використовують собівартість виробленої ДЕС електроенергії

$$C_{ДЕС} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m B_{ij} / W_{ДЕС}, \quad (18.6)$$

де n – кількість елементів схеми (ДЕС, лінії та підстанції, що відходять від неї);

m – крім звичайних складових витрат B_e , B_a і $B_{обс}$, містить витрати на паливо для ДЕС;

$W_{ДЕС}$ – кількість електроенергії, виробленої ДЕС.

Зведені витрати на електроенергію, що виробляється на резервних електростанціях, значно перевищують витрати на ДЕС, що застосовуються як основне джерело. Для підвищення ефективності резервного електропостачання запропоновано використовувати синхронні генератори резервних станцій для вироблення реактивної потужності. Генератори резервних електростанцій відокремлюють від первинних двигунів, і вони працюють у режимі двигуна як синхронні компенсатори. При виході з ладу основного джерела живлення генератор автоматично з'єднується з первинним двигуном і агрегат працює як резервна електростанція. Таке виконання резервної ДЕС дозволило позбутися додаткових витрат, обумовлених капітальними інвестиціями в конденсаторні батареї або втрат енергії при передачі реактивної потужності мережами без засобів компенсації. Оцінка ефективності резервної ДЕС при її комплексному використанні для місцевого резервування і компенсації реактивної потужності показала, що витрати на вироблення реактивної потужності резервної ДЕС менші порівняно з типовою схемою електропостачання приблизно у два рази.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Козирський В. В. Основи електропостачання [Текст] : підручник / В. В. Козирський, С. М. Волошин. – Київ : Компринт, 2021. – 497 с.
2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.
3. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум [Текст] : навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк : ВІП ЛНТУ, 2022.– 244 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [Текст] : підручник / П. О. Василега. – Суми : СумДУ, 2019. – 521 с.
5. Основи електропостачання [Електронне видання] : Конспект лекцій для студентів 4 курсу денної і заочної форм навчання, напрям підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Суми : СНАУ, 2018. – 90 с.
6. Шкрабець Ф. П. Електропостачання [Текст]: навчальний посібник / Ф. П. Шкрабець. –Дніпропетровськ : НГУ, 2015. – 540 с.
7. Василець С. В. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання] / С. В. Василець, К. С. Василець. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.
8. Wadhwa C. L. Electrical Power Systems [Text] / C. L. Wadhwa. – Kent : New Academic Science Limited, 2012. – 964 p.
9. Харченко В. Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств [Текст] : конспект лекцій / В. Ф. Харченко. – Харків: ХНАМГ, 2011. – 168 с.
10. Коваленко О. І. Основи електропостачання сільського господарства [Текст] : навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.

11. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Текст] : підручник / В. Є. Шестеренко. – Вінниця : Нова книга, 2004. – 656 с.

12. Маліновський А. А. Основи електроенергетики та електропостачання [Текст] : підручник / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2009. – 436 с.

Козін Віктор Миколайович,
Савойський Олександр Юрійович
Шашков Сергій Валерійович
Рясна Ольга Василівна

Основи електропостачання

**щодо виконання самостійної роботи для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського)
рівня вищої освіти**

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку: січень, 2025 р. Формат А4: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 60 примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 3,17
